

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Converter transformers –
Part 3: Application guide**

**Transformateurs de conversion –
Partie 3: Guide d'application**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61378-3:2015



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

More than 60 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

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

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

Plus de 60 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Converter transformers –
Part 3: Application guide**

**Transformateurs de conversion –
Partie 3: Guide d'application**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.180

ISBN 978-2-8322-2233-1

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

CONTENTS

FOREWORD.....	6
INTRODUCTION.....	8
0.1 General.....	8
0.2 Rating data (Clause 5)	8
0.3 Winding configurations (Clause 6)	8
0.4 Tappings and impedances (Clause 7)	8
0.5 Insulation aspects and dielectric tests (Clause 8)	9
0.6 Losses (Clause 9)	9
0.7 Core and sound aspects (Clause 10)	9
0.8 Transformer specification (Clause 11).....	9
0.9 Short circuit considerations (Clause 12).....	9
0.10 Components (Clause 13).....	10
0.11 Maintenance (Clause 14).....	10
0.12 Monitoring and on-site investigations (Clause 15)	10
0.13 Additional sources of information	10
1 Scope.....	11
2 Normative references.....	11
3 Terms and definitions	11
4 Symbols and abbreviations	11
5 Rating data.....	12
6 Winding configurations.....	13
6.1 General.....	13
6.2 Industrial applications	15
6.2.1 Rectifier	15
6.2.2 Voltage regulation.....	16
6.2.3 Autotransformer design	17
6.3 HVDC applications	22
6.3.1 Different types of transformer arrangement.....	22
6.3.2 Winding arrangements	23
6.3.3 Consideration of impedance – mutual impedance	24
7 Tappings and impedances – HVDC applications	25
7.1 Value of impedance.....	25
7.2 Variability of impedance	25
8 Insulation aspects and dielectric tests	26
8.1 Hybrid insulation systems.....	26
8.1.1 General	26
8.1.2 Hybrid insulation for converter transformers.....	27
8.2 Dielectric tests	28
8.2.1 General	28
8.2.2 Dielectric safety margins in long term d.c. and polarity reversal testing	30
8.2.3 Comments on the dielectric test procedures.....	31
9 Losses	33
9.1 General.....	33
9.1.1 General considerations	33
9.1.2 Losses and frequency	34

9.1.3	Current sharing, losses and hot spot in high current windings	35
9.1.4	Current harmonics	35
9.1.5	Transformers with three or more windings wound on the same core limb	36
9.1.6	Dual frequency testing of HVDC transformers	41
9.1.7	Transformers with more than one active part in the same tank	43
9.1.8	Transformers connected to a voltage source converter	44
9.2	Thermal tests	44
9.2.1	General	44
9.2.2	Calculation of test currents and losses for industrial transformers	44
9.2.3	Calculation of losses and test currents for HVDC transformers	44
9.2.4	Considerations on the hot spot and limits of the thermal tests	45
9.2.5	Considerations on temperature rise test of industrial transformers	45
9.2.6	Tank hot spots in industrial transformers	46
10	Core and sound aspects	46
10.1	Core	46
10.1.1	Constructional features	46
10.1.2	Effect of harmonics on transformer active part cores	47
10.1.3	DC bias voltage effect on main active part cores	47
10.1.4	Summary about cores	48
10.2	Sound	48
10.2.1	General	48
10.2.2	Fundamental considerations	49
11	Transformer specification	50
11.1	General	50
11.2	Technical specification versus functional specifications	51
11.2.1	General	51
11.2.2	Technical specifications	51
11.2.3	Functional specifications	51
11.3	HVDC transformer specifications	51
11.4	Notes and comments on specification items to be provided individually by purchaser and supplier	52
11.5	Information to be provided by the purchaser or by the system designer	52
11.5.1	General description	52
11.5.2	System data	52
11.5.3	Environmental data	53
11.5.4	Performance requirements	53
11.5.5	Testing requirements	55
11.5.6	Sequence of factory tests	57
11.5.7	Site tests	57
11.5.8	Design and construction requirements	58
11.5.9	Auxiliary equipment	58
11.5.10	Availability and measures to minimize service downtime	60
11.6	Information to be provided by the supplier	60
11.6.1	General	60
11.6.2	General description	60
11.6.3	Performance data	60
11.6.4	Supplementary data	61
11.7	Quality assurance and test program	63
11.8	Availability and measures to minimize service downtime	63

12	Short circuit considerations	63
13	Components	67
13.1	On-load tap-changers	67
13.1.1	General	67
13.1.2	Converters for industrial applications	67
13.1.3	Converter for HVDC applications	68
13.2	Valve-side bushings	68
13.2.1	General	68
13.2.2	Station layout	69
13.2.3	Technical considerations	69
13.2.4	Bushing types	69
13.2.5	Testing	69
14	Maintenance	71
14.1	General	71
14.2	Oil	72
14.2.1	General	72
14.2.2	Oil quality and transformer quality indicators	73
14.3	Insulation quality	73
14.3.1	General	73
14.3.2	Oil sampling requirements	74
14.3.3	Oil tests	75
14.3.4	Oil handling, storage and treatment	76
14.3.5	Oil preservation systems	76
14.4	Tap-changers	77
14.5	Accessories and fittings	79
15	Monitoring	79
15.1	General	79
15.2	Transformer condition assessment in service	80
15.3	Types of monitor	80
15.3.1	General	80
15.3.2	Oil condition monitoring	80
15.3.3	Off-line condition assessment	81
15.3.4	On and off-line monitors	81
15.3.5	Expert systems	83
15.3.6	Fingerprinting	83
15.4	Monitoring summary	84
16	Design review of converter transformers	84
16.1	General	84
16.2	Scheduling and confidentiality	85
16.3	Subject for design review	86
16.3.1	General	86
16.3.2	System information	86
16.3.3	Environmental Information	87
16.3.4	Transformer specific requirements	87
	Bibliography	91
	Figure 1 – Bridge connection for six-pulse arrangement	14

Figure 2 – Bridge connection for twelve-pulse arrangement	14
Figure 3 – Transformer connections star-delta and star-star or alternatively, delta-delta and delta-star to give a 30 electrical degree separation between the valve-side voltages.....	14
Figure 4 – 15° phase shifting is preferably realized by extended delta or zigzag connection.....	15
Figure 5 – Double-star connection.....	15
Figure 6 – Typical connection of transducers.....	16
Figure 7 – Autotransformer concept for open phases with coarse and fine regulation steps	17
Figure 8 – Conventional autotransformer concept for closed phases with coarse and fine regulation steps	18
Figure 9 – Conventional autotransformer concept for closed phases with multi coarse regulation	19
Figure 10 – Booster autotransformer concept for closed phases with coarse and fine regulation steps.....	20
Figure 11 – Autotransformer concept for open phases with coarse and fine regulation steps	21
Figure 12 – Transformer concept for closed phases with coarse and fine regulation steps	22
Figure 13 – Two basic arrangements of the individual windings of a two-winding transformer.....	23
Figure 14 – Mutual impedance	25
Figure 15 – Typical impedance pattern	26
Figure 16 – Components of a typical industrial converter transformer insulating system.....	27
Figure 17 – Insulation system, equivalent R-C circuit.....	29
Figure 18 – Voltage distribution before and immediately after polarity reversal	30
Figure 19 – a.c./d.c. conversion – Simplified sketch.....	32
Figure 20 – Leakage fields for a three-winding transformer with closely coupled valve windings	38
Figure 21 – Leakage fields for a three-winding transformer with decoupled valve windings	39
Figure 22 – Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double concentric valve windings	40
Figure 23 – Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double-tier valve windings.....	41
Figure 24 – Short-circuit fault conditions in rectifier bridge	64
Figure 25 – Arrangement of valve bushings	70
Figure 26 – Examples of a.c., d.c. and combined electric field dispositions adjacent to HVDC bushings and associated electric insulation systems	71
Table 1 – Arrangements of two windings	24
Table 2 – Data for calculation of load losses with harmonic currents	43
Table 3 – Monitoring types	82

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

CONVERTER TRANSFORMERS –**Part 3: Application guide****FOREWORD**

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61378-3 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2006 and constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) revision of clause on losses to reflect the changes introduced by the second edition of IEC 61378-1;
- b) addition of a new clause about design review of converter transformer for both industrial and HVDC applications;
- c) addition of content for transformer connected to voltage source converters;
- d) reference to the work of CIGRE JWG A2/B4.28 on HVDC transformers.

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

FDIS	Report on voting
14/803/FDIS	14/808/RVD

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

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

A list of all parts in the IEC 61378 series, published under the general title *Converter transformers*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61378-3:2015

INTRODUCTION

0.1 General

IEC 61378 series is written in three parts:

- Part 1 applies to transformers associated with general "Industrial" converter uses. (Copper making, aluminium smelting and the electrolysis of certain gases).
- Part 2 applies to transformers required for HVDC applications.
- Part 3 is this application guide which contains the topic headings described in 0.2 to 0.13.

The scope of IEC 61378-1 is limited to application of power converters of any power rating. Typical applications are: thyristor rectifiers for electrolysis; diode rectifiers for electrolysis; thyristor rectifiers for large drives; thyristor rectifiers for scrap melting furnaces, and diode rectifiers feeding inverters for variable speed drives. The standard also covers the regulating unit utilized in such application as step down regulating transformers or autotransformers. The valve winding highest voltage for equipment is limited to 36 kV.

IEC 61378-2 covers converter transformers used in "HVDC Applications". There are two types of HVDC power transmission systems known generically as "back to back" and "transmission" schemes. The operation and evaluation of transformers operating within these two systems are covered by Part 2 and the present part of IEC 61378.

Neither IEC 61378-1:2011 nor IEC 61378-2:2001, explicitly include in their scope transformers connected to voltage source converters (VSC). Because VSC applications are becoming more and more common, some guidance is provided in this standard.

0.2 Rating data (Clause 5)

In both IEC 61378-1 and IEC 61378-2, the method of rating converter transformers is different to that used historically. In the traditional method, the r.m.s. value of current was used in defining the nameplate rating of the transformer. IEC 61378 has introduced a fundamental change in the method of defining the rating of transformers. The concept of using the fundamental components of voltage and current as the basis for the transformer nameplate rating is explained. The nameplate rating derived from these fundamental components becomes the basis for the guaranteed impedances and losses.

0.3 Winding configurations (Clause 6)

There are a large number of winding connections and configurations that are specific to converter transformers for both industrial and HVDC applications. They have been developed over many years. The operating characteristics of the various rectifier connections are mostly covered in IEC 60146 series. In the present part of IEC 61378, the connections are discussed in so far as they affect the construction and some operational aspects of the transformer.

The use of regulating schemes is common in industrial applications. The present part of IEC 61378 covers the principles for a number of these schemes.

0.4 Tappings and impedances (Clause 7)

The impedance of transformers for HVDC applications requires special attention and design solutions. The requirements primarily concern the limitation of the impedance variability over the whole tapping range, the limitation of the impedance difference between transformers and in some applications, the impedance difference between star and delta windings. This standard discusses these requirements and their practical aspects.

In general, the tapping range in converter transformers is wider than in conventional transformers. The impact of the wider tapping range on the transformer and the tap-changer is discussed in this standard.

0.5 Insulation aspects and dielectric tests (Clause 8)

Two aspects are covered in Clause 8. First, the increasing use of “hybrid” insulation systems in transformers for industrial applications. Secondly, the ability of transformer insulation structures of HVDC transformers when tested with d.c. voltage and in service.

The basic principles, the methods of testing and the test voltage levels used for both a.c. and d.c. testing are discussed. The safety margins associated with the proposed testing regime are also reviewed.

0.6 Losses (Clause 9)

The present part of IEC 61378 details the derivation of the principles, testing and calculation methods used that take into account the effects of non-sinusoidal load currents on converter transformers of all types.

The principles of testing at two frequencies for HVDC applications are detailed along with a worked example of the calculation. The losses derived from these tests and calculations are used as the base for specifying the test losses and currents to be used in establishing the oil and winding gradients during the thermal testing.

0.7 Core and sound aspects (Clause 10)

The effects of voltage harmonics and a d.c.-bias circulating-current on the performance and construction of the core are discussed and summarized.

The causes of sound and the differences that may be expected between conventional factory sound measurements and those to be expected and experienced at site are reviewed.

The latest methods of assessment of sound associated with converter transformers are discussed.

0.8 Transformer specification (Clause 11)

Transformers for converters differ significantly from power transformers with respect to the transformer specification. An outline of the details required in any specification is included as part of the guide for both technical and functional types of specification.

Some guidance as to what should be specified by the purchaser and what should be expected from the manufacturer during the tender and order process is given.

0.9 Short circuit considerations (Clause 12)

In conventional power transformers, the calculation of the short circuit currents within the windings are dependent solely on the impedance and resistance components of the transformer and supply to which it is connected.

In the case of transformers used to supply converter applications, there are fault conditions within the converter that need to be considered where the peak value of the fault currents may be higher than those derived for conventional power transformers. These conditions are detailed in the present part of IEC 61378.

0.10 Components (Clause 13)

In the design of transformers for both industrial and HVDC converter applications, the choice and operation of the on-load tap-changer is crucial. The present part of IEC 61378 outlines some of the principles governing the use of tap-changers in these applications.

In the HVDC application, the choice and integration of the valve-side bushings into the overall design is of vital importance.

The general requirements and recommendations for the construction, integration of the bushings with the transformer and testing are detailed. An IEC standard specifically for HVDC bushing is in preparation and the recommendations in the present part of IEC 61378 draws upon the requirements of the new standard.

0.11 Maintenance (Clause 14)

Statistics suggest that the HVDC transformers require maintenance to a high standard. Those items that require particular attention are on-load tap-changers and valve-side bushings. Attention is drawn in this standard to maintenance requirements.

0.12 Monitoring and on-site investigations (Clause 15)

Transformer monitoring is recommended if on-site problems are to be minimized and in this respect, condition monitoring is discussed. The present part of IEC 61378 also presents recommendations for the procedure and practices to be followed in the event of a failure at site. These recommendations are made so that vital evidence and data are not destroyed or contaminated at the initial stages of the investigation.

The use of condition monitoring for this application is also discussed in Clause 15.

0.13 Additional sources of information

The preparation of the present part of IEC 61378, specifically for IEC 61378-2 HVDC converter applications, was significantly influenced by the working papers on various topics of CIGRE Joint Working Group 12/14.10.

CONVERTER TRANSFORMERS –

Part 3: Application guide

1 Scope

This part of IEC 61378 provides information to users about specific topics related to industrial and HVDC converter transformers with design, construction, testing and operating conditions differing from conventional transformers used in power systems. In addition, it is the aim of the present part of IEC 61378 to provide manufacturers with the technical background that forms the basis for the principles used within IEC 61378-1 and IEC 61378-2.

It is intended that this part of IEC 61378 is used to supplement and not replace or supersede the application guide for power transformers, IEC 60076-8, since many of the general principles contained within it are equally applicable to converter transformers.

2 Normative references

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

IEC 60076-1:2011, *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60076-5:2006, *Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit*

IEC 60076-14:2013 *Power transformers – Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials*

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

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

IEC 61378-1:2011, *Converter transformers – Part 1: Transformers for industrial applications*

IEC 61378-2:2001, *Converter transformers – Part 2: Transformers for HVDC applications*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 61378-1 and IEC 61378-2 apply.

4 Symbols and abbreviations

Symbol	Meaning	Units
I_1	r.m.s. value of the fundamental component of the rated line side current	A
I_x	r.m.s. value of the load loss test current at frequency f_x	A

Symbol	Meaning	Units
I_{LN}	r.m.s. value of the non-sinusoidal in-service load current in the winding under consideration at rated converter load	A
I_h	r.m.s. value of harmonic current having order number h	A
I_{eq}	r.m.s. value of the equivalent sinusoidal test current giving the winding in-service load loss	A
h	harmonic order number	
U_1	r.m.s. value of the fundamental component of the line-to-line rated voltage	V
S_r	Rated power of the transformer	VA
P_1	Transformer load losses measured at current I_1	W
P_x	Transformer load loss measured at current I_x	W
$I_1^2 R$	Ohmic losses at rated current I_1	W
R	d.c. resistance of windings including internal leads	Ω
P_{WE1}	Eddy losses in windings with current I_1	W
P_{SE1}	Stray losses in structural parts (excluding windings) with current I_1	W
P_N	Transformer load loss in service with current I_N	W
f_1	Rated frequency and also the fundamental frequency (50 Hz or 60 Hz)	Hz
f_x	Frequency ≥ 150 Hz used to determine the distribution of eddy losses (HVDC transformer applications only, not applicable for industrial transformer applications)	Hz
f_h	Frequency at harmonic order number h	Hz
F_{WE}	Enhancement factor for winding eddy losses	
F_{SE}	Enhancement factor for stray losses in structural parts	
K_h	Ratio of the current I_h to the rated current I_1	
U_{ac}	a.c. separate source test voltage for the valve windings (r.m.s. value.)	V
U_m	Highest system voltage of the line winding	V
U_{dm}	Highest d.c. voltage per valve bridge	V
U_{dc}	d.c. separate source test voltage for the valve windings	V
U_{pr}	Polarity reversal test voltage for the valve windings (d.c. voltage)	V
U_{vm}	Maximum phase to phase a.c. operating voltage of the valve windings of the converter transformer	V
N	Number of six-pulse bridges in series from the neutral of the d.c. line to the rectifier bridge connected to the transformer	

NOTE "Valve side" and "line side" define the external connections of the transformer windings. Line side refers to the winding connected to the a.c. network and valve side to the winding connected to the converter.

5 Rating data

IEC 61378-1 and IEC 61378-2 state that the rating characteristics of the transformer are expressed in steady state sinusoidal quantities of current and voltage at the rated fundamental frequency. The guaranteed losses, impedances and sound level shall correspond to these values. The rated voltage and current refer to the fundamental quantities, line-to-line voltage and line current.

Fundamental components are selected to establish a common platform for guaranteed quantities such as losses and impedances independent of the operating conditions and thus the spectrum of harmonic content. It should be noted that the tests in establishing the operating characteristics can only be carried out with sinusoidal quantities.

When industrial transformer units are provided with transducers (saturable reactors) in their tank, transductor cores make the test challenging because of the distortion of current and voltage wave shapes they cause. An agreement on the test modalities needs to be reached between the supplier and the purchaser before signing of the contract. No method has been commonly accepted. Some are presented in Annex G of IEC 61378-1:2011.

Guaranteed temperature rise values are relevant for a specific loading condition as defined by agreement between purchaser and manufacturer. As a converter transformer is exposed to a current with a certain harmonic content, the actual losses will deviate from the losses developed with a true sinusoidal current. In general, harmonics in the current will give rise to an enhancement in load losses as compared to operation with true sinusoidal current.

From the aspect of transformer design, it is important to distinguish between

- applications with essentially sinusoidal voltage across the transformer line winding, and
- applications with non-sinusoidal voltage where the transformer primary winding is energized from a converter circuit for a.c. power control or variable frequency conversion.

Information about the converter application should be supplied in the transformer specification.

The no-load loss guaranteed value is defined by the rated sinusoidal voltage.

The actual load loss in converter operation is estimated with sufficient accuracy by the calculation procedure presented in IEC 61378-1:2011, 6.2 and in IEC 61378-2. From this set of formulae the corresponding test current for establishing the corresponding temperature rise can be deduced (see IEC 61378-1:2011, 7.6 or IEC 61378-2:2001, 10.5).

It should also be noted that the actual load current in operation may be higher than the rated current, when measured by an instrument reading r.m.s. values of current, since the rated current on the nameplate refers to the fundamental component of the load current.

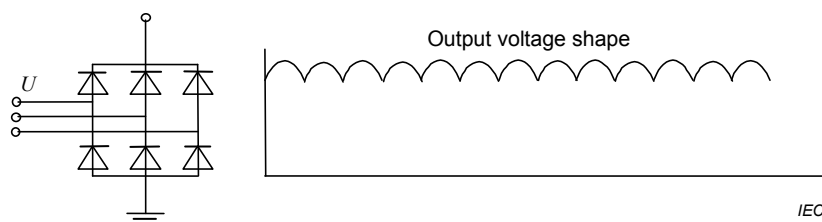
6 Winding configurations

6.1 General

This clause describes the different versions of arrangement of windings that can exist in both industrial and HVDC applications.

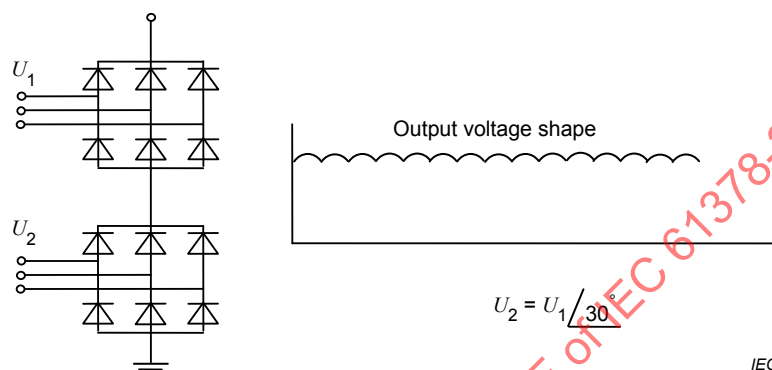
In general, the windings will be arranged to provide a six-pulse converter bridge from a balanced three-phase system. The converter will carry current twice from each phase for a maximum duration of 120 electrical degrees or one third of a cycle, once in positive and once in negative direction. See Figure 1.

Two or more six-pulse bridges may be connected in series or parallel. When supplying the individual bridges with line-side, three-phase voltages displaced in time, the harmonic content in line-side currents and valve-side voltages and currents will be reduced. With two six-pulse bridges connected in a so-called twelve-pulse arrangement, the two three-phase supplies shall be separated by 30 electrical degrees. Still higher pulse numbers on the converters require less separation between the systems. See Figures 2 and 3.



NOTE The symbol of rectifier means either diode or thyristor.

Figure 1 – Bridge connection for six-pulse arrangement



NOTE The symbol of rectifier means either diode or thyristor.

Figure 2 – Bridge connection for twelve-pulse arrangement

NOTE 1 Increased pulse number reduces the harmonic content in voltage and currents.

A common arrangement to reach two three-phase systems with a 30-electrical-degree separation is two transformers connected to a common bus on the line side. One transformer has the same winding connection on the line and valve sides, star-star or delta-delta. The other transformer has the connection star-delta or delta-star.

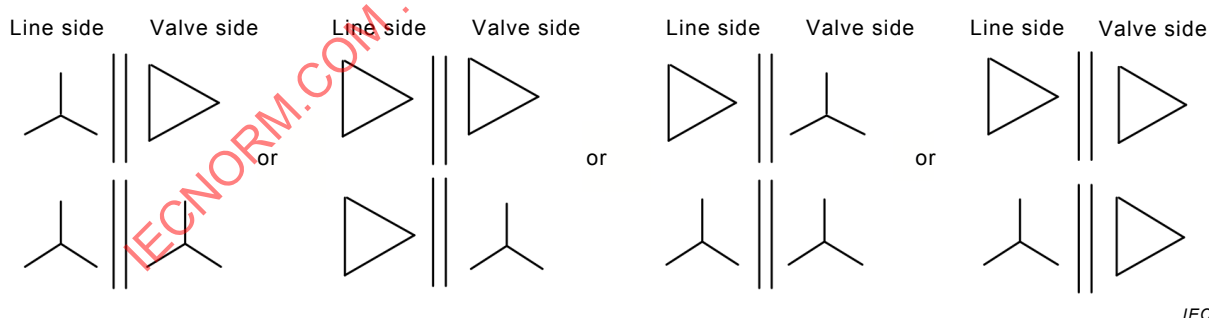


Figure 3 – Transformer connections star-delta and star-star or alternatively, delta-delta and delta-star to give a 30 electrical degree separation between the valve-side voltages

Two identical transformers with a winding connection making a 15 electrical degrees shift between line-side and valve-side voltages can be used to provide a 30 degree shift between the two valve-side voltages. One transformer is connected for positive rotation (1U-2U, 1V-2V and 1W-2W) and the other with negative rotation (1U-2V, 1V-2U and 1W-2W). This arrangement will give +15 electrical degrees and –15 electrical degrees on the valve side as compared to the line side.

A 15 electrical degree shift can preferably be reached by one of the two windings connected in zigzag or as an extended delta. See Figure 4.

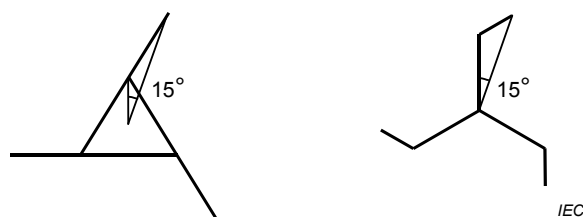


Figure 4 – 15° phase shifting is preferably realized by extended delta or zigzag connection

NOTE 2 The two connections can also be used for other shifting angles such as 7,5 electrical degrees for twenty-four-pulse bridges.

Industrial units with tertiary windings loaded with filter and compensation are covered in IEC 61378-1:2011, 5.7. It should be noted that the connection of the filter to the tertiary winding will lead to a higher than rated voltage. Therefore the fundamental current flowing through the filter impedance will be higher than the rated current as defined in the clause just mentioned. So it is important that the system engineer takes into account this phenomenon when specifying maximum tertiary winding fundamental current.

6.2 Industrial applications

6.2.1 Rectifier

In general, converter transformers for industrial application will be designed for a fairly high current on the valve side. The valve windings shall therefore have simple connections such as star or delta.

For some industrial applications with high DC currents and low DC voltage, it is often of advantage to use a double-star arrangement instead of bridge configuration.

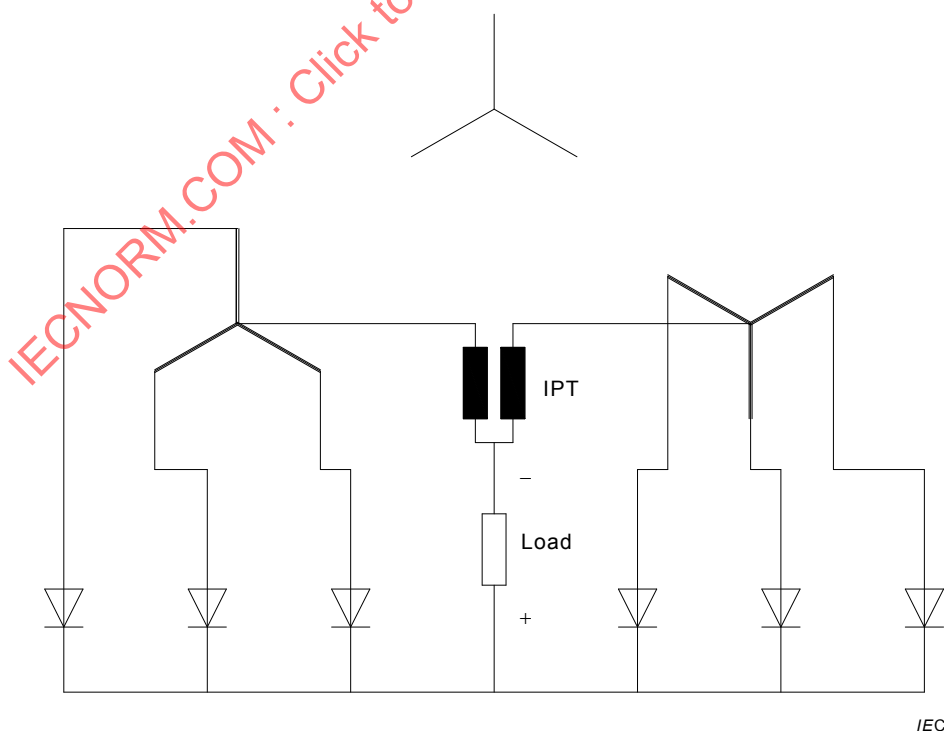


Figure 5 – Double-star connection

The line side is either connected in star or delta and the valve side has two star systems with 180° phase shift. The valve windings should be physically interleaved to avoid DC magnetization of the core and to minimize magnetic leakage fluxes (eddy losses) related to even current harmonics. An interphase transformer (IPT) between the two star points is needed together with a 3 limbs core to ensure 120° valves conduction and to minimize effects of unbalance between the 2 neutral currents of the valve windings. When these 2 neutral currents are balanced, a 5 limbs core may be used instead of the IPT.

The transformer for a six-pulse bridge converter is a three phase unit with the valve windings connected in star or delta.

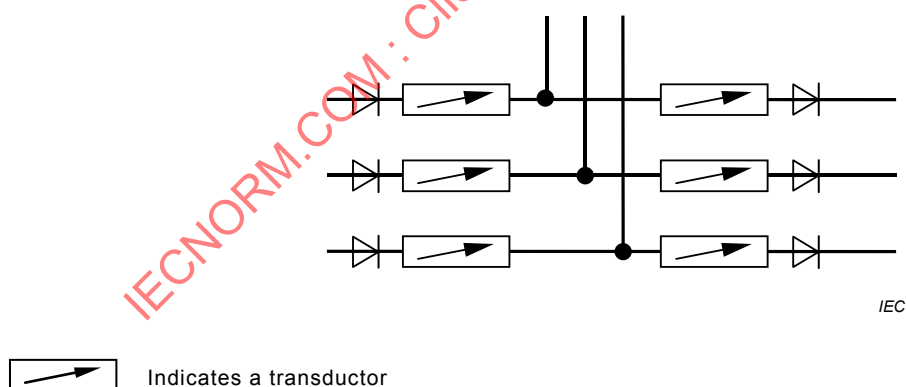
Twelve-pulse reactions can be obtained by using two six-pulse units with different connection groups or by using a transformer with two valve windings, connected in star and delta. This last solution requires a normal three phase core.

More complex cases require a different arrangement with star and delta on the primary side and valve windings connected in star or delta. These particular arrangements may also require a special core design. For 12 pulse double-star rectifiers, phase displacement of 30° needs to be achieved on the line side windings (star – delta, zig-zag, etc.).

Converter plants with more than twelve-pulses require the use of different shifting angles among the various units. This is obtained in most cases by using a zigzag or extended delta connection or more seldom with polygon connection. Detailed description and examples can be found in IEC 61378-1:2011, Annex I.

The physical arrangement of the transformer is preferably done with the valve winding as the outer winding to cater for the simple arrangement of the valve-side exits. The valve-side exit arrangement depends upon the converter structure.

If the converter requires the presence of transducers, they are generally located in the same tank as the transformer and in this case, it is necessary to provide two lead exits by phase. Transducers, if used, may be connected according to Figure 6.



NOTE The symbol of rectifier means either diode or thyristor

Figure 6 – Typical connection of transducers

The physical layout (both inside and outside the tank) of high current busbars may significantly affect the transformer load losses, short circuit impedance and tank hot spots. IEC 61378-1:2011, Annex F gives guidance on how to estimate these effects.

6.2.2 Voltage regulation

In general, there is a need for voltage regulation between the supply and valve voltages and often the regulation range is fairly large from a few percent up to 100 % of the rated valve

winding voltage. The purpose of the wide tapping range is to reduce the consumption of reactive power and harmonic pollution related to converter operation. For practical reasons, the large regulating range often requires a separate regulating transformer between the a.c. terminal and the converter transformer itself.

Depending on the line voltage, the regulating unit can be built either as an autotransformer or with two separate windings to reduce the risks from high transient overvoltages entering the converter transformer.

6.2.3 Autotransformer design

6.2.3.1 General

Various common connections are shown in Figures 7 to 13.

6.2.3.2 Star connection – open phases

The schematic constitution of the winding is shown in Figure 7.

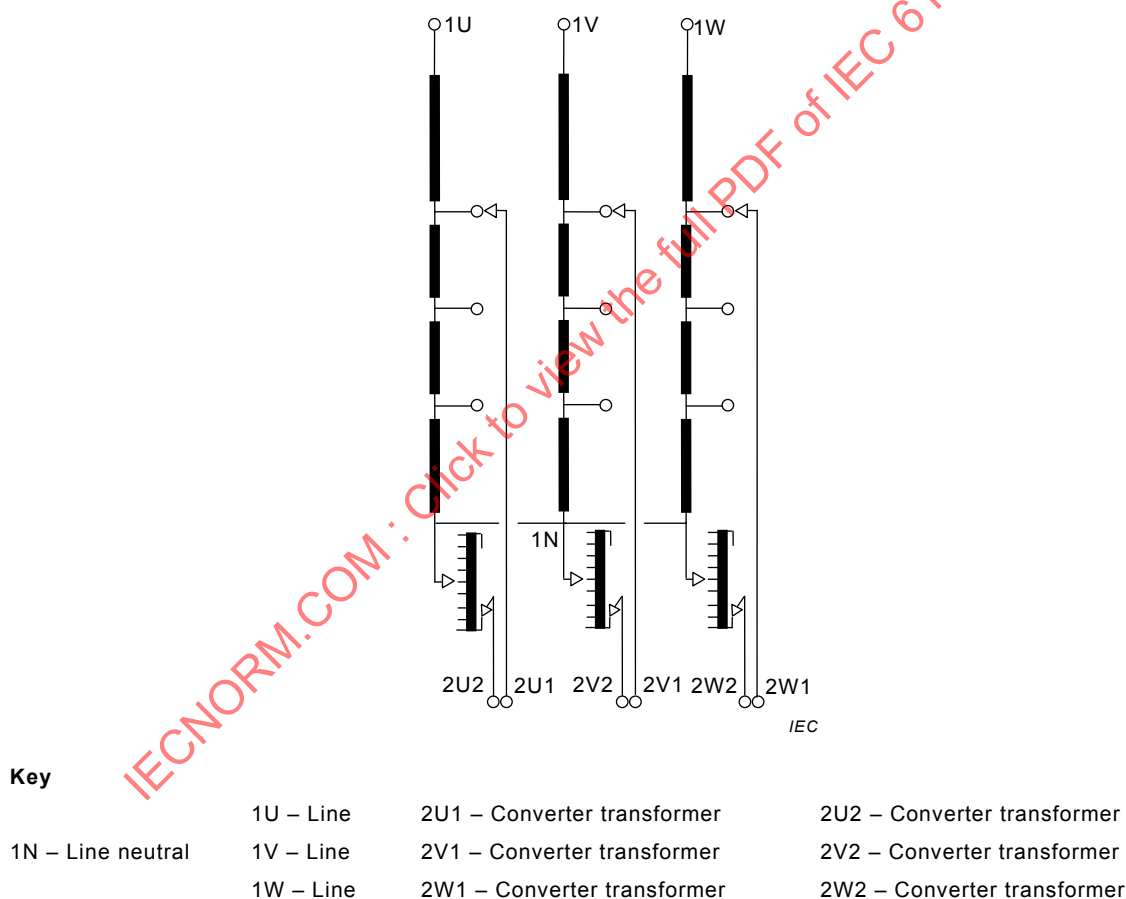
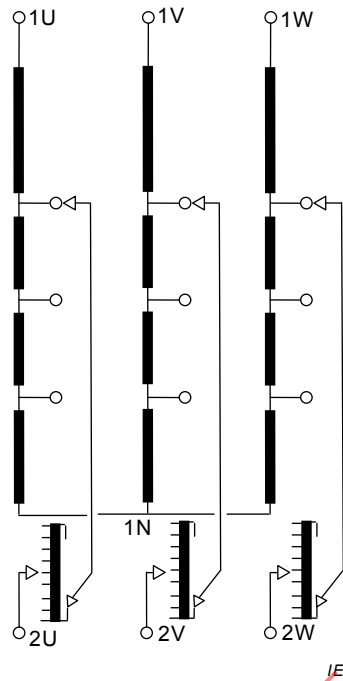


Figure 7 – Autotransformer concept for open phases with coarse and fine regulation steps

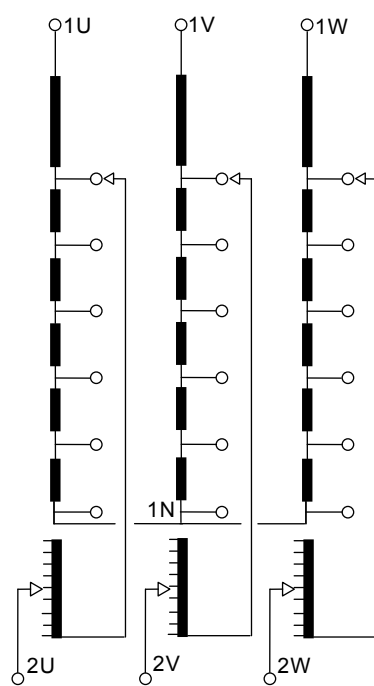
6.2.3.3 Star connection – closed phases



Key

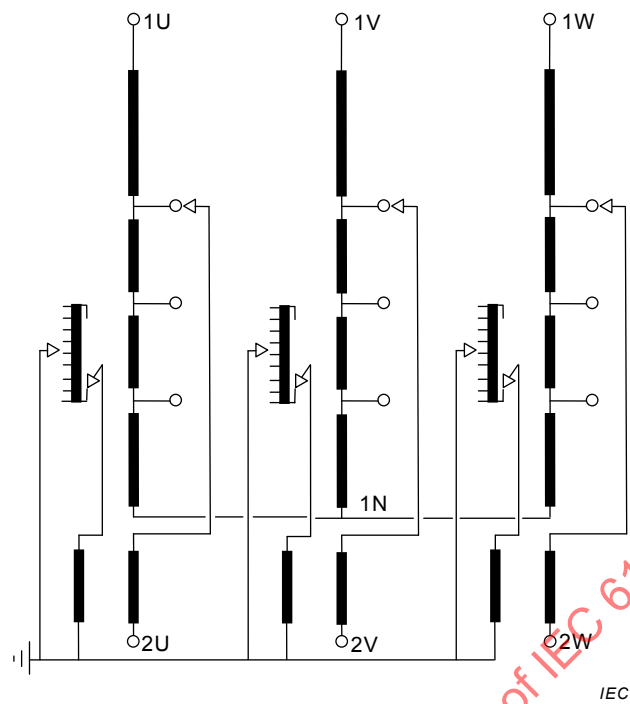
1U – Line	2U – Converter transformer
1N – Line neutral	1V – Line
1W – Line	2V – Converter transformer
	2W – Converter transformer

Figure 8 – Conventional autotransformer concept for closed phases with coarse and fine regulation steps

**Key**

1U – Line	2U – Converter transformer
1N – Line neutral	1V – Line
	2V – Converter transformer
1W – Line	2W – Converter transformer

Figure 9 – Conventional autotransformer concept for closed phases with multi-coarse regulation

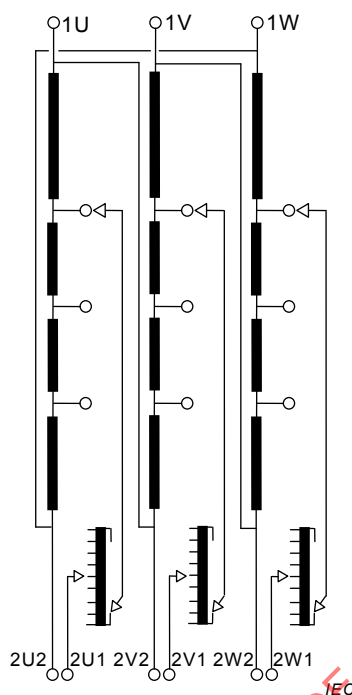


Key

1U – Line	2U – Converter transformer
1N – Line neutral	1V – Line
	2V – Converter transformer
	1W – Line
	2W – Converter transformer

Figure 10 – Booster autotransformer concept for closed phases with coarse and fine regulation steps

6.2.3.4 Delta connection – open phases

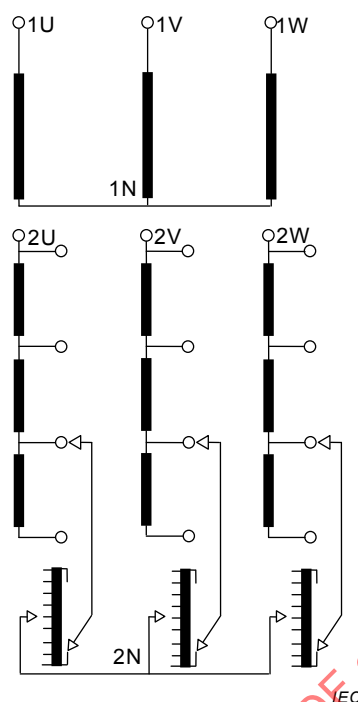


Key

1U – Line	2U1 – Converter transformer	2U2 – Converter transformer
1V – Line	2V1 – Converter transformer	2V2 – Converter transformer
1W – Line	2W1 – Converter transformer	2W2 – Converter transformer

Figure 11 – Autotransformer concept for open phases with coarse and fine regulation steps

6.2.3.5 Two winding design



Key

	1U – Line		2U – Converter transformer
1N – Line neutral	1V – Line	2N – Secondary neutral	2V – Converter transformer
	1W – Line		2W – Converter transformer

Figure 12 – Transformer concept for closed phases with coarse and fine regulation steps

6.3 HVDC applications

6.3.1 Different types of transformer arrangement

In general, HVDC transmissions are built for substantial power ratings with connections to high voltage a.c. systems. In order to reduce the harmonics in the a.c. and d.c. systems the bridges are usually built for twelve-pulse arrangements. Most often the transformers have the windings star-connected on the line side to take advantage of non-uniform insulation requirements and a voltage regulation close to earth. System needs and efficient operation of the converter often require fairly large voltage regulations to be in the range of up to about 40 % of nameplate voltage.

Depending on power rating, voltages and physical constraints, the converter transformers can be built as single phase or three-phase units.

The following solutions are possible to realize HVDC transformers with twelve-pulse bridges.

- Six single-phase, two-winding transformers.
 - Three connected in star/delta.
 - Three connected in star/star.
- Three single-phase, three-winding transformers.
 - All connected star/delta-star.
- Two three-phase transformers.

- One connected star/delta.
 - One connected star/star.
- d) One three-winding transformer.
- Connected star/delta-star.

A converter transformer is generally built with two or three main windings. A tertiary winding is required only in some specific cases, e.g. injection of test voltage, connection to special filter arrangements.

6.3.2 Winding arrangements

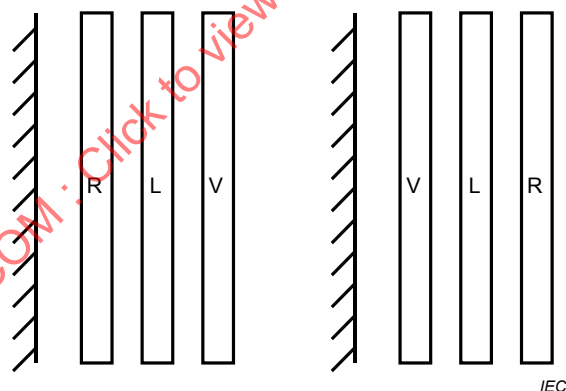
6.3.2.1 General

In core type transformers, the windings are cylinder shaped and arranged concentrically around the core limb. The tapped part of the line-side winding generally forms its own physically separated winding, the regulating winding. The individual windings are almost close to equal height and have equal ampere-turn distribution along the winding height.

In general, the regulating winding is located physically close to the main part of the line winding but not in between valve and the line windings (see Clause 7 for tapping and impedances and Clause 9 for losses).

6.3.2.2 Two windings

In general, there are two ways to arrange the individual windings in a two-winding transformer as indicated in Figure 13. The main and regulating windings form the line-side winding. The valve-side winding consists of one single winding.



Key

R – Regulating (tapping) winding

L – Main (line) winding

V – Valve winding

Figure 13 – Two basic arrangements of the individual windings of a two-winding transformer

Table 1 – Arrangements of two windings

Relative winding position	Advantages	Disadvantages
Regulating – line – valve	d.c. lead exits easy to arrange Regulation by the neutral side	Mechanical realization of lead exits for regulation winding a.c. lead exits Limited solution for regulation winding
Valve – line – regulating	a.c. lead exits easy to arrange Regulation lead exits easy to arrange Regulation by the neutral side	d.c. lead exits more difficult to arrange

6.3.2.3 Three windings

The main solution is as follows.

In single-phase transformer designs, there are generally two wound limbs, one for star/delta and the second one for star/star connections. This means that the valve winding for a delta connection has $\sqrt{3}$ times the number of turns for a star-connected winding but a load current of $1/\sqrt{3}$ of the current in a star-connected winding.

The relative positions of the individual winding shells are the same as the positions for a two-winding transformer (see Table 1).

When the physical size permits for limited power ratings and line voltages, e.g. a medium size back-to-back converter, the transformer may be built as a three-phase, three-winding transformer. Requirements for the impedances to be similar between the line-side terminal and the two valve terminals often require a design with two winding arrangements located axially on the same limb – a so called axial split. The two line-side windings with their regulating windings are connected in parallel and one of the valve windings is connected for delta and the other for star. The relative position of the individual physically separated windings shall be in accordance with Figure 13.

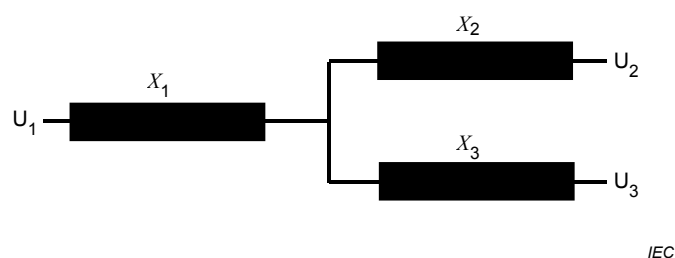
Arrangements where the two valve-side windings each occupy two concentric positions, often on opposite sides of the line winding, are generally not a viable alternative. For a transformer with voltage regulation, it will be difficult to reach the same impedance to the two valve-side windings for all tap positions.

6.3.3 Consideration of impedance – mutual impedance

The impedance pattern between one line and two valve terminals can be visualized by three impedances connected together in one and the same point with two branches towards the two valve terminals and one towards the line terminal, also called the common mutual impedance.

In general, the common mutual impedance shall be as low as possible to avoid interaction between the voltages during commutations.

In two-winding transformers, the common mutual impedance by the transformer is non-existent; contribution to the mutual impedance can only be achieved from the common bus. Three-winding transformers (Figure 14) where the two valve windings are located on different limbs will also have zero mutual impedance. Three-winding transformers using an axial split will also exhibit a low common mutual impedance.

**Key**

$X_1 + X_2 = X_1 + X_3 =$ Transformer impedance

X_1 ideally zero, but always much less than X_2 and X_3

Figure 14 – Mutual impedance

7 Tappings and impedances – HVDC applications

7.1 Value of impedance

The selected impedance is the result of influences from a number of requirements. Although it reduces harmonic current levels, high impedance increases the commutating reactance leading to increased reactive power absorption of the converter, thus increasing the costs of the filter circuit and valve assembly.

Low impedance has an influence on short-circuit force consideration and increases the size and weight of the transformer with consequential effects on cost and transport.

7.2 Variability of impedance

It is essential that the actual and measured transformer impedance remain within a given deviation from a specified value. Deviations may be of systematic as well as random nature.

Systematic deviations may have their origin in design and manufacturing constraints. Random deviations depend on variations in manufacturing and measurement uncertainty. Impedance variations as a function of tap position can be regarded as systematic deviations where the type of tap arrangement influences the course of deviation, e.g. linear or reversing taps.

Permissible impedance deviations from specified values may concern:

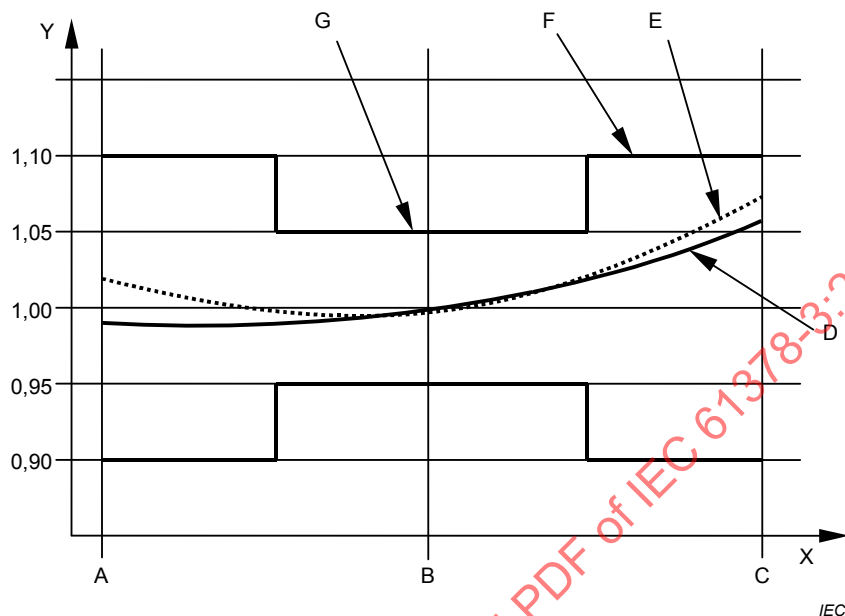
- deviation from a specified impedance value at the principal tap;
- variability between individual phases;
- variability between transformer units;
- variability within the tapping range;
- deviations between star- and delta-connected windings.

The purchaser may specify limits for all five properties.

If not otherwise specified, rules for permissible tolerances laid down in IEC 60076-1 will apply together with the requirements below.

The deviation from the impedance specified by the purchaser shall not exceed 5 % in the usual operating range of tap-changer. Outside this range, the deviation may go up to 10 % (see Figure 15).

The impedance variations between individual phases, transformer units and star- and delta-connected windings should not exceed 3 % for the same tap position. Efficient cancelling of harmonics in a twelve-pulse bridge connection requires small impedance variability. Large variations between phases, units and star- and delta-connected windings will increase the size of the filters.



Key

A – Minimum turns	D – Linear taps	G – $\pm 5\%$ tolerance band
B – Normal turns	E – Reversing taps	X – Turns
C – Maximum turns	F – $\pm 10\%$ tolerance band	Y – Transformer impedance p.u.

Figure 15 – Typical impedance pattern

8 Insulation aspects and dielectric tests

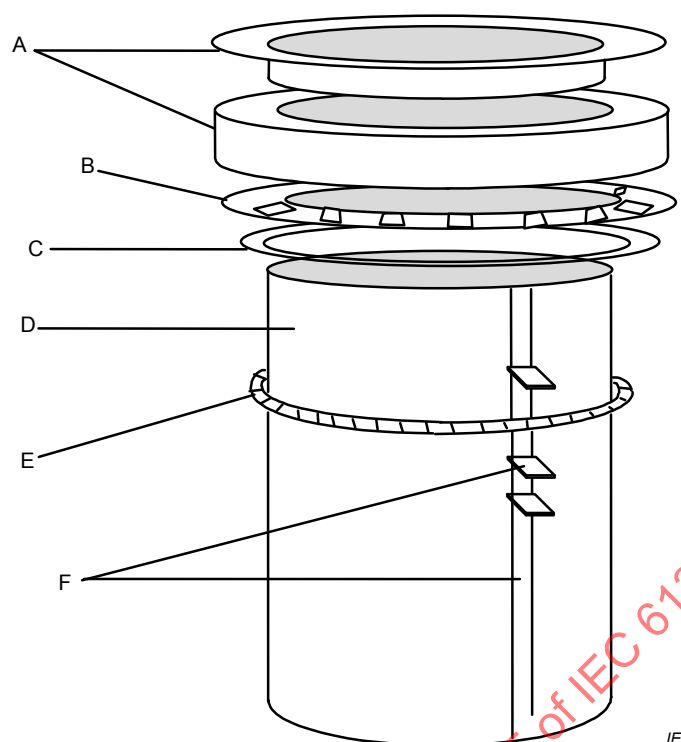
8.1 Hybrid insulation systems

8.1.1 General

Hybrid insulation systems are primarily used in industrial converter transformers since there are advantages of working at elevated temperatures in such transformers.

Whenever the term “hybrid” is used with reference to an insulation system, it means that high-temperature-insulating materials (such as aramide paper or high temperature enamel) are combined with conventional temperature materials (such as cellulose).

Insulating materials are used in several of the different components that make up a transformer's winding: conductor insulation, spacers, cylinders, angle rings, etc. (see Figure 16).



Key

A – Angle rings and caps	C – Static rings	E – Conductor insulation
B – Support washer	D – Cylinders	F – Axial and radial spacers

Figure 16 – Components of a typical industrial converter transformer insulating system

For many years, hybrid insulation was applied for oil-cooled transformers. High temperature materials are utilized in parts in direct contact with the copper (conductor insulation) or close to it (spacers), while all the other insulating components consist of cellulose. Windings with hybrid insulation have been designed with an average temperature rise higher than the one allowable for cellulose (without reduction of the transformer life), thus increasing the power per unit of volume.

8.1.2 Hybrid insulation for converter transformers

Whenever a transformer is used in conjunction with a converter, harmonic currents are injected in its windings. The harmonic currents will increase the eddy losses of the windings by a factor defined in IEC 61378-1 and IEC 61378-2. In a conventional transformer, the eddy losses depend on the radial and axial components of the magnetic leakage flux and on the geometric dimensions of the conductor subjected to this flux (see IEC 61378-1). The eddy losses vary along the winding height. They are lower in the central part of the winding where the leakage flux is mostly parallel to the thickness of the conductor and increase at the ends of the winding where the leakage flux is almost perpendicular to the width of the conductor. This non-uniform distribution of losses results in a non-uniform distribution of the temperature along the winding's height. The difference between the hot spot and average winding temperature is therefore increased beyond that caused by the normal cooling mechanism.

In converter transformers, when harmonic currents are taken into account, the difference between the hot spot and the average winding temperature may further increase because of the corresponding increase in eddy losses (see IEC 60076-8:1997, 9.6).

A number of solutions to this problem are available. In agreement with the purchaser, adoption of high-temperature-insulation materials in the hot spot region is a solution whenever

it is not possible to reduce the hot spot temperature to limits indicated in IEC 60076-2:2011, 6.2.

In power transformers, hybrid insulation is generally intended to increase the allowable average winding temperature and hence the power rating. Therefore, high temperature insulation material is used near to all the winding conductors. In converter transformers, hybrid insulation could also be used in the areas near to local high hot spot temperatures, while average winding rises remain within limits. It also follows that high-temperature-insulation material should be applied to the winding conductors in the hot spot regions.

More and more solid and liquid high temperature materials are available in the market. This fact increases the number of possible solutions whenever the average and hot spot temperatures are of concern. The correct application of these materials is covered in IEC 60076-14.

8.2 Dielectric tests

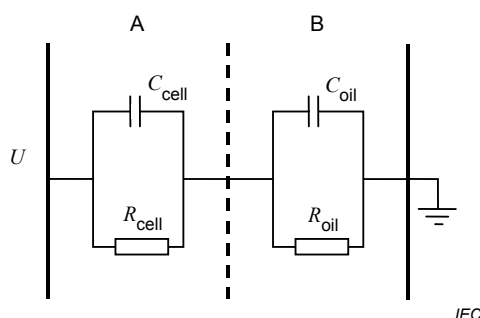
8.2.1 General

Dielectric tests and insulation aspects primarily refer to HVDC converter transformers. The dielectric tests and insulation aspects for industrial converter transformers are identical to those of conventional power transformers and are covered in IEC 60076-3.

The insulation system in a HVDC converter transformer is exposed to the stresses caused by the applied voltage and induced voltages. For the line winding and its terminals, the voltages are of the same nature as for a conventional transformer, that is, steady state a.c. voltages and transitory voltages such as lightning and switching surges. The valve windings and their terminals will in addition to the voltages in a conventional transformer also be subjected to d.c. voltages. This will in turn give rise to a combined a.c. and d.c. stress.

The distribution of all time variable voltages across the insulation system is well defined by the geometry and permittivity of the materials involved. In the following paragraph it is assumed that these materials are mainly transformer oil and cellulose. The distribution of a steady state direct voltage in oil/cellulose insulation deviates significantly from that of time variable voltages (impulse and a.c. voltages). The distribution is mainly governed by apparent resistivities. These resistivities are to a great extent dependent on the mobility of space charges in the insulation system. As a consequence, the resistivity is not a constant value and varies with a number of parameters, such as temperature, electrical stress, moisture, speed of oil flow, duration of voltage application, ageing and chemical structure. These phenomena are better represented by a space-charge time model.

From a practical point of view, it is generally accepted that an insulation structure can be modelled as an R-C network to determine its behaviour under d.c. conditions (provided that ion-drift effect can be neglected). When a d.c. voltage is initially applied, the voltage distribution is capacitive, while the final or steady state d.c. field in a complex structure is determined by the relative resistivities of the involved materials. In most cases, the use of an R-C model gives a conservative and safe design margin. Resistivity ratios between solid insulation and oil may range from 10:1 up to 500:1 at room temperature. As the temperature is increased, the resistivity ratios typically decrease up to one order of magnitude.

**Key**

A – Cellulose

B – Oil

 U – Voltage C – Capacitance R – Resistance**Figure 17 – Insulation system, equivalent R-C circuit**

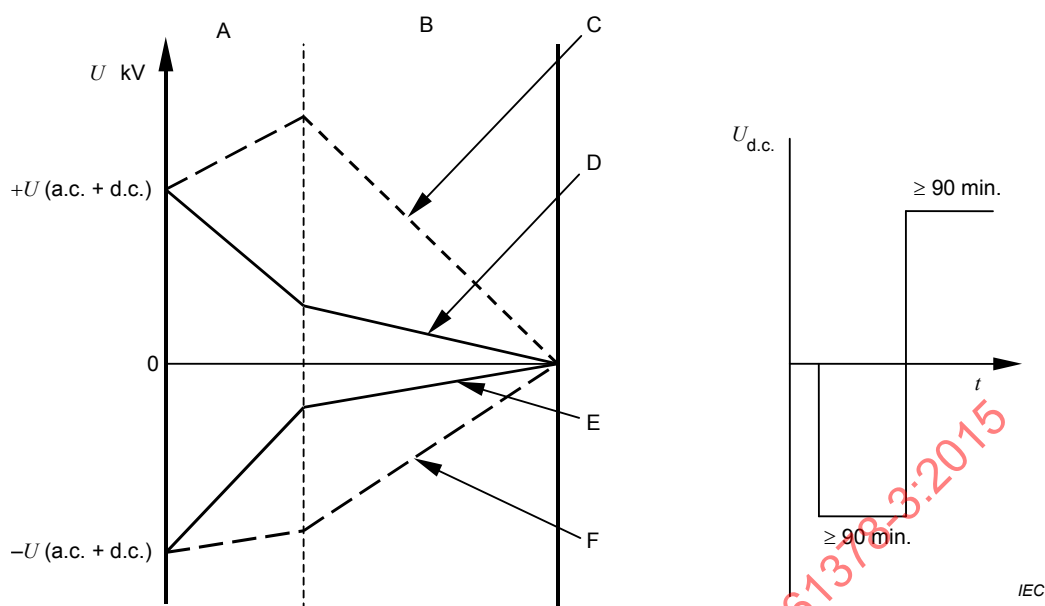
A model shown in Figure 17 can be used to simulate the insulation system. The interface between the oil and the cellulose barrier is assumed to be an equipotential surface.

Because the a.c. and d.c. stresses are predominantly determined by independent parameters, it may be assumed that any complex voltage field can be separated into its a.c. and d.c. components. The stress due to each voltage can be calculated separately, and the two stresses can be combined to give a measure of the actual stress.

Figure 18 gives an indication of the stresses at steady state d.c. voltage and immediately after a polarity reversal, which are the two critical stress patterns. The maximum stresses occur when the resistivity ratio of cellulose/oil is high.

In the steady state condition, a resistive distribution of the d.c. voltage dominates. Normally, the resistivity is such that the major part of the total voltage drop will be across the cellulose. Together with the a.c. component, the distribution in the composite system will be like the lower line in Figure 18. Thus, a significant stress in the solid insulation will develop and this is mainly due to the applied d.c. voltage.

Immediately after a polarity reversal (the upper line in Figure 18), the charge of the cellulose in the opposite direction remains, but will be reduced due to capacitive voltage distribution at the $2U$ step ($-U$ to $+U$). The consequence is a significant increase of the voltage across the oil. The value of resistivities and permittivities involved govern this temporary voltage across the oil. This voltage is normally higher than the voltage across the oil immediately after an application of $+U$ or $-U$, but it will be reduced to a low value (mainly a.c. voltage) in the steady state condition.



Key

A – Cellulose

B – Oil

C – Initial distribution after reversal

D – Final distribution after reversal

E – Final distribution before reversal

F – Initial distribution before reversal

t – Time

U – Voltage

Figure 18 – Voltage distribution before and immediately after polarity reversal

8.2.2 Dielectric safety margins in long term d.c. and polarity reversal testing

Significant variations in resistivity for oil and cellulose, and hence resistivity ratios, will occur during service. This raises the question whether the factory testing represents conditions that demonstrate that there is a sufficient dielectric safety margin for the design.

The aim of the long term d.c. separate source test is to demonstrate that there is a sufficient safety margin over the operating stresses in service across the cellulose insulation. The test is made at room temperature, hence the resistivity ratio between cellulose and oil is comparatively high. This will achieve stresses that are essentially above the most extreme in service. Testing at high temperature will result in a lower safety margin.

The aim of the polarity reversal test is to demonstrate that there is a sufficient safety margin over the operating stresses in service in the oil ducts. However, the duration of the polarity reversal stress under testing conditions is questioned. It has been shown that resistivity ratios close to 1:1 in service may produce stresses in the oil ducts that are not adequately verified by the polarity reversal test. For this reason, a new 1 h separate source a.c. test with partial discharge measurement has been introduced. This test creates a long-term oil duct stress sufficient to demonstrate an adequate safety margin under the worst conditions obtained under polarity reversal in service.

The direct voltage testing shall be carried out at a temperature of $20\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 10\text{ }^{\circ}\text{C}$. (see 10.4.3.1 of IEC 61378-2:2001). If the tests are carried out immediately after the heat run test, the time constants for charging and recharging of the insulation system will be shorter due to the high temperature. This may have the effect that the dielectric margins are not demonstrated in a proper way.

Reference is made to 8.2.3 and CIGRE JWG 12/14.10 paper.

The recommendations from the CIGRE paper have been incorporated into the dielectric testing requirements of IEC 61378-2. In summary, IEC 61378-2 incorporates three dielectric tests to validate the d.c. insulation structure of the valve windings:

- long duration d.c. separate source voltage withstand test;
- the polarity reversal test;
- a.c. separate source voltage withstand test.

CIGRE JWG A2/B4.28 has further investigated the effectiveness of PR and DC tests in their present form (see CIGRE Technical Brochures 406 and 407). The key issue is knowledge about oil resistivity.

Such knowledge is vital because:

- steady state stress distribution in the HVDC transformer insulation systems is a function of material conductivities;
- oil resistivity influences the time needed by the insulation system to reach steady state and, therefore, the effectiveness of present tests. Tests duration needs to be longer than the time to reach steady state.

CIGRE JWG A2/B4.28 also determined that oil conductivity is not measured in an uniform and consistent way by HVDC transformer manufacturers and users (see CIGRE Brochure 406).

The matter of oil conductivity has been taken up by CIGRE JWG A2/D1.41 HVDC transformer insulation. Oil conductivity and its results will be reflected in edition 2 of IEC 61378-2.

8.2.3 Comments on the dielectric test procedures

8.2.3.1 General

Figure 19 shows a simplified sketch of the a.c./d.c. conversion scheme and the definition of the voltages U_{vm} and U_{dm} as defined in IEC 61378-2.

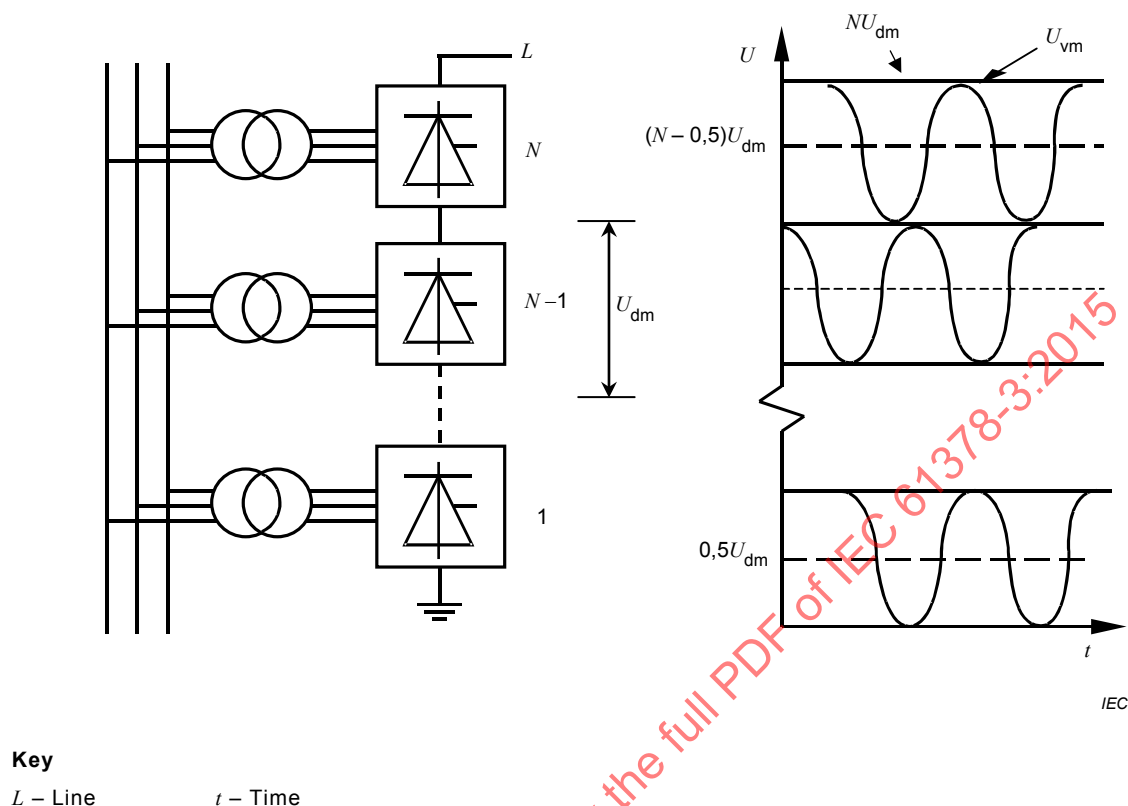


Figure 19 – a.c./d.c. conversion – Simplified sketch

8.2.3.2 DC separate source voltage withstand test

The test level U_{dc} is expressed in the equation in IEC 61378-2:2001, 8.2.3.

According to Figure 19, the component $(N - 0,5)U_{dm}$ is the direct voltage level of the transformer winding.

The peak value of the superimposed a.c. voltage level is $0,7U_{vm}$. The constant 0,7 is the multiplication factor to obtain this peak value from the a.c. phase-to-phase r.m.s. voltage.

In line with the same procedure used to establish the normal a.c. long-term testing values, the multiplier 1,5 is applied to obtain the test voltage.

8.2.3.3 Polarity reversal test

The test level U_{pr} is expressed in the equation in IEC 61378-2:2001, 8.2.4.

The same principles as mentioned in 8.2.3.2 apply. However, when d.c. with superimposed a.c. is considered, the d.c. component is doubled for the polarity reversal and the a.c. component is added but not doubled. Thus only half of the a.c. component is added, which gives the factor 0,35. The final result is multiplied by 1,25 to give a safety margin.

The polarity reversal is made from positive to negative polarity and *vice-versa*. The reason is that the insulation structure is not perfectly symmetrical and the impact of the transient stresses during the reversal will differ depending on polarity.

8.2.3.4 AC separate source voltage test

The test level U_{ac} is expressed in the equation given in IEC 61378-2:2001, 8.2.5.

The a.c. voltage test level corresponds to the sum of the d.c. voltage level of the valve winding and the peak value of the a.c. phase-to-earth voltage and division by $\sqrt{2}$ gives the r.m.s. value. In line with the procedure of IEC 60076-3 used to establish the normal a.c. long term test value, the multiplier 1,5 is applied to obtain the test voltage.

It should be noted that this test is not a substitute to the polarity reversal test. It is only a supplementary test to be carried out for the reasons described above.

9 Losses

9.1 General

9.1.1 General considerations

Whenever an alternating current flows through the winding of a transformer, in addition to the I^2R losses, it produces:

- eddy losses in windings;
- eddy losses in high current busbars, when present;
- stray losses in structural steel parts.

The external short circuit connection, to be set up for the measurement of the load losses, influences the measuring results. An agreement should be reached between the supplier and purchaser before starting the test on how to correct the measuring results owing to losses and impedances of the test circuit.

When units provided with transducers are subject to load losses tests, the electrical quantities might not be sinusoidal. An agreement should be reached between the supplier and purchaser before starting the test on how to correct the measuring results.

These losses originate as follows.

An a.c. current flowing through a winding produces an alternating magnetic flux. This alternating flux induces electromotive forces in all conductive materials that it encounters. These electromotive forces produce eddy currents in all conductive materials and hence they generate eddy and stray losses.

Electromotive forces are proportional to the derivative of the magnetic flux. If we consider a sinusoidal state, then electromotive forces are proportional to:

$$f \times B$$

where

f is the frequency; and

B is the magnetic flux density.

The magnitude of the induced eddy currents is proportional to:

$$(f \times B)/R$$

where R is the resistance encountered by the eddy currents.

Considering that B is generally proportional to the winding's current I , then the eddy losses are proportional to:

$$(f^2 \times B^2)/R \text{ and therefore } P_{\text{eddy}} = \text{constant} \times (f^2 \times I^2)/R \quad (1)$$

This relationship is also valid for stray losses in structural steel parts, providing they are unsaturated.

9.1.2 Losses and frequency

Eddy currents, induced in a conductive material by an alternating magnetic field, distribute themselves unevenly in the conductor section and concentrate near the conductor surface. This phenomenon is known as "skin effect".

The penetration depth of eddy currents depends on the material, electrical and magnetic properties together with the frequency of the alternating magnetic field. This relationship can be expressed as follows:

$$\text{skin depth} = \frac{1}{\sqrt{\mu \times \pi \times f \times \sigma}} \quad (2)$$

where

μ is the material magnetic permeability;

f is the frequency;

σ is the material electrical conductivity.

The skin effect then influences the value of the conductor resistance at a given frequency. Thus Equation (1) may be rewritten as:

$$P_{\text{eddy}} = \text{constant} \times \frac{f^2 \times I^2}{R(f)} \quad (3)$$

The conductor's resistance remains constant up to a certain frequency (called transition frequency), if the frequency is increased beyond this, the resistance increases in a manner described by the formulae given in Annex A of IEC 61378-1:2011.

Eddy losses in a given conductor will increase with the square of the frequency up to the transition frequency. For higher frequencies, the relationship is:

$$P_{\text{eddy}} \propto f^x \quad (4)$$

where x is $0,5 < x \leq 2$ and constantly decreases with an increase in frequency.

The value of transition frequency of a specific conductor depends significantly on the geometric dimensions of the conductor itself, hence the larger the dimensions, the lower the transition frequency (see IEC 61378-1:2011, Annex A).

The different conductive materials inside the transformer may be divided into two groups:

- winding conductors, the dimensions are usually¹ comparable with the skin depth at fundamental frequency;
- high current busbars and structural steel parts where at least one dimension is significantly greater than the skin depth at fundamental frequency.

The geometric differences between the two groups are reflected in a different relationship between eddy loss and frequency. Eddy losses in winding conductors vary as f^2 , while those in high current busbars and structural steel parts vary as $f^{0,8}$.

The use of just two exponents is a simplification in respect to what is described in IEC 61378-1:2011, Annex A. However, several measurements and simulations have shown that these exponents are both safe and reasonable.

9.1.3 Current sharing, losses and hot spot in high current windings

Valve windings in converter transformers for industrial applications are often characterized by a small number of turns and large rated currents (several kA and more). Often the consequence of this fact is that the valve winding has to be made of several coils connected in parallel.

Whenever a winding is made up of coils connected in parallel, the sharing of the total winding current among the coils will be influenced by the self and mutual reactance of each coil and by the loading of other windings. In general, coils exposed to radial leakage flux will carry a higher current than the coils exposed to axial leakage flux only.

Current values for coils placed at the ends of a valve winding may be typically 1,2 to 1,7 times the value of current corresponding to a perfectly even sharing among coils. In addition, it shall be noted that also the current sharing among the strands forming the turns of these higher loaded coils is unequal unless even current sharing among the strands is achieved by perfect transposition or by using continuously transposed cable.

This means that these windings will exhibit a difference between hot spot and average temperature rise which can be significantly higher than that of other windings.

Therefore a simple hot spot factor cannot be assumed and load losses need to be computed accurately. In particular the manufacturer should compute:

- I^2R loss due to uneven current sharing among the coils making up the high current winding;
- I^2R loss due to uneven current sharing among the strands making up the turns of each coil;
- eddy loss in each strand making up the turns of each coil.

These calculations can be carried out by means of magnetic field simulations which take into account both the connections among the different coils and windings in the transformer and sinusoidal variation of currents versus time.

There is a need for one simulation for each leakage field pattern (see subclause 9.1.5).

9.1.4 Current harmonics

The harmonic current will increase the transformer eddy and stray losses. Such increases can reach levels that may lead to transformer failure.

¹ Foil windings are an exception to this (see IEC 61378-1:2011, Annex A Equation (A.4)).

Converters, to which transformers are connected, act as sources of harmonic currents. The characteristic of these harmonics depend on:

- the converter's power circuit configuration;
- the converter's control technique;
- interaction between the converter and the system to which it is applied;
- the characteristic of the power electronic components.

The transformer manufacturer does not have the necessary information and knowledge to predict the current harmonic generated by the converter. Accordingly, IEC 61378-1 and IEC 61378-2 require that a harmonic spectrum be included in the specification in terms of amplitude and phase. The purchaser has the responsibility of specifying the harmonics to which the transformer will be subjected, whilst the transformer manufacturer has the responsibility of designing the transformer taking into account the specified harmonics.

IEC 60146 series identifies different converter power circuit configurations. For each of these configurations, a pulse number p was assigned so that it would be possible to predict the harmonics that, theoretically, should be present.

Current developments in electronics make possible the application of new real-time control techniques that significantly alter the behaviour of the converter. The result is that a clear relationship between the converter power circuit configuration and its number of pulses, and hence the value of the current harmonics, is uncertain.

9.1.5 Transformers with three or more windings wound on the same core limb

Winding arrangements and leakage fields are described by use of an example of core-form transformers. The same consideration can be applied to shell-form transformers.

In a two-winding transformer, ampere-turns are balanced if the magnetizing current is neglected. The harmonic currents flowing in the valve winding are balanced by harmonics (with the same p.u. magnitude) in the line winding; therefore the eddy loss enhancement factor is the same for both the line and valve windings.

In a transformer with three windings, it is known that the sum of all windings ampere-turns adds up to zero and so it is necessary to consider in detail how to calculate each winding eddy-loss enhancement factor.

It is possible to identify the following configurations for three winding core-type transformers characterized by the coupling between valve windings:

- a) close coupling – two-valve windings interwoven and one line winding;
- b) no coupling – two pairs of valve-line windings separated by an intermediate yoke;
- c) loose coupling :
 - double concentric transformer with one line winding positioned radially between the two valve windings;
 - two line windings in parallel, one above the other, each line winding facing one valve winding.

After measuring current harmonics at all three transformer terminals, it is possible to observe that, while some harmonics injected into the valve windings appear on the line with an identical p.u. value, other harmonics are not present on the line side.

Therefore, it is possible to divide the harmonics injected into the valve windings into two groups:

- 1) harmonics in phase – there is no phase displacement between these harmonics flowing in the valve windings; they sum and appear on the line side;
- 2) harmonics in phase opposition – there is a 180° phase displacement between these harmonics flowing in the valve windings; they cancel each other out and do not appear on the line side².

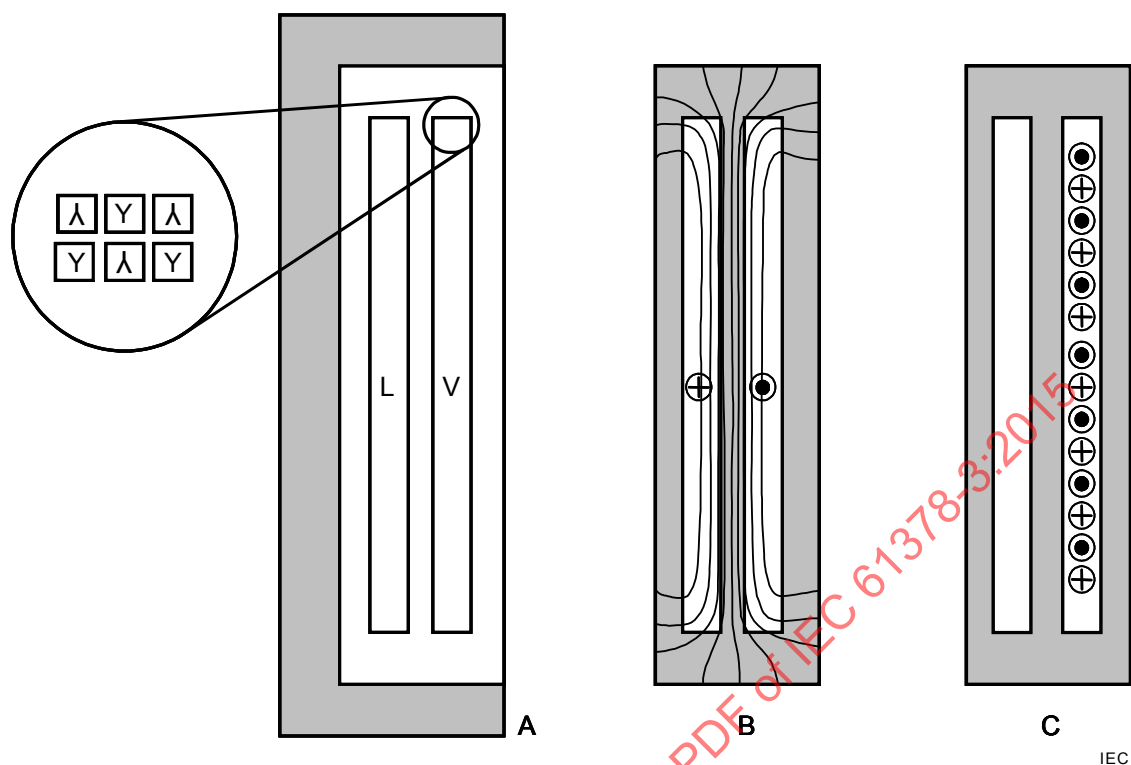
Harmonic currents in phase always contribute to the total eddy loss value.

The effect of harmonic currents in phase opposition is related to the valve winding coupling (see IEC 61378-1:2011, 6.4):

- a) close coupling – harmonics in opposition are balanced between the interwoven valve windings; they produce a negligible leakage flux so that they only produce I^2R losses in the valve windings (see Figure 20);
- b) no coupling – the intermediate yoke separates the magnetic circuits of the two pairs of valve-line windings; harmonics in opposition are balanced between each valve-line windings couple so that they produce both I^2R and eddy losses in both line and valve windings (see Figure 21);
- c) loose coupling obtained with double concentric valve windings – harmonics in opposition do not flow in the line winding as they are balanced between the valve windings where they produce both I^2R and eddy losses (see Figure 22);
- d) loose coupling obtained with two line windings in parallel axially-displaced – harmonics in opposition are almost completely balanced between each valve-line windings couple so that the same considerations made for no coupling apply (see Figure 23). However, local loss distribution may differ significantly, see paragraph below.

When rectifiers cause harmonic currents of opposite direction in loosely connected valve windings, the resulting magnetic leakage fields have significant radial components at the winding ends. These radial components generate local eddy losses in the uppermost and the lowest parts of each valve winding. The winding arrangement shown in Figure 23 requires special attention because of the high concentration of harmonic current of certain orders in the lowest part of the upper valve winding and in the highest part of the lower valve winding. Such service condition cannot be produced in a normal temperature rise test where the valves are not connected to the transformer. Therefore, if required by the purchaser, the effects of the harmonics in opposition shall be studied by means of the appropriate magnetic field simulation tools to validate the design solution. Similar considerations, based on the mutual coupling of the windings, apply when more than three windings or shell type transformers are considered.

² As in even harmonics in a double-star single-way rectifier.



Key

A – Winding arrangement in the core window

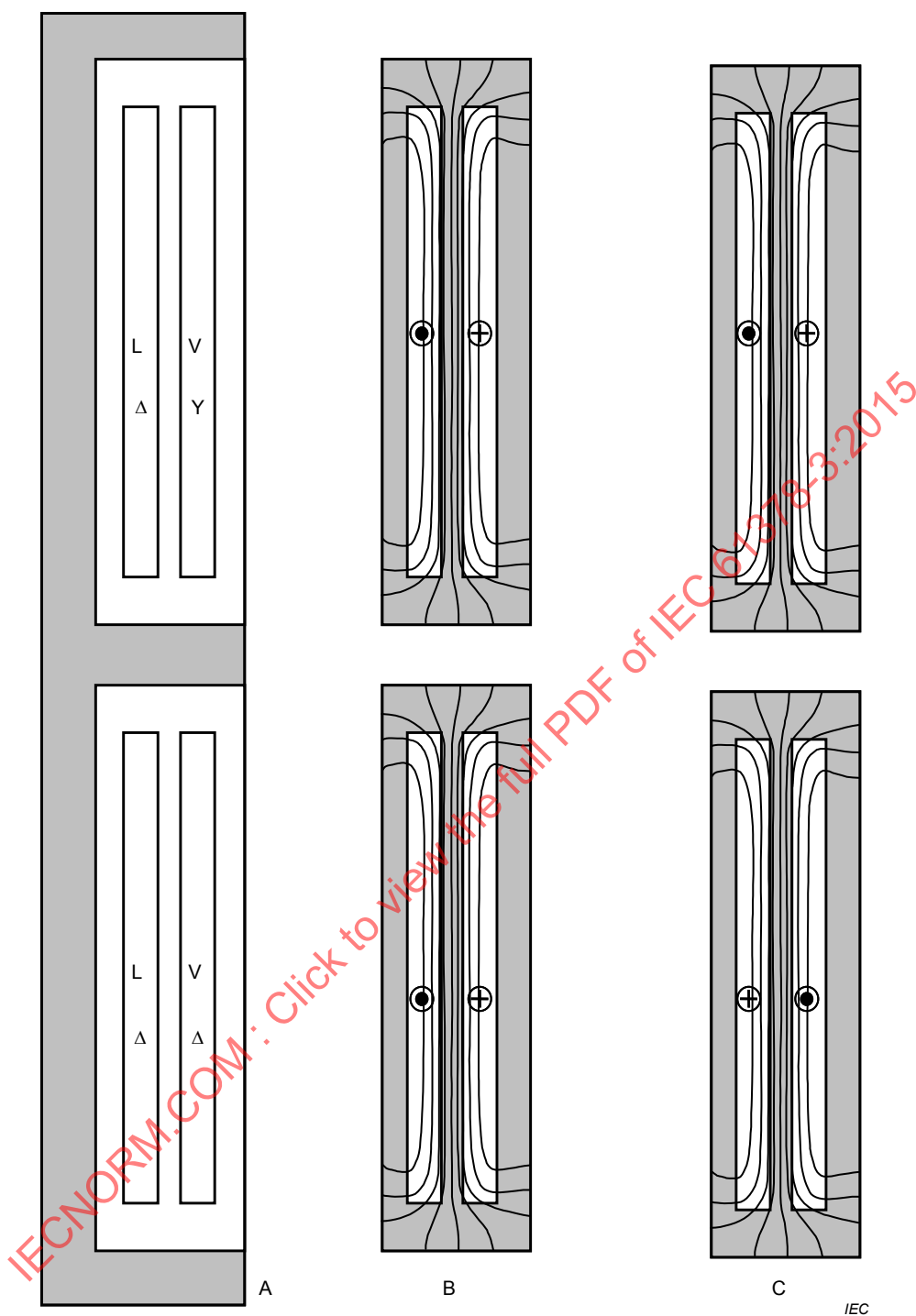
B – Leakage flux produced by harmonics in phase

C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement

L – Line winding

V – Interwoven valve windings

Figure 20 – Leakage fields for a three-winding transformer with closely coupled valve windings

**Key**

A – Winding arrangement in the core window

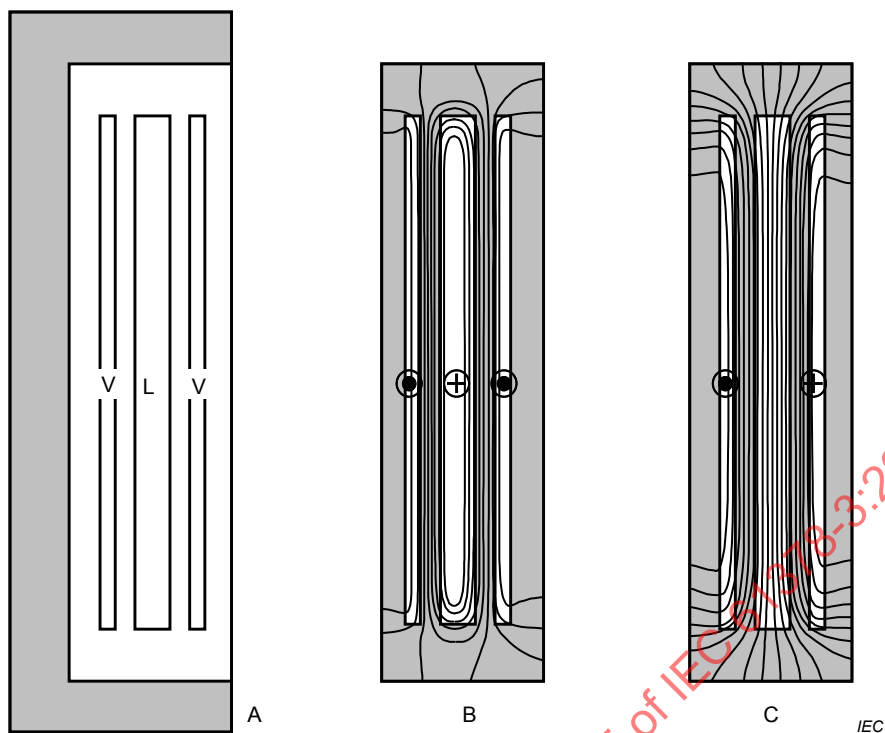
B – Leakage flux produced by harmonics in phase

C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement

L – Line windings

V – Valve windings

Figure 21 – Leakage fields for a three-winding transformer with decoupled valve windings



Key

A – Winding arrangement in the core window

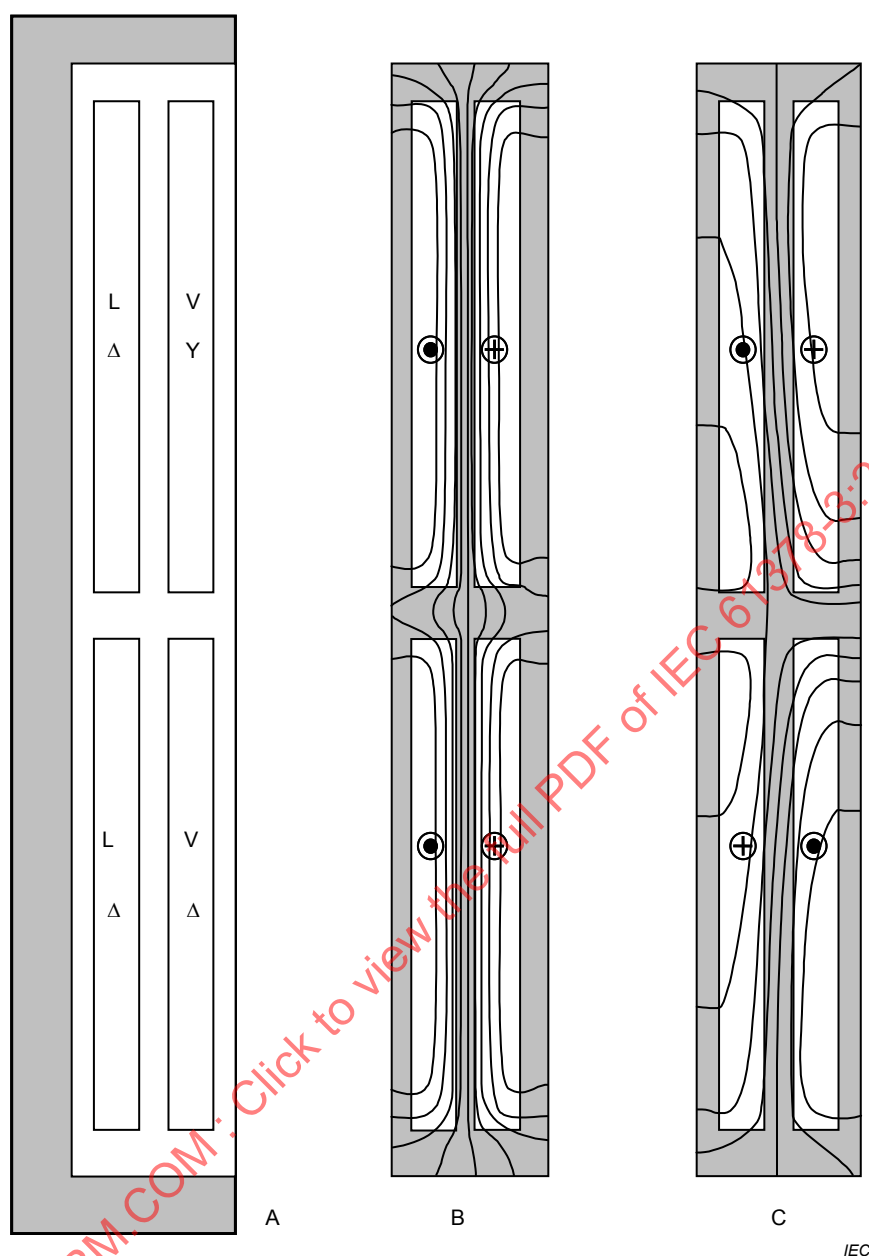
B – Leakage flux produced by harmonics in phase

C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement

L – Line winding

V – Valve windings

Figure 22 – Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double concentric valve windings



IEC

Key

A – Winding arrangement in the core window

B – Leakage flux produced by harmonics in phase

C – Leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement

L – Line winding

V – Valve windings

Figure 23 – Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double-tier valve windings

9.1.6 Dual frequency testing of HVDC transformers

The procedure is based on the difference in behaviour of eddy losses in windings and stray losses in structural parts as described in 9.1.1. Through the measurement at two frequencies it is possible to evaluate the division of eddy and stray losses according the procedure shown in 10.3.2 of IEC 61378-2:2001. Analysis has shown that a reasonable accuracy for the division will be achieved if load loss measurements are made at two different frequencies which are sufficiently separated. If one measurement is made at power frequency, 50 Hz or

60 Hz, the second measurement shall be made at a frequency equal to or greater than 150 Hz. A voltage source for the second frequency measurement is normally available since the equipment for induced over-voltage test may be used. This procedure is not intended for use on transformers covered by IEC 61378-1, where a theoretical estimation of the distribution of the eddy losses is made.

The dual frequency procedure implies that:

- the result is based on well-established measurement techniques that lead to a division with reasonable accuracy;
- measurements in the kHz range are avoided;
- theoretical estimation is avoided.

Calculation example:

P_1 is the total load loss at 50 Hz

P_5 is the total load loss at 250 Hz

P_{WE1} is the eddy loss in windings at 50 Hz

P_{SE1} is the stray loss in structural parts at 50 Hz

$I_{LN}^2 R$ is the ohmic loss at rated current

I_v is the current at harmonic v

f is the frequency

Transformer data:

$$P_1 = 449 \text{ kW}$$

$$I_{LN}^2 R = 366 \text{ kW}$$

$$P_5 = 1\,500 \text{ kW} \quad (5)$$

giving the following equations:

$$P_1 = I_{LN}^2 R + P_{WE1} + P_{SE1} \quad (6)$$

$$P_5 = I_{LN}^2 R + P_{WE1} \left(\frac{f_5}{f_1} \right)^2 + P_{SE1} \left(\frac{f_5}{f_1} \right)^{0.8} \quad (7)$$

Inserting the values gives:

$$449 = 366 + P_{WE1} + P_{SE1} \quad (8)$$

$$1\,500 = 366 + P_{WE1} \times (250/50)^2 + P_{SE1} \times (250/50)^{0.8} \quad (9)$$

Solving Equations (4) and (5) gives $P_{WE1} = 39 \text{ kW}$ and $P_{SE1} = 44 \text{ kW}$.

Estimation of service losses:

Harmonic spectrum (see Table 2 below):

Table 2 – Data for calculation of load losses with harmonic currents

$\left(\frac{f_v}{f_1}\right)$	$\left(\frac{I_v}{I_{LN}}\right)$	$\left(\frac{f_v}{f_1}\right)^2$	$\left(\frac{f_v}{f_1}\right)^{0,8}$	$\left(\frac{I_v}{I_{LN}}\right)^2$
1	0,96	1	1	0,92
5	0,18	25	3,62	0,032
7	0,12	49	4,74	0,014
11	0,06	121	6,81	0,003 6
13	0,05	169	7,78	0,002 5
17	0,03	289	9,64	0,000 9
19	0,02	361	10,5	0,000 4

Service losses:

$$P_N = I_{LN}^2 R + P_{WE1} \times \sum_1^v \left(\left(\frac{I_v}{I_{LN}} \right)^2 \times \left(\frac{f_v}{f_1} \right)^2 \right) + P_{SE1} \times \sum_1^v \left(\left(\frac{I_v}{I_{LN}} \right)^2 \times \left(\frac{f_v}{f_1} \right)^{0,8} \right) \quad (10)$$

The equation may be written as:

$$P_N = I_{LN}^2 R + F_{WE} \times P_{WE1} + F_{SE} \times P_{SE1} \quad (11)$$

where F_{WE} and F_{SE} are enhancement factors as described in IEC 61378-2.

Inserting the values gives:

$$P_N = 366 + 39(0,92 \times 1 + 0,032 \times 25 + 0,014 \times 49 + 0,003\,6 \times 121 + 0,002\,5 \times 169 + 0,000\,9 \times 289 + 0,000\,4 \times 361) + 44(0,92 \times 1 + 0,032 \times 3,62 + 0,014 \times 4,74 + 0,003\,6 \times 6,81 + 0,002\,5 \times 7,78 + 0,000\,9 \times 9,64 + 0,000\,4 \times 10,5) = 366 + 3,67 \times 39 + 1,17 \times 44 = 560 \text{ kW} \quad (12)$$

9.1.7 Transformers with more than one active part in the same tank

A converter transformer for industrial applications may, for example, contain in the same tank a regulating autotransformer (connected to the line) that feeds two fixed ratio step-down transformers (connected to the rectifiers).

The valve windings of these two transformers are displaced by 30° and each of them feeds a six-pulse bridge.

Each step-down transformer is subjected to harmonics due to six-pulse operation (harmonic order = $6 \times k \pm 1$, with $k = 1, 2, 3, \dots$).

However, the two six-pulse systems have a 30° displacement in order to give a twelve-pulse operation on the line side. Therefore, the harmonics in the autotransformer are those of 12-pulse operation (harmonic order = $12 \times k \pm 1$, with $k = 1, 2, 3, \dots$).

The eddy losses enhancement factor for the autotransformer windings is then lower than those of the step down transformers because of the cancellation of the 5th and the 7th harmonics.

The stray losses enhancement factors also differ. However, only the sum of the stray losses due to all active parts can be deduced from the measurements.

It is reasonable to assume that each active part produces a portion of the total stray losses that is proportional to the product of its rated power and short-circuit impedance (in p.u.).

Only when the harmonic current spectrum is specified for all the windings in a transformer having more than one active part, is it possible to apply IEC 61378-1 with the modification above for the computation of stray losses enhancement factor.

9.1.8 Transformers connected to a voltage source converter

9.1.8.1 General

It may be possible (by means of filters, commutation strategy and technology) to keep current and/or voltage harmonics within the limits defined by IEC 60076-1:2011, 4.2. However such situation should not be assumed but, instead, verified on a case by case basis.

9.1.8.2 No load losses

In case voltage harmonics exceed the levels defined by IEC 60076-1:2011, 4.2, then it is necessary to properly take into account the additional eddy losses in the core laminations and the increased hysteresis and anomalous losses due to minor BH loops. Hysteresis and anomalous losses are nonlinear phenomena, therefore it is not possible to compute them through harmonic analysis. Such an increase in losses may result in a need to lower the core induction and/or improve the core cooling.

9.1.8.3 Load losses

In case current harmonics exceed the levels defined by IEC 60076-1:2011, 4.2, then the same considerations made for converter transformers connected to line commutated converters should apply.

9.2 Thermal tests

9.2.1 General

The basis of the temperature rise test for converter transformer is to take into account the effect of current harmonics on eddy and stray losses by properly increasing the sinusoidal test loss and current.

9.2.2 Calculation of test currents and losses for industrial transformers

In addition to that already described in IEC 61378-1, it is important to note that, when transformers with more than one active part are considered, the following problems may arise:

- because of harmonic cancellation, one active part may have rated current and F_{WE} significantly lower than the others and this may result in an overload of this active part during the temperature rise test;
- the interconnection of windings belonging to different active parts affects the temperature rise measurement by resistance.

Both problems should be solved by agreement between the transformer manufacturer and the customer at the contract stage.

9.2.3 Calculation of losses and test currents for HVDC transformers

The service load losses are estimated through the procedure described in 9.1.5.

In order to simulate the service load loss during the heat run test, an equivalent load current is used which is derived from the result of the dual frequency measurements.

Taking the calculation example in 9.1.5

Load loss at fundamental frequency: $P_1 = 449 \text{ kW}$ and (13)

Service load loss: $P_N = 560 \text{ kW}$ (14)

From the above, the equivalent test current will be:

$$I_{\text{eq}} = I_1 \times \left(\frac{560}{449} \right)^{0,5} = 1,12 \times I_1 \text{ A} \quad (15)$$

See the equation given in IEC 61378-2:2001, 10.5.

9.2.4 Considerations on the hot spot and limits of the thermal tests

IEC 61378-1 and IEC 61378-2 define the value of an r.m.s. sinusoidal current with power frequency (in a particular winding) that produces the total losses equivalent to that when the winding is harmonically loaded. Eddy losses, with harmonics, increase in the winding end regions and a test with sinusoidal current is not able to reproduce the leakage field patterns that occur in service. In summary, therefore, it should be noted that this equivalent test current does not produce the local loss distribution within the winding that will occur under harmonically-loaded conditions.

Particular attention is drawn to the fact that the hot spot temperature and its location, determined through a temperature rise test with sinusoidal current, is not necessarily the same as will be encountered during converter service. Therefore, because of the test procedure, care should be taken at the test stage to prevent thermal stresses beyond those occurring in service. The use of fiber optic sensors inside the windings should be a useful tool for checking the thermal behaviour of the unit either during the thermal test, or at on-load service.

9.2.5 Considerations on temperature rise test of industrial transformers

9.2.5.1 Bus bars assemblies to short circuit valve windings during the test

The geometrical and mechanical arrangement of the bus-bars used to short circuit the valve winding will influence:

- the measured load losses and short circuit impedance;
- tank hot spots in the vicinity of the busbars;
- current sharing among busbars connected to the same phase;
- time needed to open up the short circuit at the end of the temperature rise.

The first three points can be addressed by means of 3D magnetic-thermal simulations and the last point by having part of the bus-bars shorted by plates which are held in place by pressure elements (instead of being bolted) so they can be quickly dropped.

9.2.5.2 Transformers with built in transducers

Transducers, during service, are connected in series to diodes and, therefore, they operate with unidirectional currents only. If they are kept in the circuit during load loss and temperature rise tests, then they would operate with bidirectional currents and correspondingly higher core losses. IEC 61378-1:2011, Annex G describes several ways to address this problem.

9.2.5.3 Combined test with rectifier

Sometimes the transformer is tested while connected together with its rectifier.

The assumption is that such combined test is closer (than the individual tests) to real operating conditions.

However, during such combined test, the rectifier is short-circuited. In these conditions, the currents going through the transformer windings will be almost sinusoidal (instead of being close to a square wave when in operation with the real load).

Therefore such combined test is not representative of operating conditions and it is not recommended because:

- it does not allow a more realistic measurement of losses;
- it is not possible to split load losses between the rectifier and the transformer;
- the fact that the valve terminals are connected to the rectifier makes more difficult the measurement of the valve winding temperature rise by resistance method.

9.2.6 Tank hot spots in industrial transformers

Valve windings of industrial transformers carry large currents (from several kA to 100 kA –150 kA).

These currents may cause concentrated hot spots on the tank, which may provoke premature deterioration of gaskets, paint or other adjacent materials.

Once the transformer is built, it is very difficult to apply remedies for these hot spots. This problem is best addressed at design stage by 3D magnetic-thermal simulation (see IEC 61378-1:2011, Annex F).

10 Core and sound aspects

10.1 Core

10.1.1 Constructional features

10.1.1.1 Cores of transformer active part

The design of magnetic circuits is generally the same for converter transformers and conventional a.c. power transformers. Three-phase and single-phase core-form and shell-type constructions may be used, incorporating one of several customary arrangements of yokes and wound and unwound limbs as described in IEC 60076-8.

The type of core and core design are generally decided by the transformer manufacturer. The aim is to achieve the best technical design. However, the core design may also be influenced by the purchaser's specification, for example for reasons of compatibility or interchangeability with existing equipment.

The core materials, limb and yoke configurations, clamping and support structures, core insulation systems, flux control measures, and so forth, usually follow a.c. power transformer technical practices.

10.1.1.2 Cores of transducers when in unit

In rectifier transformers that feed an electrolysis process, often transducers are used for fast and stepless d.c. voltage regulation. These transducers are built by wound laminated core sheets and the transducer control principle requires that the core be magnetised up to full

saturation. This will create significant sound levels due to high magnetostriction forces in the transductor cores themselves.

10.1.1.3 Cores of Interphase transformers when inside the tank

An interphase transformer (IPT) is a special reactor usually connected between the neutrals of both star valve windings of a transformer for single way rectifiers and the d.c. load (see Figure 5).

Interphase transformers are used to optimize parallel operation of line commutated converters, mostly the paralleling of 3 pulse rectifiers. For higher pulses rectifiers (six, twelve, etc.), the impedance of the various circuit components may be enough.

Depending on the interphase transformer type, either 'wound' or 'bar mounted' single core form or shell-type form constructions may be used.

The type of interphase transformer and its type of core and core design is decided by the transformer manufacturer taking into consideration:

- a) the voltage difference between valve windings neutrals;
- b) the direct current rating;
- c) unbalance between neutral currents (which may require the presence of airgaps).

Windings or mounted bars assemblies of interphase transformers are assembled in a way to generate opposing magneto motive forces which cancel each other out when d.c. currents are balanced.

A five limb core for the transformer active part may be an alternative to the use of the interphase transformer, however special care should be taken to minimize any unbalance between the neutral currents.

10.1.2 Effect of harmonics on transformer active part cores

For line commutated converters, when the ratio between the network short circuit power and the power of the converter is big (higher than 10), the line-side voltage is close to sinusoidal. The voltage on the valve side instead, will deviate from sinusoidal by the internal voltage drop in the transformer.

With a sinusoidal voltage, the major magnetic flux will also have a sinusoidal course resulting in no-load loss and magnetizing currents similar to the ones developing in normal a.c. operation. The effect of a d.c. bias current in the line-side and/or valve-side currents are discussed in 10.1.3.

For forced commutated valves, the applied voltage may deviate from a true sinusoidal shape and the harmonics in voltage will have an influence on the harmonic content of the magnetic flux which has to be considered by taking into account the different components of no load losses (eddy losses, hysteresis and anomalous losses in core laminations)

10.1.3 DC bias voltage effect on main active part cores

A small d.c. bias current circulating in the valve winding(s) may have its origin from several different sources. Slight differences in the valve operation can give rise to small residual currents of d.c.-nature through the valve winding(s). Differences in potential between line-side neutral and the earthing point for star connected line-side windings will result in a d.c.-bias in the line winding. Such potential differences may have their origin in adjacent current carrying the earthing point of the d.c. system, e.g. a system with earth return.

The d.c.-bias will have an influence on the magnetic flux as an unipolar component. Steps are taken so that such unipolar component is kept small enough to avoid significant effects on the no-load loss.

A d.c.-bias will also increase sound level from single-sided saturation of the core lamination (see IEC 60076-10-1).

10.1.4 Summary about cores

For HVDC units, the dominant difference for the core between converter operation and conventional a.c.-operation is that it is subject to a d.c.-bias current, which needs to be minimized at system level.

For industrial units, the dominant difference regarding cores between converter operation and conventional a.c.-operation can be the presence of:

- transducers which pose challenges to testing under a.c. conditions;
- interphase transformers which cannot operate (and therefore tested) without being connected to a converter.

10.2 Sound

10.2.1 General

It is increasingly required that equipment sound levels in service should not attain values that exceed acceptable environmental levels.

In practice, these levels are usually imposed by governmental and other statutory authorities. They usually apply to the overall converter station and not to the individual plant items. The sound levels may refer to one or several measurement points around the periphery of the installation, normally the boundary.

Therefore, when an overall sound level is prescribed for a converter station, a sound level value shall be derived for each transformer in addition to the other individual plant items. The value obtained will represent the transformer maximum permissible sound level allowed in service.

Unlike conventional power transformers in a.c. operation, the sound level of converter transformers depends on the following.

- In operation, a converter transformer may be subject to a wide range of harmonic voltages and currents of various magnitudes, in addition to a d.c. bias voltage and current.
- Whenever present, transducers and/or interphase transformers are the main source of noise in converter transformers. Different design solutions of interphase transformers cores can have a significant effect on noise generation (however there are no means to quantify with precision such effects). The same consideration is not applicable to transducers which need to work in saturated conditions.
- In specifying a maximum permissible overall site sound level, there is the dual problem of determining the actual permissible contribution from a transformer and proving this value will not or has not been exceeded.

At present, there is no standard test procedure for determining the on-load sound characteristic of a converter transformer at site for comparison with a specified site sound-limiting value.

The present standard practice for HVDC transformers is for purchasers to specify a measured sound level that will be obtained in the factory during a rated no-load test at the fundamental frequency.

For industrial transformers employing transducers and/or interphase transformers, the core of the active part is not the main source of noise in rectifier operation. Therefore, specifying a low sound level to be measured in the factory during no load test at the fundamental frequency, does not guarantee a correspondingly low sound level in operation at site.

10.2.2 Fundamental considerations

10.2.2.1 Sound sources

The sound emitted by conventional transformers is mainly due to magnetostriction effects in the core and laminated flux shields. There is a smaller but significant additional sound component that is caused by electromagnetic forces occurring in the windings, tank and other structural parts, including non-magnetic flux shields.

The magnetostriction sound component depends on several factors, principally the magnitude and frequency of the magnetic flux density. Other details of core design such as the core-plate characteristics, core proportions and mass, core construction and build quality, and core clamping methods and pressures, also lead to significant contributory factors. As the magnetostriction is independent of the flux direction in terms of positive or negative orientation, the fundamental sound frequency is twice the frequency of the applied voltage.

In interphase transformer cores from a six pulse single way bridge the frequency of the difference of neutral voltages is three times the frequency of the network voltage and the fundamental sound frequency is six times.

For a given design, the magnetostriction is a function of the instantaneous value of the magnetic flux density. This means that the sound level depends on the degree of magnetization. A transformer operating under overexcitation will emit a higher sound than operation under normal excitation.

In a converter transformer with a slight d.c.-bias, current will shift the time-flux density curve from symmetric around a zero value to increased flux density amplitude in one direction and reduced flux density amplitude in the other direction. The shift in flux pattern will also be reflected in the time-magnetostriction pattern and thereby also the sound pattern. In general, the sound level will be increased for a d.c.-bias.

The sound attributable to electromagnetic forces is the result of load. These forces are proportional to the square of the currents and the consequential sound frequency and amplitudes are proportional to the square of the vibrations caused by these forces. In converter operation with a high degree of current harmonics, the harmonics will contribute to electromagnetic forces. The frequencies of the sound components generated by the harmonics will be in a range of greater sensitivity to the human ear and they will therefore be perceivable to the listener.

The noise level of the transducers with load current is usually higher than the sound of the transformer active part. On load noise measurements cannot be performed under the same conditions as in service (because of bi-directional current during test versus unidirectional current during service) and therefore no reliable methods are available to calculate the sound level of these devices.

10.2.2.2 Sound measurement

The problem faced by purchasers and suppliers regarding converter transformer sound levels is twofold: either to be able to measure and quantify the amount of sound emanating from a converter transformer on-load, or, to be able to predict its sound level in service on the basis of sound level tests at the factory. As previously indicated, this problem is complicated by:

- the difficulty in isolating the source of the converter transformer-produced sound at site from other neighbouring sounds; and

- the difficulty in predicting the in-service, on-load sound performance of a converter transformer based on sound level measurements made at the factory during no-load tests. That is, being able to enhance no-load sound level measured at the factory to take into account the additional sound contributions due to operation at rated voltage and current on-load at site that will occur as a result of harmonics and any d.c. voltage bias, and moreover, for industrial transformers,
- the sound level of interphase transformers can not be measured in test laboratory under conventional sinusoidal load and
- for both, transducers and interphase transformers, the noise generated is a function of the load current and of system parameters outside the transformer unit.

The present widely prescribed method used to compare sound quantities is the “sound power”. This simply provides a reference value of the sound power output of a “sound source”. No additional reference is required, for instance, distance or other interfering sound sources.

Measurement of “sound power” cannot be made directly. It can only be derived from either “sound pressure” measurements or “sound intensity” measurements. At present, virtually all sound measurements are made by measuring “sound pressure”. This only provides an indication of ‘sound power’ magnitude. However, “sound intensity” provides indications of both “sound power” magnitude and direction and for this reason, would be the method recommended for verifying acoustic performances at site.

Both measurement methods are referred to in IEC 60076-10 to which further reference should be made.

11 Transformer specification

11.1 General

Transformer specifications are the responsibility of purchasers. The purpose of a transformer specification is to define precisely and unambiguously to a supplier all technical and contractual requirements needed to purchase a transformer. A purchaser normally produces the specification, but if this is not possible, a suitable specification could be obtained from a supplier or from an independent source such as a consultant or other specialist provider. Alternatively, the purchaser in conjunction with either could derive the specification.

This clause highlights some of the important features that need to be considered for inclusion in a specification for HVDC and industrial converter transformers. It is not possible to cover all aspects involved. In these cases, prospective purchasers are advised to confer with their potential suppliers or other specialist providers on any issues they are unable to resolve or specify.

Most of the considerations involved will be site- and network-related, but in addition many aspects will already be the subject of IEC, national or industry standards. These should be used as far as possible since they offer some guaranteed level of proven service performance and test.

In addition to using recognized standards, the use of proven materials and components together with the use of exacting quality assurance methods and procedures throughout the manufacture, test and putting into service are essential. When deviations from normal accepted and proven practices are adopted, careful investigation and assessment of any innovation are imperative. It needs to be remembered at all times that specifications are not constant, that is, they are subject to external changes. They are influenced by economic, technical, political and environmental changes and not least by past experience. Even in the case of duplicate purchases, the original specification should be reviewed before being used again. The opportunity should always be taken to improve a specification. The driving force is often past experience in design and manufacturing as well as in service experience. In

addition, since the last publication, new technical developments may have been introduced or perhaps statutory or environmental requirements. Changes such as these should be assessed before reissuing a specification.

11.2 Technical specification versus functional specifications

11.2.1 General

There are two types of specification in general use. They are generally referred to as a “technical specification” and a “functional specification”. Purchasers have to decide which type of specification they wish to use and their choice is dictated almost entirely by the depth of technical resources they have available, either in-house or from an external resource.

11.2.2 Technical specifications

A technical specification not only contains descriptions of the principal characteristics of the required transformer but also considerable technical content detailing the engineering requirements of the main and subsidiary parts of the transformer. Such a specification will contain detailed requirements covering transformer design and engineering, fittings, testing, commissioning and setting to work. The aim in many cases is to specify the transformer to such a degree that the product is not merely described but prescribed, that is, there is little room for variation from what has been detailed. Such specifications are usually derived from extensive experience of a.c. transformer practice and service performance with additional clauses to cover d.c. aspects.

11.2.3 Functional specifications

The functional specification is the description of the customer's expectation regarding the transformer performance. It also shall include the technical description of the mechanical and electrical interfaces to external system, for example, voltage, ratings, impedances, losses etc.

11.3 HVDC transformer specifications

The technologies and materials used to design and manufacture HVDC transformers are largely the same as those used for HVAC transformers. The main differences occur as a result of the different operating characteristics of the load current, that is, the presence of a much higher harmonic content and also the influence of combined a.c. and d.c. electric fields on the intrinsic dielectric characteristics of insulation.

Subclauses 11.5 and 11.6 list some of the information that should be considered when compiling a HVDC transformer specification. Subclause 11.6 covers information to be provided by the transformer supplier to enable the purchaser or system designer to check compliance with the specification and to correctly integrate the transformer into the overall installation design. Subclause 11.5 consists of information that should be provided by the system designer or purchaser to enable the transformer supplier to provide the correct design.

The requirements listed in these two subclauses represent the minimum that should be considered in the preparation of a specification for a HVDC transformer application. The data in both subclauses has been distilled from a range of actual applications and can, therefore, be used as a guide to the preparation of a HVDC transformer specification. In addition to the data which is by necessity, general in nature and applicable to all installations, there will also be data of the kind that is usually purchaser- or installation-specific. This has not been included and should be added to the requirements listed in these sections.

The data listed relates to both a.c. and d.c. aspects of converter transformers. However, the a.c.-related aspects are in line with the requirements for a conventional a.c. transformer and are not expanded upon.

Purchasers and suppliers should be aware that certain d.c. related items need special consideration.

11.4 Notes and comments on specification items to be provided individually by purchaser and supplier

The notes and comments are provided in 11.5 as a guide to the considerations to be made individually by the purchaser/system designer and by the supplier.

In a number of cases, there is a need for detailed discussions between the purchaser and the supplier to provide the necessary confidence that the design meets the service conditions. In addition to factory testing of the transformer, demonstration by calculation may be appropriate. A distinction may be drawn between test conditions for the measurement of guaranteed parameters and the actual service performance conditions. The finally agreed specification should be clear on these points, particularly with respect to losses which have both economic and operating integrity considerations.

11.5 Information to be provided by the purchaser or by the system designer

11.5.1 General description

The relevant national and international standards should be detailed.

11.5.2 System data

The system data is as follows:

- a.c. system voltage variation.
- a.c. system frequency and frequency variation.
- Valve winding current waveform information, including harmonic levels and residual d.c. components.

It is important to specify the expected valve winding current waveform in terms of harmonic content and any residual d.c. components. The harmonic content influences the transformer losses in general but, more importantly, localized winding loss and hence potential hot spot temperatures. With the knowledge of the harmonic spectrum, the windings can be designed to avoid unacceptable temperature rises using modern field-computational techniques. To avoid unnecessary design complexity, the harmonic content should be analysed by the system designer for the particular installation rather than adopting a generalized approximate approach.

The residual d.c. content and to some extent, the harmonic content, will influence the core loss and sound level. Again, it is important to try to accurately predict the service requirements as the transformer design may be adversely influenced by the assumption of typical values.

- d.c. system voltage variations.

As with a.c. system transformers, the anticipated maximum continuous or long term operating voltage levels should be identified to ensure that the transformer design and test voltage stress levels demonstrate the appropriate operating safety margins. The maximum operating voltages are also required to permit the proper design of transformer over-voltage protection equipment.

- a.c. system short circuit capacity.

The supplier should be advised by the system designer of any special d.c. current operating conditions such as the frequency of current chopping due to commutation failures or current control techniques which may extend the number of asymmetric peaks under fault conditions. These may influence short circuit design considerations.

- System earthing conditions.

11.5.3 Environmental data

The following information should be included:

- Ambient temperature levels including valve hall temperatures where relevant.

In addition to the normal considerations of operating temperature limits, such as long term ageing or local hot spots, the insulation performance of HVDC transformers and associated components will be influenced by temperature variation. It is important that the insulation design be confirmed by calculation over the full operating temperature range.

It is also important to recognize any special ambient temperature conditions only applicable to components. The d.c.-side bushings, for example, often project into the rectifier hall where conditions will be very different from those outside. There may well be a large temperature gradient, therefore, along the d.c. bushing and its insulation, particularly on switch-on during a cold period.

- Site altitude.
- Atmospheric pollution.

A review of HVDC systems service performance and reliability indicates quite clearly that external bushing flashovers feature among the most frequent malfunctions. Some form of insulator “pollution” causes these flashovers. This may be a combination of solid pollution deposits plus wet condition which result in flashover in the short or long term.

Unequal wetting of unpolluted insulator sheds is another mechanism that can cause flashover. The atmospheric conditions at the site should, therefore, be investigated carefully, taking into account an appropriate timescale, and defined in the specification so that the appropriate external insulation, testing and operating procedures can be incorporated.

- Maximum wind loading.
- Seismic information.
- Ambient sound.

There are increasing environmental concerns about the effect of industrial installations such as converter stations, on the ambient sound levels. Local statutory sound requirements are often imposed on installations. They are usually expressed as the maximum permissible sound level measured at some boundary around the installation. The maximum permissible sound contribution of each of the installed equipment under load and service conditions is then derived by calculation and a guaranteed value prescribed.

11.5.4 Performance requirements

The following information should be included:

- Rated power.

In addition to the considerations applicable to a.c. system transformers for the proper determination of rated power, HVDC transformers require consideration of the effects of harmonic loading. In any specification, therefore, the safe operating and guaranteed performance parameters should be explicit regarding how harmonic loading is to be accommodated. The rated power is always associated with guaranteed loss and temperature rise. It should be clear in the specification, therefore, whether either or both the guaranteed loss or temperature rise is with or without harmonic loading, taking into account the difficulties associated with the demonstration of performance with harmonic load content.

A specification should either identify clear contractual guarantees by test performance parameters together with safe working performance guarantees demonstrated by calculation using test based information, or specify overall contractual guarantees which are demonstrated by tests incorporating simulated harmonic load content.

- Special loading requirement.

As with a.c. system transformers, it is essential that any special loading requirements, together with acceptable temperature limits are specified. In the case of HVDC transformers, however, the special consideration of harmonic load content should also be accommodated as indicated in 9.1.5. In addition to the normal winding and oil temperatures, the temperature rise of other parts of the transformer shall be carefully considered, for example, bushings having different operating ambient temperature.

- Reactive power transfer.

In the case where a tertiary winding is used for reactive power transfer, it is necessary to recognize the vector relationship between winding electromagnetic leakage flux produced by the loading conditions and the core excitation flux. In parts of the core, these magnetic fluxes will combine and the net result depends upon their vector relationship. The level of reactive power transfer determines the quantity and vector of the winding leakage flux. The reactive power transfer shall be included in the specification to enable the transformer design engineer to ensure that local core heating is not excessive.

- Special load current considerations.

Certain special aspects of the load current are included in 11.5.2 and 11.5.4. There may, however, be other load current considerations particularly with multiple winding loading combinations or short-term valve operation conditions.

- No-load voltage ratio.
- Rated line to line voltage.
- Winding connections and vector relationship.
- Voltage ratio variation including range and number of voltage steps.
- Impedances and/or reactance including special tolerance and variation over the voltage tapping range.

The determination of the transformer impedances and their tolerances in a HVDC scheme is often more critical in terms of system design and operation than for an a.c. scheme. It is important to recognize, however, that the transformer impedance achievable is subject to constraints. It is mainly determined by the relative positioning of the various windings. The winding arrangement is also influenced by other transformer design considerations. Depending upon the tapping range and the insulation levels of both the a.c. and d.c. windings there will be a preferred arrangement to minimize the complexity and hence cost of the transformer. The resulting ampere-turn distribution under load conditions and the variation of the distribution with tapping position will determine the impedance and its variation. With increased design complexity, certain other winding arrangements will be possible and these will give a different impedance performance. A close dialogue between the system designer and the transformer designer is preferable in order to determine the optimum arrangement. It is also normally a requirement that the impedances between phases and transformers should be closely matched for optimum converter operation. The tolerances permitted by the latest national and international transformer standards are smaller for HVDC installations than was previously the case. With increasingly involved manufacturing procedures, reduced tolerances can be achieved but practical considerations would suggest that tolerances should not be reduced below 5 % of the declared value for any tapping position for a particular design. The variation between units of the same design should normally be less than 5 % and requirements less than this would need special consideration.

- Cooling class and arrangement.
- Temperature rise limits including winding and oil.

It is usual to specify temperature rise limits in line with those used for a.c. system transformers and in accordance with national or international standards. This approach for HVDC transformers should include consideration of any additional losses due to harmonic load current content and any resulting special hot spot temperatures. It is accepted that a suitable margin on temperature rises under a.c. conditions, together with calculations of loss increases and hot spot temperatures under specified d.c. loading conditions, will provide an adequate demonstration of capability.

- Number of phases per unit and number of windings per phase.

The system designer may have specific requirements on winding arrangements, particularly with respect to valve winding phase shift by the use of separate unit star and delta windings or combined star/delta windings on one unit.

- System configuration giving information to be used to estimate d.c. voltage stress during service.

Winding insulation levels, including:

- induced voltage with partial discharge limits;
- lightning impulse voltage;
- switching surge voltage;
- a.c. separate source voltage;
- d.c. polarity reversal voltage with partial discharge limits;
- long duration d.c. voltage with partial discharge limits.

Regarding partial discharge criteria, d.c. partial discharge performance is significantly different from that of a.c. equipment. The permitted levels and frequency of partial discharge bursts require special consideration and specification.

Information on any transients appearing in service as a result of the converter operation should be included in the specification as a complement to the transient test levels.

- Loss capitalization rates.
- Sound level limits.

In common with most power transformers, sound level limits are normally specified for converter transformers. Sound level limits are normally measured during factory testing but it should be recognized that the sound levels at site, under service conditions, are likely to be higher due to harmonic and d.c. influences, depending on the design of the core. The specified levels should take into account the final service requirements.

- Cooling type.
- Special system design parameter requirements:
 - winding and bushing capacitances;
 - impedance and resistance versus frequency.

The performance of HVDC transformers at harmonic frequencies is more important than that of equivalently-sized a.c. power transformers. The influence on harmonic performance requires that changes in apparent impedance with frequency needs to be identified and assessed. For this reason, any constraints on bushing capacitance and the impedance/frequency relationship of the transformer should be specified. The impedance/frequency performance is normally required to be demonstrated.

With respect to radio frequency considerations, the transformer is an important circuit component. Where appropriate, the purchaser should indicate the importance of this aspect and request any specific data required.

11.5.5 Testing requirements

Routine low voltage tests as for normal power transformers:

- winding resistance;
- winding ratio;
- winding polarity/vector relationship;
- tap-changer operation;
- core/frame insulation/winding insulation resistance;
- power factor of the winding insulation ($\tan \delta$);
- load loss and impedance;
- load loss at specified ratings and tapping positions;

- impedance voltage at specified ratings and tapping positions;
- impedance/frequency characteristic;
- zero sequence impedance voltage where applicable;
- no-load loss at specified tappings;
- magnetizing current;
- cooling equipment loss.

As previously indicated, the actual winding current waveform will contain harmonics that will influence the in-service losses of the windings, the core and other structures, particularly with respect to hot spot considerations. The normal test requirements only include a demonstration of the usual a.c.-type loss measurements that should normally reflect the guaranteed values. The winding hottest spot temperature at rated power can only be verified by calculation, or direct measurements in service. If any agreement has been made between the purchaser and the supplier to account for the additional service losses, then tests or calculations may be required (see IEC 61378-2).

Test considerations for measured impedance are similar to those for losses and although the impedance at rated frequency under service conditions will be very close to the factory test measurement, the resistive component will increase in line with the increased service winding losses.

To provide the necessary information on performance with harmonic loading and transient conditions, an impedance/frequency test is usually specified. This is often performed at low power levels because of test plant limitations. Depending upon the service high frequency loading and the transformer design, this may result in inaccuracies due to the non-linear response of some parts of the transformer. There has, however, been no direct evidence that this inaccuracy is unacceptable.

High voltage tests:

- a.c. induced over-voltage with partial discharge levels to standard IEC testing;
- a.c. separate source voltage;
- lightning impulse voltage;
- switching surge voltage (applied/induced);
- d.c. withstand voltage with partial discharge;
- d.c. polarity reversal.

As with any transformer, the insulation structure design of HVDC transformers shall coordinate the requirements of various system and test voltage applications. However, the insulation requirements for a.c. and d.c. stressing are often quite different and sometimes conflicting. Therefore, recognition of what the specified testing is demonstrating is important. The effects of combined stressing involving a.c. and d.c. polarity reversal, impulse and switching voltages need to be considered. Separate testing for each type of voltage stress has traditionally been used to show proof of service capability. The effect on voltage distribution of temperature, etc., shall be considered.

Subject to the above comments, the a.c. impulse and switching surge test voltages may be determined by the normal a.c. insulation coordination techniques.

Thermal tests:

- long duration load current test;
- temperature rise tests (type rating/tap position).

It is necessary to establish the oil and winding temperature rises under rated conditions by means of a temperature rise test. In addition, the full load-current-carrying capability should be demonstrated by means of a long-duration load current test. The latter test duration should be not less than 12 h during which oil samples should be taken for gas in oil analysis.

In addition to demonstrating the guaranteed oil and winding temperature rises, the duration of the test should be sufficient to confirm that there are no adverse effects due to electromagnetic leakage flux or inadequate current carrying connections.

It should also be recognized that thermal testing can only be practically undertaken using a.c. equivalent loading. Additional losses in the winding and the core due to service loading conditions should be agreed between the supplier and purchaser and incorporated in an appropriate manner during the thermal test. Similarly, the average and hot spot winding temperature rises established during thermal tests should be considered in an agreed manner to reflect service conditions. The necessary computational techniques are available in IEC 61378-2.

Additional tests:

- transformer sound tests;
- cooler sound tests;
- mechanical pressure/vacuum tank tests;
- oil samples for gas-in-oil analysis throughout dielectric and thermal tests;
- functional tests of auxiliary equipment;
- seismic proving tests or demonstration, as appropriate to the equipment.

The sound testing carried out in the factory will be in accordance with normal a.c. power transformer procedures. However, an adjustment to the level measured will be needed to derive the level that occurs on load in service. This adjustment should be agreed between purchaser and supplier as part of the specification at the contract stage. Where very low sound levels are specified, consideration should be given to the effect of load current and residual d.c. current.

11.5.6 Sequence of factory tests

The purchaser may consider that a special sequence of factory testing is desirable. For example, thermal testing prior to dielectric testing may be preferred. Similarly, the order of dielectric testing may be specified, for example, as outlined in IEC 61378-2.

11.5.7 Site tests

Site tests are listed below:

- core/frame insulation;
- winding insulation resistance;
- voltage ratio;
- functional tests of auxiliary equipment;
- oil tests for conformity to applicable standards before and after filling;
- insulation power factor tests;
- dryness check on arrival at site;
- routine checks in service.

Prior to commissioning, oil samples are usually taken to ensure that certain oil quality parameters have been met. An important aspect of the d.c. capability of the transformer

insulation structure is the resistivity of the oil. It is essential that this parameter be checked and in accordance with the values agreed between the purchaser and the supplier.

11.5.8 Design and construction requirements

Attention should be paid to the following items

- Tank and component design:
 - pressure and vacuum requirements;
 - valve types and flange requirements;
 - access to internal components;
 - main oil flow and air release venting pipework;
 - earthing details;
 - surface treatment;
 - insulation and earthing.
- Oil preservation:
 - conservator type;
 - dehumidifying equipment.
- Site arrangement:
 - general layout requirements;
 - dimensional and weight limits;
 - sound abatement details;
 - anti-vibration measures;
 - insulation and earthing.
- Transport:
 - dimensional and weight limits;
 - filling medium – dry gas, moisture contents;
 - impact recorder requirement;
 - packing and labelling requirements.
- Installation:
 - site inspection on receipt;
 - site movement facilities.
- Miscellaneous:
 - fixings and fastenings.

11.5.9 Auxiliary equipment

Main data for auxiliary equipment are summarized below:

- Bushings:
 - type/construction;
 - voltage and current rating;
 - test requirements – a.c., d.c., partial discharge, thermal;
 - test set-up;
 - insulation power factor;
 - external RIV levels;

- pollution considerations;
- local ambient temperature;
- creepage distance.

In special applications, where the HVDC bushings are inserted into the valve hall, consideration should be given in the design to minimize oil spillage in the valve hall following bushing failure.

– Tap-changer:

- type – on-load, de-energized;
- in tank, bolt on;
- oil expansion/separation;
- oil filtering requirements;
- control system;
- special current considerations;
- tapping operation cycles.

In d.c. applications, it is essential that consideration is given to the rate of rise of current and its effect on switching capacity. The purchaser and system designer should provide information on this aspect.

– Cooling:

- cooling medium and quality;
- cooler construction.

Because of the specific dielectric considerations for d.c. application, the quality of the oil, particularly the oil resistivity, should be considered if the purchaser is to supply the oil at site. In addition, the oil parameters measured at site before and after oil filling should be referred to the supplier for approval before commissioning.

Like generator transformers, HVDC transformers are normally critical equipment in terms of continuous availability. Accordingly, the cooling construction should ensure a high level of reliability with redundant capacity.

– Miscellaneous:

- pressure-relief device;
- Buchholz, pressure switch and gas accumulation devices;
- surge arresters;
- monitors.

– Control:

The signal interface to the HVDC control and protection system should be described and include information on the following items:

- winding temperature indicator elements;
- CT requirements;
- cooler switching;
- auxiliary power supply details;
- tap-changer operation, paralleling and protection;
- auxiliary flux detector winding;
- control cabinet layout and construction;

- oil flow monitoring;
- oil and winding temperature indication.

11.5.10 Availability and measures to minimize service downtime

Any special purchaser requirements with respect to access to components, servicing or transformer replacement should be specified.

Most HVDC installations are unique in any given system. Unlike the a.c. network, there are no existing spares available either in hardware or power supply terms. Therefore, special consideration is usually given to the provision of spare equipment, the speed of replacement and the speed of repair of a faulty unit. Any such considerations should be referred to clearly in the specification and discussed with the supplier because they will significantly influence the transformer design

11.6 Information to be provided by the supplier

11.6.1 General

The information described in this subclause is generally provided by the supplier to the purchaser even though the timing of the submittal of the information can extend over the entire design and delivery process of the transformers.

11.6.2 General description

The supplier will normally provide a general description of the equipment offered, indicating the basic design approach, testing proposals, etc. in response to the purchaser's requirements.

The supplier should provide a description of the equipment proposed, design approach and testing procedures. This is particularly important where there are special requirements such as multiple winding designs and special service conditions. It is essential that the supplier's submission gives a clear indication to the purchaser that any special requirements are being met.

11.6.3 Performance data

A no-load loss guarantee is normally given, but this should be clearly qualified in terms of the terminal voltage conditions:

- load loss:
 - tapping position;
 - rating;
 - reference temperature.

As with no-load loss, the load loss guarantee should be qualified with respect to loading conditions. If special service loss guarantees are required, then it is necessary to specify the assumed service load current:

- cooler loss;
- positive phase sequence impedances:
 - tapping position;
 - winding pair;
 - special tolerances;
 - zero phase sequence impedances;
 - factory test/service conditions.

The guaranteed impedances between winding pairs should be stated together with the winding loading conditions where there are multiple winding pair combinations. It should be made clear how any effective service impedances are to be demonstrated. The tolerances applicable for impedance variation between phases or between transformers should be stated for each tap position (see IEC 61378-2):

- winding turns ratio:
 - tapping position;
- temperature rises:
 - winding, average and hot spot.
 - oil

HVDC transformers are normally subject to temperature rise and load current tests in the same manner as those applied to other large power transformers using the short circuit test method. The temperature rise guarantees are normally given assuming specified service conditions and usually these cannot be obtained by factory tests. Allowances therefore shall be included in the guaranteed levels and agreed with the purchaser at the contract stage.

- sound level:
 - transformer;
 - cooler.

The sound levels measured during factory testing will not be the same as those that occur in service. Therefore, any sound level guarantees applicable to the on-load sound condition at site should state the service conditions assumed and the basis of any margin agreed with the purchaser at the contract stage to determine the sound level in service.

11.6.4 Supplementary data

- Core:
 - material;
 - number of limbs;
 - general construction;
 - flux density saturation curve;
 - overexcitation characteristics.

In any specific core description, the number of limbs used should be stated, as this influences service performance, particularly where there are residual d.c. current or harmonic voltage contents. The coreplate magnetization characteristic curve is important in assessing the harmonic performance of the core.

- Winding description:
 - arrangement;
 - winding types;
 - conductor material;
 - insulation details.

The winding arrangement and design are directly influenced by the performance requirements for HVDC operation. The description should, therefore, indicate how the particular arrangement used has been derived with respect to the specification:

- electromagnetic aspects;
- winding clamping capability – winding forces;
- flux shield types.

In common with many large power transformers, the control of electromagnetic leakage flux is important in HVDC transformers, particularly where there is significant load-current harmonic content. The use of any flux control devices, their purpose and construction should be described as follows:

In order to establish the operation of the converter station under varying conditions, it is necessary to assess the effective circuit parameters for the transformer. Input into the assessment can be:

- circuit parameters;
- winding capacitances, series and shunt;
- bushing capacitances;
- impedance/frequency characteristic;
- a.c. resistance/frequency characteristic.

Often basic information on winding capacitance is given and the system designer manipulates the information to reflect the service condition. It should be clear, therefore, how the capacitances have been calculated.

Similarly, bushing capacitances and impedance or resistance frequency characteristics should be qualified with respect to measurement/calculation conditions to assist the system designer.

– Bushings:

- manufacturer;
- type;
- current rating;
- voltage class;
- oil volume liable to leak into valve hall;
- shed design;
- electric creep length.

The service performance statistics indicate that there are potential problems with bushings due to external environmental conditions, internal electrical insulation systems and adjacent earth profiles. The supplier should therefore be satisfied that the conditions are properly specified to the bushing supplier and should ensure that they are included in the bushing description given to the purchaser.

It is also important that the bushing to transformer interface be clearly defined and recognized in any specification and testing.

– Tap-changer:

- manufacturer;
- type;
- current rating;
- tap-changer maintenance requirements;
- floating winding voltage control method;
- use of non-linear resistor voltage control;
- switching capability.

In addition to the normal a.c. requirements, tap-changers for HVDC application will be subjected to high current rise rates (di/dt) and this should be considered with respect to switching capacity.

- Cooler details:
 - pump rating and starting current;
 - fan rating and starting current;
 - cooler access dimensions (tube stack removal);
 - number of fans per group;
 - number of pumps per group;
 - transport data;
 - dimensions;
 - weight;
 - filling medium.
- site information:
 - layout with dimensions;
 - weights;
 - total oil quantities and quantities to be removed for access;
 - conservator volume;
 - component weights;
 - oil filling requirements;
 - disassembly details.

NOTE Although the site information required for HVDC transformers is in line with that required for other larger power transformers, the disassembly details are particularly important.

- oil characteristics.

Because of the particular dielectric consideration under HVDC operating conditions, the supplier should specify the appropriate oil qualities necessary for commissioning and continued safe operation, particularly oil resistivity.

11.7 Quality assurance and test program

The supplier should outline the proposed testing procedures with particular reference to sequence of testing. Quality tests applied during manufacture to confirm performance aspects not covered by final testing, such as inter-strand insulation capability, should be included.

A detailed quality plan and test programme with a copy of the current QA certificate should be submitted at the tender stage.

11.8 Availability and measures to minimize service downtime

The rapid replacement of transformer or components is often a requirement in a HVDC installation. A description of how this is to be achieved should be provided as follows:

- access to components requiring maintenance, that is tap-changer contacts;
- facilities for replacement of components;
- facilities for replacement of transformer;
- maintenance and inspection requirements for components.

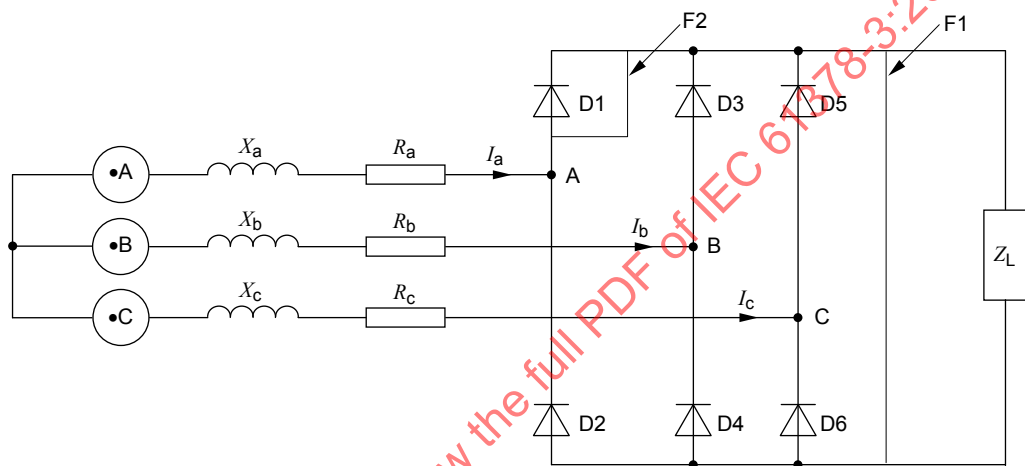
12 Short circuit considerations

Short circuit withstand capability of a converter transformer can be investigated under terms of IEC 60076-5 with the following additional considerations:

- a) In case of a short circuit on the line or filter winding, there will be no power flow from the valve winding when this is connected to a line commutated converter.
- b) Whenever a solid, permanent short circuit directly on the valve windings terminals is not realistic (like for electrolysis applications due to mechanical dimensions and arrangement), then it is recommended that the transformer short circuit withstand capability is harmonized with the one of the converter.

Figure 24 shows a basic 6-pulse full wave connection diagram and the potential short-circuit fault conditions in that application.

The normal protection for the thyristor valve incorporates a metal oxide surge arrester connected across the terminals of the individual thyristor arms within the bridge.



IEC

Key

- F1 is fault 1
 F2 is fault 2
 Z_L is load

Figure 24 – Short-circuit fault conditions in rectifier bridge

The first fault condition is a short circuit across the terminals of the full wave bridge (F1). Under this fault condition, the current is determined by the reactance and resistance values of the supply and transformer as in the conventional power circuit conditions.

The second fault is a fault across an individual arm of the bridge that would occur in the event of the failure of the surge arrester (F2). This type of fault is extremely rare.

A similar situation can occur in mercury arc converters (MAR).

In these devices, the condition that determines the maximum peak fault current experienced by the transformer is called the 'arc-back' or 'back-fire' condition.

Arc-back or back-fire is the condition when an MAR tank fails and is not supposed to be conducting, i.e. at a time when the anode voltage is negative with respect to the cathode.

Depending at the point in the voltage cycle where the fault occurs, the resulting fault current in the transformer windings can be significantly higher than the normal reactance limited fault currents experienced in conventional a.c. power system during a three-phase short circuit.

Referring to Figure 24, it will be seen that with a fault across arm D1 (F2) the other two arms in that half of the bridge (D3 and D5) may still conduct but the other half of the bridge (arms D2, D4 and D6) cannot conduct.

Fault currents in these circumstances contain a unidirectional component to which is added an alternating component. This will be explained later in this clause. The unidirectional component decreases with time while the alternating component is stationary.

The unidirectional component causes an asymmetric current peak shortly after the occurrence of the fault. This current peak causes the highest mechanical stress in the transformer windings, and it is necessary when designing the transformer to know the level this current peak may amount to in the worst case.

For this purpose, the fault can be considered as a short circuit between two phases in a three-phase a.c. system with application of symmetrical components. The r.m.s. value of stationary fault current is then

$$I_{fs} = \frac{U_{vN}}{z_+ + z_-}$$

where

U_{vN} is the rated voltage (phase-to-phase) on the valve side of the transformer, r.m.s. value;

z_+ and z_- are the positive and negative sequence impedances respectively of the transformer and the system feeding the transformer on its primary side, both referred to the valve side of the transformer.

If the transformer is situated far away from the rotating generators, which means that there is considerable impedance contribution from static system components between the transformer and the generators, $z_+ \approx z_- = z$.

then

$$I_{fs} = \frac{U_{vN}}{2z}$$

To explain and include the unidirectional current component, a simple single-phase circuit containing an inductance L connected in series with a resistance R is considered. The circuit is connected to an a.c. source with a voltage

$$u(t) = \hat{U} \times \sin(\omega t + \psi)$$

when a switch closes at the time $t = 0$. ψ is then the angle on the voltage curve.

The following differential equation applies for the current in the circuit

$$L \frac{di}{dt} + Ri = \hat{U} \times \sin(\omega t + \psi)$$

The solution of this equation is

$$i(t) = \frac{\hat{U}}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \times \left[\sin(\omega t + \psi - \varphi) - \sin(\psi - \varphi) \times e^{-t/\tau} \right]$$

where

φ is the angle between the voltage and the current $\left(= \arctan \frac{\omega L}{R} \right)$;

τ is the time constant of the circuit $\left(= \frac{L}{R} \right)$;

R and L are the total resistance and inductance respectively for the whole circuit including the transformer and the feeding power system on the primary side of the transformer.

$$z = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$$

The first term within the parenthesis in the above equation for $i(t)$ is a factor relevant to the stationary alternating component of the current, while the second term is a factor relevant to the unidirectional component. The factor outside the parenthesis, $\hat{U}/z$, is the amplitude value of the stationary alternating current. Going from the single-phase circuit above to the unsymmetrical case of a three-phase system, the latter factor will according to the foregoing become $\hat{U}/2z$. Then

$$i(t) = \frac{\hat{U}}{2z} \times \left[\sin(\omega t + \psi - \varphi) - \sin(\psi - \varphi) \times e^{-t/\tau} \right]$$

In practice $R \ll \omega L$ and $\varphi \approx \pi/2$. The maximum momentary value of the current depends on the angle ψ when the switch closes (the fault occurs) at the time $t = 0$.

$i(t)$ obtains its maximum if the fault occurs at an angle $\psi = 0$. The current reaches then its maximum approximately half a period after the occurrence of the fault, that is when $\omega t \approx \pi$. If the exponential function ≈ 1 (which means very large t), the expression within the parenthesis ≈ 2 and

$$i(t)_{\max} \approx \frac{\hat{U}}{z}$$

With t in the range 10 ms to 50 ms $i(t)_{\max}$ varies in the range

$$(0,7 - 0,9) \times \frac{\hat{U}}{z}$$

If the fault occurs when the voltage is at its maximum ($\psi = \pi/2$), the last term within the parenthesis disappears and the unidirectional component equals zero. The current will be symmetric about the time axis. The peak value of the current ($\hat{U}/2z$) will then be reached when $\omega t = \pi/2$.

If the transformer is situated close to the rotating generators, which means there is little impedance contribution from static components between the transformer and the generators, then z_- may be smaller than z_+ and consequently $z_+ + z_- < 2z$, and the current $i(t)$ will be correspondingly higher than indicated in the foregoing.

The stationary fault current (r.m.s.) in case of a three-phase short circuit is

$$I_{fs} = \frac{U_{vN}}{\sqrt{3} \times z} = \frac{U_{vN}}{\sqrt{3} \times z_+}$$

The fault current when two phases are short-circuited is higher than the three-phase short circuit current when

$$\sqrt{3} \times z_+ > z_+ + z_-$$

and consequently when

$$z_- < 0,73 z_+$$

13 Components

13.1 On-load tap-changers

13.1.1 General

Tap-changers have mainly been developed for operation in a.c. power transformer circuits and for the operating conditions in such transformers. Those used in association with converters in both industrial and HVDC applications present a new set of conditions that have to be taken into account when specifying and operating them. Tap-changer manufacturers are generally willing to adapt existing on-load tap-changers for operating in these special circumstances. However, it is strongly recommended that for the transformers covered in IEC 61378-1 and IEC 61378-2, the combination of transformer and its associated tap-changer be jointly established between the two manufacturers.

13.1.2 Converters for industrial applications

In these applications, the following details outline some of the various ways that tap-changers have been adapted and which specific requirements shall be agreed with the tap-changer manufacturer as well as special things to consider in general.

- a) The requirement to achieve a large number of on-load tap positions may be achieved by multiple coarse/fine tapping on a single tap-changer. These schemes are usually associated with autotransformers on the line side of the main converter transformer. In these arrangements, the tap-changers may be operated at either the line end or neutral end of medium voltage systems. Schemes of this type may achieve in excess of 100 positions compared to about 35 with conventional gears. It is therefore necessary to establish operating and test voltage requirements across the various coarse and fine tap positions.
- b) The operating requirements of these applications are also usually associated with wide tap ranges. So, for example, tap ranges approaching 100 % are not unknown. This may be compared to a conventional system transformer where the entire range will typically be 30 % or less. In these circumstances, the step voltage capability of the tap-changer requires particular attention.
- c) For most of these types of transformers, the load current contains varying amounts of harmonics that causes increased breaking stresses to the switching elements of the tap-changer. Attention shall be paid to that and it should be born in mind that these harmonics might reduce the switching capacity of the OLTC compared to when operating under sinusoidal condition. The tap-changer manufacturer should be informed of these harmonics. Preferably by giving the current derivative after current zero or at least a table of harmonics.

- d) In industrial applications, two types of overload condition may be encountered. The first type is a conventional overload that keeps the process in operation whilst a particular operating condition exists. In this type of overload that may persist for some hours, normal tap changing is expected. The second type of overload forms part of load shedding requirements when one transformer operating in parallel with others is suddenly tripped from the system. In order to reduce the load on the remaining units to safe levels, the tap-changers will be required to operate but at higher currents than the normal full load for a limited period. This kind of overload does not need to be included in the rated load of the OLTC but should be evaluated together with other conditions that increase the breaking stresses of the OLTC, such as harmonics, high step voltages, variable flux asymmetric currents, etc. In both types of overload, the performance of the tap-changers will need to be understood and defined.
- e) High frequency of switching operations can result in increased temperature rises within the diverter switch of the OLTC. Therefore, it may be necessary to limit the frequency of switching operations or to add cooling equipment.

13.1.3 Converter for HVDC applications

The conditions specific to HVDC applications that require attention in defining the on-load tap-changer may be summarized as follows.

- a) The HVDC applications are usually associated with wider tap ranges than the conventional system transformer. Ranges in excess of 30 % are common so the working and test voltages that result from such ranges shall be clearly defined.
- b) For HVDC converters with thyristor valves the single largest difference that affects tap-changers in HVDC is the waveshape of the load current. In the normal operation of thyristor valves, the valve-side current waveshape is not sinusoidal and this is reflected in the line side where the tap-changer is electrically positioned. Such waveshapes significantly modify the rate of change of the current (di/dr) through the diverter switch. In particular, this affects the recovery voltage of the main switching contacts, i.e. the voltage drop at the transition resistors. Therefore, the resistors shall be rated to accommodate the true nature of the current waveshape. It follows that in specifying a tap-changer for use on HVDC, this rate of change of current shall be specified so that the OLTC with correct values of rating and transition resistor is provided.
- c) For the transistor valve based HVDC converters, current harmonics are normally low and the waveshape is close to sinusoidal but attention has still to be paid to current harmonics.
- d) Since the power of the HVDC transmissions links in many cases is very high, single phase transformers with large currents are often used. In addition, they have often windings in parallel and need OLTCs in parallel or OLTC poles in parallel. Careful attention shall be paid to the consequences of asynchronous switching of the OLTCs or OLTC poles in such cases.
- e) High frequency of switching operations can result in increased temperature rises within the diverter switch of the OLTC which may result in limitations in frequency of switching or a need for cooling equipment.

13.2 Valve-side bushings

13.2.1 General

A number of investigations into the performance of HVDC systems have been undertaken over the years, mainly under the auspices of CIGRE. These studies have consistently shown that some of the most vulnerable and prone to failure components within HVDC systems are the bushings that operate on the valve side of the system. These bushings may form part of the transformer assembly or be air/air type through valve hall walls (see Figure 25). In either case, the evidence shows that the specification, integration and testing of these bushings to confirm their suitability for operation in HVDC systems is of vital importance. It is the aim of this standard to give direction on the bushings for use on the valve side of HVDC systems.

There are a number of IEC standards in existence, or in the course of preparation, that are applicable to this standard. These standards give the specific 'rules' for the topics that are referred to in this guide.

13.2.2 Station layout

Figure 25 shows that there are a number of ways that the bushings on the valve side may be used and mounted. The station layout may affect the bushing design with respect to the type of bushing and insulation material that is used. In addition, the layout will be affected by space considerations to arrange sufficient air clearance for the specified insulation levels, both for transient voltage surges as well as for operating conditions, oil pollution risks inside the valve hall and overall fire risks in the station.

13.2.3 Technical considerations

In HVDC systems, the valve-side bushings are universally of the condenser foil type. However, the voltage stress under working and test voltage distribution is common with the main transformer insulation structure is determined by the relative resistivities of the insulation components used in the bushing.

It is known that the voltage division from such a resistivity-determined distribution would result in a voltage creep stress along the surface of the bushing (Figure 26). This stress should be controlled to within acceptable limits. Ideally, the manufacturers should be required to design in partnership an insulation structure at the bushing to transformer interface.

When evaluating the current carrying capability of the bushing, consideration should be taken to include resistive losses contributed by current harmonics, as well as compensate for operating conditions with elevated air temperature, if installed indoor.

13.2.4 Bushing types

Over the years, a number of types and arrangements have been used for the valve-side bushing. The main two types in current use are listed below (this list is not intended to limit the choices).

- a) Oil impregnated paper bushings (OIP)
 - The capacitor body of the bushing is contained within an insulating envelope.
 - The envelope may be porcelain or a silicone composite.
 - The space between core and envelope may be filled with oil, SF₆ gas or a dry insulating polyurethane foam.
- b) Dry type resin impregnated bushing
 - The capacitor body of the bushing may be contained within an insulating envelope.
 - If the capacitor body is contained, then the alternatives for the insulating envelope and the intervening space filling are as for the OIP bushings.

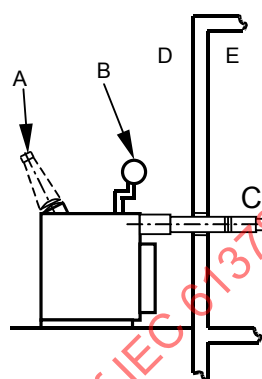
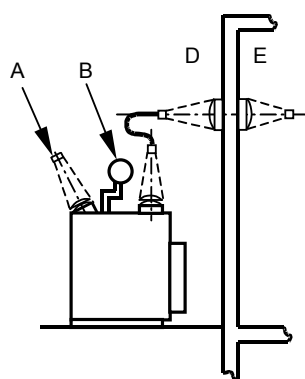
13.2.5 Testing

It is important that the test conditions be set, as far as practically possible, so as to represent the actual conditions when mounted in the transformer in service. In practice, this requires that the stress control barrier system within the transformer is replicated and ideally mounted in the same orientation as for service. In addition, if the valve-side bushing is mounted in a turret then the test assembly should be in a turret with the same diameter as the service turret (see IEC/IEEE 65700-19-03:2014, 7.1).

Valve-side bushings are unique in that both conventional testing as required for a.c. power transformers and testing with d.c. voltages are required. It is recommended that both test

sequences are carried out in the test turret and insulation assembly that replicates the conditions in service.

The test levels are set in the relevant standards for HVDC bushings. In the current standards, the test levels for both the a.c. and d.c. tests are enhanced from those to which the transformer will be subjected during the final factory tests. In the event that a bushing standard does not form part of the specification, it is recommended that valve-side bushing testing at enhanced voltage levels is agreed in the contract.



IEC

Key

A – AC line

B – Oil conservator

C – Valve side

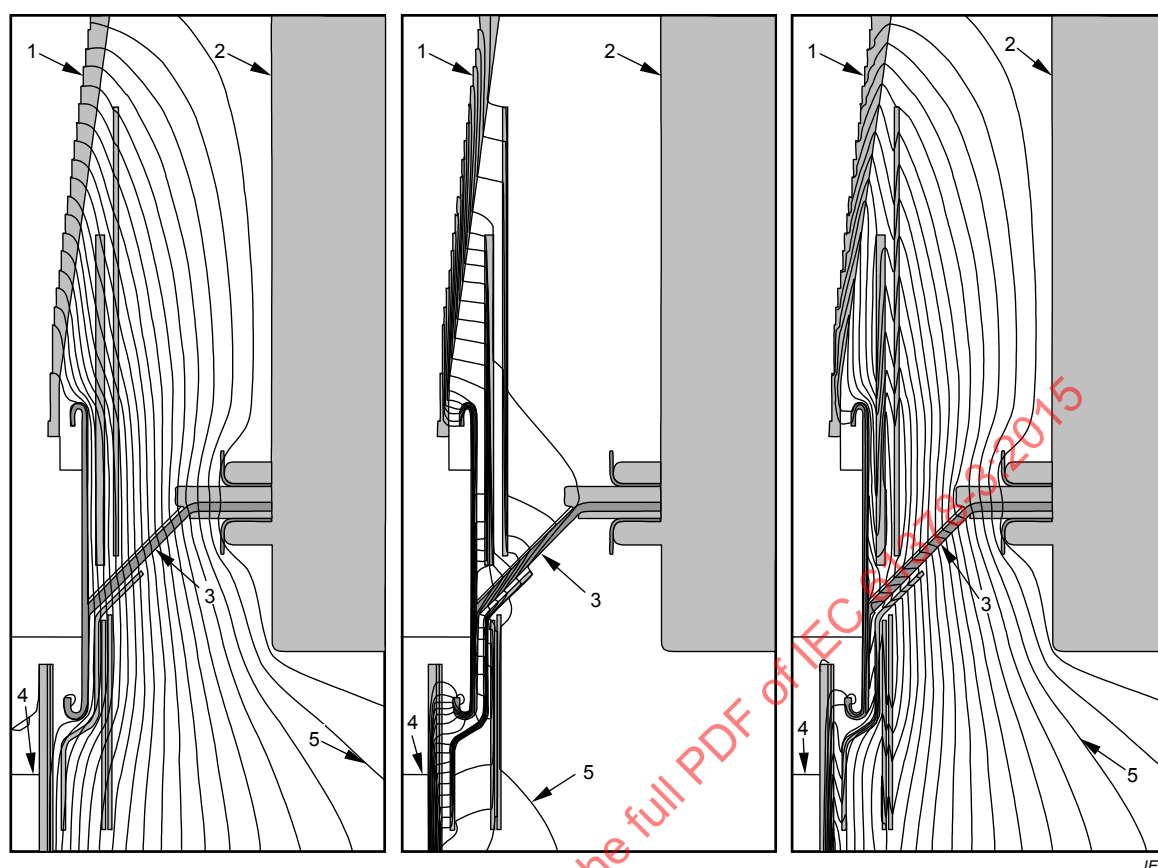
D – Outdoor area

E – Valve hall

Figure 25a – Outdoor bushing

Figure 25b – Through-wall transformer bushing

Figure 25 – Arrangement of valve bushings

**Key**

- | | | |
|-----------------|----------------------------------|--|
| 1 – Bushing | 3 – Insulation support/separator | 5 – Equipotential lines at 5 % intervals |
| 2 – Tank turret | 4 – HV lead | |

Figure 26a – AC conditions

Figure 26b – DC conditions
(20 °C)Figure 26c – Polarity reversal
(20 °C)

Figure 26 – Examples of a.c., d.c. and combined electric field dispositions adjacent to HVDC bushings and associated electric insulation systems

14 Maintenance

14.1 General

The primary purpose of transformer maintenance is to ensure the internal and external parts of the transformer and accessories are kept in good condition, “fit for purpose” and able to operate safely at all times.

A secondary and equally essential purpose is to maintain a historical record of the condition of the transformer. This is necessary so that a continual assessment of the individual transformer condition, or the different transformer populations, is available for the purposes of adjusting and improving maintenance activities such as deferring them or making them more frequent. Records of this kind are also required to determine changes to a purchaser’s specifications and an equipment supplier’s maintenance resources, operating performance data and other statistics.

Maintenance activities are not confined to routinely assuring the minimum condition of equipment in service. A necessary and vital additional duty is to be able to detect the onset of any deterioration or sub-standard condition arising in equipment, or the probability of it doing

so, and to instigate investigations and other remedial or necessary actions. This requires perceptive maintenance resources.

Detailed Standing Operating Instructions (SOIs) for maintenance personnel shall be prepared in conjunction with suppliers and should include training and attainment criteria.

Many installations are affected by local or statutory environmental regulations. These necessitate regular and frequent transformer inspections in order that oil leaks, for instance, or the release of other contaminants, do not occur. Otherwise, the penalties can be severe.

With respect to HVDC transformers and related equipment, the importance of oil quality cannot be emphasized too strongly. Also, the parts of the transformer, including the d.c. bushings, that are often located within the converter valve hall require the highest transformer cleanliness standards.

HVDC and industrial transformer maintenance is principally concentrated on the same five main parts of the equipment that apply to a.c. transformers:

- oil;
- insulation quality;
- oil preservation system;
- tap-changers;
- accessories and fittings.

In addition, there are the usual maintenance duties to protect parts from corrosion and other degradation processes, including any plastic parts. These might become degraded by UV exposure or other embrittlement.

14.2 Oil

14.2.1 General

Mineral oil is used to impregnate the transformer cellulose insulation in order to increase its electrical breakdown strength. It also acts as the cooling medium by conducting heat away from higher temperature parts such as the windings and it might be the electric arc quenching medium in tap-changer diverter switch compartments. Oil needs to be properly maintained throughout the service life of the oil and the transformer in order to fulfil these purposes. The oil should not be permitted to degrade and become incompatible with other materials or present a risk to safe operation of the transformer or the environment.

Maintaining the prescribed oil quality in HVDC transformers and related oil-filled equipment is paramount for ensuring the integrity of the insulation systems especially in the presence of d.c. fields and accompanying electrostatic polarizing effects. This is particularly important with respect to the particle content of the oil and its permittivity.

Oil can degrade in service due to the conditions in which it is used. The principal processes involved are oxidation, moisture contamination, increasing acidity, electrical arcing, electrical discharge activity, metal or particle contamination. Some of these processes are interrelated.

Oxidation occurs gradually where oil is in contact with air. It also occurs when cellulose ages, affecting the transformer and the oil operating temperatures and moisture. The oil colour darkens, and the moisture content and acidity of the oil increases. In the worst cases, sludge may be produced if an inhibitor is missing or has been consumed. Increased oil oxidation and acidity can also occur as the result of overall or localized overheated parts. Oil should be regularly tested to determine its acidity and moisture content.

Moisture in the oil can be caused by oil oxidation, degradation of cellulose insulation or the ingress of moisture directly into the transformer during service or repair and needs to be determined by routine analysis. The oil moisture levels should not exceed levels prescribed by the transformer supplier and other equipment suppliers such as the bushing and tap-changer suppliers.

Gases are produced in the oil when electrical arcing or discharges occur within the transformer as the result of a defect or fault in the transformer. Metal contaminants and other particles such as fibres can also be produced by the same means and can have an additional and significant effect on the intrinsic oil quality, especially if moisture is also present. The particle content of oil in terms of size, number and material is more important in all high voltage oil-filled transformers because of the detrimental effect the electrical strength of the oil and increasing the oxidation and acidity content, but it is of critical importance in the case of HVDC transformers. Care should be taken to ensure that the particle content of the oil at all times is at least better than the minimum quality standard recommended by the transformer manufacturer.

In other respects, the IEC standards specify recommended limits for most oil characteristics and requirements but, in general, the limits should not be less than those specified by suppliers.

14.2.2 Oil quality and transformer quality indicators

The tests that should be performed on HVDC transformers and accessories to establish and maintain adequate oil quality and transformer integrity include moisture, acidity, Dissolved Gas Analysis (DGA), resistivity, electrical breakdown voltage and furfuraldehyde tests.

Unless otherwise advised by the suppliers, transformer oil resistivity, electrical breakdown and acidity tests should be performed as a standard test for regular oil sampling at least once each year.

Recommendations regarding oil maintenance in On-Load Tap-Changers (OLTCs) are provided in the relevant IEC standards but the first priority is to ensure that the oil conforms at all times to the OLTC suppliers' recommendations as set out in the OLTC operation and maintenance instructions.

Furfuraldehyde (FFA) tests are made on samples of oil extracted periodically from the transformer in order to determine the general condition of the transformer cellulose insulation, in particular the extent of insulation ageing.

14.3 Insulation quality

14.3.1 General

Most transformer insulation is cellulose-based paper and is situated within the main tank with the remainder in other oil-immersed parts such as bushings and tap-changers. The performance of cellulose paper as an insulator is almost totally dependent on being fully impregnated with high quality mineral oil or other insulation fluids.

Some transformer insulation parts are manufactured from "pressboard", a generic name meaning "high quality paper compressed into sheets, which may then be glued together to create thicker sheets or boards". These can be several centimetres thick and usually have to be fully impregnated to be effective as insulation in service.

Cellulose paper products in a transformer degrade naturally with age and temperature and in the presence of water and oxygen and are, as stated above, very dependent on the oil quality. The paper-ageing or temperature-related effects can be observed and monitored by analysis of oil samples taken from the transformers. These aspects are referred to in IEC standards and guides such as IEC 60599. A major factor in this process is the presence of moisture in

the paper and oil combination. Paper degradation or ageing is predominantly due to temperature and involves an oxidation process that results in moisture. It is important that this process does not become totally self-accelerating or worsened by the ingress of external moisture and oxygen, otherwise the insulation life may be reduced at an even greater rate than necessary. Monitoring the oil condition properly is an essential maintenance requirement if the insulation condition is to be determined as accurately as possible. The insulation quality requirements of low, medium and high voltage transformers depend on the strategic importance of the transformers to the network, and a very high standard of oil quality is essential for generator step-up and HVDC transformers. Operators shall be aware of the fact that the ageing process cannot be reversed, only controlled, and that the expected life of a transformer depends critically on ensuring its insulation systems are maintained and used properly.

Guidance on the necessary oil and paper qualities to be attained are provided in the appropriate IEC standards and guides. However, it is also important to recognize that conditions vary from installation to installation and that the various factors described in the IEC standards have to be applied to meet local conditions, suppliers' requirements and the prevailing condition of the equipment. In addition, insulation condition assessment and monitoring practices should include the recommended data essential for a correct laboratory evaluation to be made of the oil samples submitted for analysis.

A further important consideration is the fact that, even if it is possible to assess the insulation condition from a single oil sample or batch of samples, this assessment can only be related to the "norms" derived from data for populations of other transformers. It is a much better and effective procedure to monitor insulation status regularly because whilst a single time assessment is useful, the "trend" of insulation condition that is obtained from regular monitoring and analysis is of greater significance and value.

Reference above to cellulose paper and pressboard products emphasizes an additional aspect of insulation quality assessment, namely, that some insulations are "active" and some "inactive". Both insulation types are required in the design and construction of the transformer but it is the paper constituents associated with the current carrying parts such as windings and leads that are the most electrically stressed, whereas the pressboard parts are not. This "separation" of the insulation system shall be considered when assessing insulation condition data. In general, it is more important to obtain as accurately as possible an assessment of paper condition than it is of the pressboard. Nevertheless, the pressboard condition should always be taken into account. The deterioration process of the pressboard insulation condition is normally less onerous than that of the paper, but there are no certain rules about this and in the case of HVDC transformers, where solid and liquid insulation permittivities and conductivities are critical to the transformer electrical performance, any unsatisfactory data should be reviewed with the transformer supplier.

After several years in service, it is sometimes found that the cellulose insulation has become quite wet and contains a significant percentage of moisture content, especially for instance, if the effectiveness of the oil preservation system has been allowed to deteriorate. In such cases, restoring the oil preservation alone is unlikely to rectify the insulation high moisture content because the ability of the cellulose to absorb moisture is many times greater than that of the oil. The oil will rapidly become wet again after the transformer is returned to service. In such a situation, the main tank contents should be dried, preferably by means of a vapour-phase process. In practice, this often means that the transformers have to be taken to a workshop with the necessary equipment to perform such a process and equipment to test the transformer before transporting it back to the site. However, more traditional alternative applications of hot oil circulation and vacuum extraction on-site drying methods are commonly used successfully, using oil treatment equipment and procedures specially designed for this purpose.

14.3.2 Oil sampling requirements

IEC 60567 provides well-established and recognized guidelines for the sampling of oil and gases from transformers and the recommended procedures for the extraction and analysis of

the gases. However, an equally important maintenance aspect is the sampling frequency and there are no definitive guidelines for this except perhaps those that might be specified by the transformer supplier.

As in the case of the solid insulation, any evaluation of oil condition is likely to be a more significant indicator if oil samples are taken on a regular basis. In practice, the oil sampling frequency is chosen according to the transformer rating, voltage class and strategic importance to the network. Industrial d.c. transformers are generally unlikely to require as stringent an oil sampling regime as HVDC transformers, but some converter transformers for industrial use, such as aluminium pot-line smelters, may have extremely high currents and there is considerable potential in such cases for local overheating between contacts if the contact resistance gradually increases.

In addition to their greater economic value and technical complexity, regular oil sampling and condition assessment of HVDC transformers is essential. It should only be in the matter of sampling frequency that issues such as cost effectiveness are considered.

Whether or not a transformer is for industrial or HVDC application, the frequency of oil sampling normally reflects the magnitude of the risk involved i.e. the greater the risk, the more frequent the oil sampling and condition assessment shall be. For example, it is usual to take oil samples more frequently during the immediate post-commissioning period of service or when a fault condition has been detected and needs to be monitored. At other times, less frequent sampling might be acceptable. The pattern of sampling is proportional to the perceived risk, as typically illustrated by the “bath-tub” curve of failure or fault incident rate against time. The difficulty arises during that part of the bath-tub curve known as the “stochastic period” i.e. between the post-commissioning period and the end-of-life stages of transformer service. During this period, perhaps extending over twenty years or more, regular oil sampling time intervals may be of a year or more, depending on the strategic importance of the transformer. Clearly, sampling regimes of this kind will not detect incipient faults that occur between the allotted oil sampling events. For this reason, most important transformers on a network are equipped with an on-line gas monitor in addition to having a regular oil sampling programme for laboratory analysis and condition assessment.

14.3.3 Oil tests

A comprehensive series of laboratory tests to determine oil quality is listed in IEC 60422. The test results can be compared to a list of limiting values and classified into three groups, to indicate whether the oil is good, fair or too poor for use as an insulator. IEC 60422 also suggests a number of different actions that should be considered in the event of oil being found to be fair or poor. In general, two actions at least will be required in these cases:

- 1) if the results are less than the minimum or more than the maximum recommended limits or previous results, additional oil samples should be taken and analysed for confirmation;
- 2) if the rate of deterioration is perceived to be rapid, more frequent oil sampling and analysis should be introduced and the advice of the transformer supplier sought. The condition of the transformer should be monitored very closely and on no account should the rate of rise of deterioration be overlooked or allowed to become critical.

Oil tests can be performed on site as part of routine maintenance using appropriate field test equipment. Such tests may include colour and appearance, breakdown voltage, moisture content, acidity, dielectric dissipation factor (DDF) or resistivity and inhibitor content, if an inhibited oil is involved. The first three are very common site tests and can be performed reliably on site though with perhaps less accuracy than is normally obtainable in a laboratory.

Site-performed breakdown voltage and water content tests are often more reliable because of the absence of sample transportation and prolonged storage that some laboratory testing can involve.

14.3.4 Oil handling, storage and treatment

These maintenance aspects are also covered in detail in IEC 60422 and by specialist documentation available from the mineral oil companies. In addition, the electrical equipment suppliers' operation and maintenance instructions provide minimum requirements. Local and statutory safety and environmental regulations should also be taken into consideration.

Oil used for filling the transformer or its accessories should at least meet the minimum quality specified by the equipment supplier and be compatible with the existing oil in the equipment. It should be recognized that oil supplied in drums or tankers, together with the associated equipment, for example pipework, hoses, filters and degassers, may not be of sufficient quality for filling the transformer without prior treatment and processing, using the proper equipment for this purpose. These aspects are of particular importance for HVDC equipment because the oil quality is of vital importance to the condition of the total insulation system within the transformer.

The type and standard of oil treatment, reconditioning and reclamation needed is described in IEC 60422 and it is strongly recommended that reference be made to that standard in conjunction with the oil and equipment suppliers' documentation.

14.3.5 Oil preservation systems

Oil preservation systems are either prescribed in the purchaser's specification or are supplied by the transformer manufacturer according to the rating, voltage and site climate conditions. The aim of any oil preservation system is to maintain the oil quality as long as possible to at least the minimum standard required by the equipment supplier and certainly to prevent or minimize the intake of moisture from the atmosphere. Preservation systems are generally designed to achieve this by excluding air and moisture from the transformer generally but essentially from those parts that contain cellulose insulation, for reasons explained in 14.3.1.

Most transformer designs rely on containing the oil volume changes that occur as a result of variations of operating or ambient temperature, either within the transformer tank as in the case of small industrial transformers, or in separate conservators. If the oil volume changes are contained solely within the tank, any air may be exhausted and drawn in directly or through a breather device designed to allow only dry air into the transformer. If there is no connection between the internal air space and the external air, the transformer is said to be hermetically sealed and no moisture transfer to and from the atmosphere can occur unless there is air transfer through a faulty gasket or other seal. No maintenance is usually required of the hermetically-sealed oil preservation type system but the oil condition should not be totally neglected in the long term.

If a transformer is fitted with a conservator system, there will be a two-way transfer of oil to and from the conservator depending on the direction of temperature change. Conservators that have an air space above the oil level are usually fitted with either a silica-gel type breather or a freezer-dryer breather. If the conservator has an inert gas cushion, often nitrogen, there is usually an interface compartment into which any displaced nitrogen is introduced and separated from the atmosphere by another oil reservoir barrier. There is usually no breather on this type of oil preservation system.

Each of these systems requires their own special maintenance precautions. These will be described in the maintenance documents issued by the transformer supplier and also by any associated equipment supplier such as the breather suppliers.

There is another common oil preservation system that is designed to keep the oil in the transformer separated from the atmosphere in the conservator at all times. The system utilizes a composite rubber diaphragm or bag. The system requires surveillance to ensure the integrity of the bag or the diaphragm and it does not obviate the need to periodically monitor the transformer oil condition.

The most common form of conservator oil preservation system is the silica-gel breather. The silica-gel desiccant absorbs any water vapour from the air drawn into the conservator through an oil bath when the transformer oil volume contracts when the transformer temperature falls. The original colour of the desiccant gradually changes as its moisture content increases until, when the colour change is complete, the silica gel has to be dried or exchanged. Some silica-gel breather designs can auto-dry the breather on-line. Regular examination of the breather desiccant is essential to ensure the minimum amount of dry desiccant is still present and the oil bath is above the minimum oil level.

On larger rated, high voltage transformers equipped with a free breather conservator, a more sophisticated breather is sometimes used to prevent the ingress of moisture from the atmosphere more effectively. An example of this is the freezer-dryer breather. Air breathed into the conservator passes over piezo-electric elements in the breather that operate at a lower-than-air temperature and freeze any moisture out of the air. After some hours, the power supply to the piezo-electric elements is reversed for a short time and the frozen moisture melts and releases from the dryer. The complete cycle is then repeated. In addition to the device extracting moisture from the in-coming air, it also maintains a “dry air” environment within the conservator above the conservator oil. This promotes the natural transfer of moisture from the main tank oil and helps to maintain a low level of moisture in the transformer oil.

Two examples of the fully-sealed conservator are the nitrogen blanket conservator and the diaphragm or air-bag-fitted conservator. With each of these conservator arrangements, no atmospheric air is in direct contact with the conservator or main tank oil. All changes in transformer oil volume are “absorbed” either by variation of the nitrogen volume or by the air bag volume or by extension or contraction of the diaphragm. Any moisture that then accumulates in the main oil is a by-product of the cellulose insulation deterioration process within the transformer and if the residual moisture level in the transformer becomes unacceptable, additional means shall be applied to contain or reduce it. This is usually done by either reconditioning the oil, using an external applied mobile oil reconditioning processor, or by fitting an oil dryer to the transformer on-line.

The nitrogen blanket, diaphragm or air bag preservation systems are largely maintenance free compared to other systems, but still require regular surveillance or examination. The procedures for doing this are described in the manufacturers’ documentation and in the transformer suppliers’ operating instructions.

The silica-gel breather needs regular surveillance and maintenance depending upon the frequency and extent of the oil volume changes and the prevailing ambient conditions. These tasks are reduced if the breather has an automatic drying facility, like the freezer-dryer system. However, both systems rely on the control equipment regulating the effectiveness of the dryer and the performance of this equipment also becomes a necessary monitoring and maintenance duty.

14.4 Tap-changers

All on-load (OLTC) and de-energized (DETC) tap-changers require regular maintenance in one form or another, usually depending on the number of tap-change operations that have elapsed, and sometimes on the lack of tap-change operations.

Reference should be made to IEC 60214-1 and IEC 60214-2 and especially to the tap-changer manufacturers’ operation and maintenance instructions. In addition, it is strongly recommended that only suitably trained personnel should undertake OLTC examination and maintenance.

DETCs are more common on industrial transformers. Because they are to be operated only when the transformer is de-energized, very little wear of the de-energized tap-changer (DETC) contacts occurs in service. That is true, unless the transformer operates at sustained high loads beyond the rated through-current versus temperature rating. If this happens,

excess contact heating may occur with resultant deterioration of the contacts. The transformer supplier or the DETC manufacturer's documentation should be consulted in these circumstances and their recommendations followed.

Probably the most significant operational aspect of DETCs is the fact that many are not often operated in service. As a result, the DETC contacts are "unmoved" and pressure between the DETC fixed and moving contacts, or the development of an oil film between these contacts, can result in the formation and build-up of pyrolytic carbon. If this is allowed to persist undetected, it can sometimes lead to increased contact temperatures and eventually to electrical breakdown, often with disastrous consequences to the transformer and possibly other adjacent equipment too. If the transformer is regularly oil sampled for analysis, this kind of degradation could be observed, otherwise, regular operation of the DETC with the transformer de-energized is necessary, as recommended by the transformer and DETC manufacturers.

It is possible that HVDC transformers might incorporate a DETC or links to change the voltage ratio or vector group, in which case, some of the operation and maintenance considerations referred to above with respect to DETCs could apply to these links also.

In most cases, however, HVDC transformers are fitted with OLTCs. They are specified to provide a range of voltage variation depending on the voltage-per-tap step and the number of tap positions. Depending on the extent of the tapping range, some OLTC designs include a change-over selector as part of the DETC mechanism.

Many OLTCs consist essentially of two parts, a diverter switch, transferring the load from the tap in use to the tap next to be used without interruption or appreciable change in the load current, and a DETC, designed to carry, but not to make or break current to select tap connections. When using change-over selectors in conjunction with the DETCs, discharges between the opening and closing contacts of the change-over selector can occur.

In certain tap-changer designs, the DETC part is located inside the transformer, below the diverter part and immersed in the main tank oil volume. The associated diverter switch is mounted in a separate compartment that is usually bolted to the transformer cover and is separated from the main tank contents by gaskets and glands etc. The diverter switch usually has its own conservator and oil preservation system.

An alternative OLTC design has the DETC and diverter switches mounted in separate compartments but within a common tap-changer tank. OLTCs for small rated transformers may have both DETCs and diverter switches in the same tank. Both types of OLTC are mounted externally on the transformer tank, and are isolated internally from the main tank by an insulated barrier board through which the connections to the tapping winding are made via small bushings or similar terminations. With the two-compartment-type tap-changer, the oil condition in the two separate compartments can be individually monitored more effectively, particularly the DETC compartment oil, which will not be affected by any gas that may evolve within the main tank.

Properly-programmed tap-changer maintenance is essential. The interval between tap-changer maintenance events is usually based either on the number of tap-change operations that have taken place since the last maintenance, or on the time that elapsed since the last maintenance. This should not exceed the maximum period recommended by the OLTC supplier. Alternatively, OLTC maintenance can be decided on the basis of regular OLTC condition monitoring assessments. Again, these should carefully follow the OLTC supplier's recommendations. It also needs to be recognized that DETCs and diverter switches each have different maintenance requirements, because the diverter switches experience the heaviest duty.

The quality of tap-changer maintenance and frequency are acknowledged to be one of the most important tasks to be undertaken. This is confirmed by international transformer performance surveys which have shown that tap-changers are a significant cause of

unplanned transformer outage or failure. Controlled effective tap-changer maintenance is therefore essential throughout the life of the transformer.

14.5 Accessories and fittings

The list of accessories and fittings found on industrial and HVDC transformers may be as extensive or limited as any found on a.c. transformers. It includes:

- valves;
- gas- and oil-activated relays;
- bushings;
- cooling fans and pumps;
- radiators;
- pipework;
- winding- and oil-temperature indicators;
- oil level indicators;
- breather and other oil preservation devices;
- monitoring devices;
- control cabinets;
- secondary wiring systems and fixtures;
- gaskets;
- paint finishes;
- anti-condensation finishes.

The maintenance requirements for accessories on HVDC transformers are virtually the same as those for a.c. transformers, with the exception of the d.c. bushings. If their external insulation and turrets are located within the converter station valve hall, it is important that the turret and insulator surfaces be regularly examined and kept in a clean condition and that any gaskets or joints are oil leak free.

In addition to the above, it has to be recognized that maintenance and control also includes maintaining the correct functioning of other devices on transformers that protect the transformer, like relays for overcurrent and differential relays. These parts are not normally part of the transformer delivery, but they are important for the safety of the transformer. Metal oxide surge arresters, for example, are subject to ageing in service. This can be detected by measuring the leakage current, which is in the magnitude of microamperes. A significant increase in the leakage current is a sign of ageing in the resistance block of the arrester. Special equipment to measure the leakage current can be purchased for this purpose (see Bibliography).

15 Monitoring

15.1 General

Most transformers are equipped for service with protection systems to avoid damage to the transformers, the network or both, in the event of non-normal operation of the transformer or the network. Examples of such protection systems are the network and transformer protection current transformers usually mounted at the transformer terminals feeding relays (overcurrent, differential), the gas and oil activated relay (Buchholz) and the winding and oil temperature indicators (WTI and OTI). These systems are common to most power transformers, including some distribution transformers. However, monitors are mostly confined to medium to large rated transformers, in particular those that are strategically important in a network or, as in the case of generator step-up transformers and HVDC converter transformers, where the transformers are the single means of power transfer in networks. An unplanned transformer

outage in these situations can have severe technical and economic consequences for the network operator. The main purpose of fitting monitors to these transformers is for condition assessment with the purpose of mitigating some of the above difficulties.

15.2 Transformer condition assessment in service

Transformer condition assessments are required to determine the “health” of the transformer. The more important the transformer integrity is to the successful and continued operation of the network, the greater is the need for information about its operating status either at each scheduled maintenance point or whilst the transformer is operating. The condition information is also required to assess the need for future transformer refurbishment or early replacement. The economic considerations involved in this aspect of network operations demand reliable information. More than one source of monitoring information is usually needed for this purpose.

The type and quality of information needed to determine transformer condition for the purposes of specifying the maintenance requirements was discussed in Clause 14. This clause is concerned with obtaining the information needed to assess the condition of the transformer in service so that where necessary, improvements to its condition can be made, or provisions can be made to refurbish it or arrange its early replacement.

15.3 Types of monitor

15.3.1 General

Monitors are categorized almost entirely by their main parameter-measuring capability i.e. they are used to assess either the electrical, mechanical, thermal or chemical condition of a transformer. Some monitors have a dual- or multi-purpose role. These devices usually incorporate two or more sensors that monitor more than one of the transformer parameters.

Another governing factor is where the monitor is to be applied, or more correctly, where the monitor's sensor is to be situated. For example, if it is intended to monitor a winding or winding oil duct temperature as accurately as possible, then the temperature sensors would need to be situated at, or as close as possible to, the required temperature spot. In this case, this would preclude the use of thermocouples in winding regions where there are high voltage gradients. Instead, a non-electrical or non-metallic temperature measurement method would be more appropriate, such as fibre optic sensors.

Where the sensing method is subject to mechanical forces, e.g. in the case of measuring vibration or winding clamping pressure, special consideration of the type of sensor material may again be needed. In this case, for instance, fibre optic sensors may not be sufficiently robust and a more durable sensor and signal transmitting material may be needed.

With the exception of oil condition assessments which are usually performed regularly on transformers both in service and during outages, there are two additional groups of measurement methods that are used for assessing transformer condition. The groups are defined by the types of monitoring devices used i.e. whether they are for off-line or on-line application. However, before addressing the roles of these particular monitors, it is important to consider first of all the generally accepted means for monitoring the oil condition.

15.3.2 Oil condition monitoring

Periodic analysis of the oil in a transformer is the most widely used method for monitoring the general condition of a transformer. The condition of the oil and in particular, of the transformer's insulation systems, can be determined by taking oil samples from the transformer for laboratory diagnostic gas analysis (DGA) and other tests. The tests are comprehensively described in IEC 60296, IEC 60422 and IEC 60567. The presence of an incipient fault in a transformer can usually be detected by this means though the interpretation of the fault mechanism and its location may be more difficult to determine. The technique has been in use since the 1960s and most analytical laboratories, utilities and major transformer

manufacturers have now acquired extensive experience of maintaining the necessary high quality and consistent test procedures and interpreting the resultant analyses.

Improvements in the test procedure and analysis have evolved as the laboratory test equipment and the understanding of the chemical processes occurring in transformers and their analysis develop. An example of this is the measurement of the furfuraldehyde (FFA) content in transformer oil samples. The magnitude of the FFA constituent present in transformer oil samples is an important factor for assessing the ageing of the transformer insulation and indirectly offers an assessment of transformer life expectancy.

In addition to the above laboratory assessments, several precise oil condition tests can be made at site, such as moisture content, acidity and dielectric breakdown. These permit more frequent local condition monitoring of the oil and to some extent, of the transformer also.

15.3.3 Off-line condition assessment

Off-line condition assessment takes place during a transformer outage for maintenance, or when an outage has occurred as the result of a transformer or network fault. Tests on the transformer on site take place with the transformer de-energized.

The general condition of the transformer and of the insulation systems can be determined by taking oil samples from the transformer for laboratory diagnostic gas analysis (DGA) and other tests, as described above.

In addition, specific site tests can be performed to determine the electrical and mechanical status of the transformer. The parameters that can be measured and used for this purpose include:

- winding resistances;
- magnetizing currents;
- impedance voltages;
- dielectric loss factor;
- polarization spectrum;
- LV Recurrent Surge Oscillographic (RSO)³ or LV impulse voltage test response;
- frequency response (IEC 60076-18);
- insulation resistance, including core and yoke clamps to ground;
- inter-winding and winding to earth capacitance measurements.

All the above tests are non-invasive with possibly the exception of the core insulation resistance measurements. Unless the core and clamps grounding connections have been brought out for external grounding, these particular tests may have to be made by opening the transformer to obtain access to the connections.

For high current transformers containing transducers separate tests of transducers are recommended like voltage ratio and magnetizing current of transducer cores.

15.3.4 On and off-line monitors

On-line monitors can be used to assess the transformer condition in real time usually at some remote location via a SCADA type system. Alternatively, they can be used to monitor the transformer condition by periodic inspection at site.

³ The recurrent surge impulse voltage test (RSO) is usually performed today using digital recording equipment and not oscillographic recorders.

The on-line, real-time type of monitor is most effective for optimizing network security and transformer operation. In addition to simply monitoring a transformer status continuously and providing an on-line status indication, some types of monitor can be arranged to have an executive role over the operation of the transformers. This does not usually extend to possessing a routine tripping function, except perhaps as a last resort and when deliberately set up to do this in prescribed operational circumstances.

Winding and oil temperature indicators, certain types of oil level indicators, some oil conservation systems and the customary gas and oil activated relay (Buchholz) could be considered as providing on-line monitoring. But in the context of transformer condition monitoring, greater in-depth monitoring methods are required. On-line monitoring is sometimes applied when a transformer that has already been diagnosed as being “unhealthy” and needs to be under continuous surveillance whilst on load in order to identify and locate the fault cause as reliably as possible. Or it can be used to simply alert the network operator when the transformer begins to deteriorate, with the potential of becoming a hazard to the network and possibly safety.

On-line monitors are also sometimes used to optimize the loading of transformers. For example, monitoring of the transformer operating and cooling equipment temperatures together with site ambient conditions can be used to minimize operating losses or maximize overload magnitudes and durations. Monitors with this capability often include computer programs to make the analyses, assessments and predictions, including taking into account the transformer expected pre- and post-overload ratings.

Overall, the most frequent justification for using on-line monitors is to reduce outages, especially unplanned ones. Capital expenditures may be deferred. It is claimed that expensive, frequent maintenance or transformer on-site surveillance can be reduced or even avoided. On-line monitoring is said to be essential if the intention is to undertake maintenance only when it is necessary as opposed to doing it in accordance with some pre-arranged elapsed time schedule.

Examples of on and off-line monitors are shown in Table 3 below:

Table 3 – Monitoring types

Monitoring circuit	Advanced application	Real-time	Periodical; on demand
Top oil and indirect winding temperatures	Thermal calculation of temperature rise in transformer Forecast of most efficient operation (losses, costs, lifetime consumption, breathing)	X	
Direct measurement of winding and oil temperatures (e.g. fibre optics)	Forecast of overload capability, lifetime extension, minimized breathing; Control of cooling capacity	X	
PD measurement (acoustic and electrical)	Localization of PD source in windings, leads, barriers and insulation assembly		X
Power factor and capacitance of bushing	Trend analysis for deterioration phenomena	X	X
Moisture content of oil	Modelling of ageing and degradation process of insulation	X	X
Dissolved gas analysis	Modelling of ageing and degradation process of insulation	X	X
Frequency response analysis (IEC 60076-18)	Assessment of magnitude and location of mechanical displacement in transformers		X
Peak of fast transients	Degradation model for winding entry insulation system	X	

Monitoring circuit	Advanced application	Real-time	Periodical; on demand
On-load tap-changer: temperature, vibration, sound, switching operation load current, switching time, drive shaft torque, fault pressure relay	Conditions model of OLTC	X	X
Fault pressure relay		X	
Oil flow indicators		X	
Fan drive power control	Identification of deterioration for fan drives	X	X
Pressure of insulation gas in bushings (e.g. SF ₆)		X	X

Transformer population fault records still imply that tap-changers and bushings are the most frequent reported cause of transformer outages if not failures. Core to ground faults and winding faults are frequent causes of transformer service problems though are statistically fewer. The on-line monitors listed above have all been developed to either prevent such faults occurring unobserved or to give advance indication of their development.

Not all information needed to monitor transformer condition can be provided solely by on-line monitors. A good method is still needed for full and reliable diagnostic gas analyses, with FFA analysis if reliable ageing assessments are required. These requirements can only be met in a cost-effective fashion at present by having oil samples analysed at approved laboratories. There are examples of comprehensive on-line monitors that are capable of performing these tests at site, but some are virtually replicas of the laboratory equipment and test procedures. Online DGA is available based on different test techniques. Hence, several systems can be economically used for real-time application. However these system have an higher uncertainty in results when compared to laboratory measurements. Therefore they are best employed as a trigger for laboratory measurements

15.3.5 Expert systems

Some of the major transformer and related component manufacturers of tap-changers for example, have incorporated several of the on-line monitoring functions listed in 15.2 into special comprehensive secondary products that are used to control and monitor the operation of the transformer in service on-line. They include several user options for recording real time data about the transformer and/or receiving it remotely via a SCADA or similar system.

This type of equipment is normally installed on the transformer at the point of supply, but there are alternative specialist independent providers that can install equipment to specification for the same purpose.

To be a truly expert system, such equipment shall have not only built-in monitoring sensors but also the analysis and interpretation capability, at least to a discrete screening level. This usually requires expert knowledge of the transformer design and reference should be made to the transformer or component manufacturer for additional deliberation.

15.3.6 Fingerprinting

It is well known from the experience of diagnostic gas analysis that much of the success attributed to that procedure as a condition assessment tool relies on interpreting the “trend” of the evolving gases over a period. The same applies to practically all other monitoring methods. A “spot” measurement is capable of providing information about a transformer status when compared to the same measurement obtained from a similar transformer, or even a similar part of the same transformer. An authoritative assessment of transformer condition depends, therefore, on experience and the most effective way to obtain this is by

comprehensively “fingerprinting” a transformer when it is newly installed, or at least when a technical problem arises.

Certain fingerprint tests are contractually required on all medium and large transformers as part of the supply for example oil condition and DGA. These provide the basis for assessing the subsequent condition of the transformer after commissioning. The same needs apply to several of the other monitoring methods, for example, FRA and winding capacitance measurements.

The need to observe the result’s “trend” applies equally to some on-line monitoring functions – hydrogen or partial discharge monitors are good examples where trend analysis is likely to be of greater value than spot measurements. The specialist “expert system” equipment referred to above usually has this type of facility built-in.

In order to maximize the usefulness of DGA, the user should also record the way transformers are used (number of switching operations, load, ambient temperature, etc.). With these data it would be possible to better discriminate whether a change in the “trend” is related to a change in operating conditions or to an incipient problem.

15.4 Monitoring summary

Apart from the customary protection temperature indicators fitted to transformers, and with the exception of the typical on-line hydrogen gas monitor, most transformers in the medium and high voltage classes have no additional instrumentation for monitoring transformer condition. The exceptions to this are strategic transformers such as generator step-up and HVDC converter transformers upon which a network depends for the successful and uninterrupted supply of electricity.

However, cost is an important and not insignificant, consideration with all types of monitoring equipment irrespective of its application.

There are cases where the cost of installing and operating monitoring devices can be offset by tangible savings in network operating costs or downtime costs. Strategic transformers are a good example. Another is equipping a transformer with on-line monitors to reduce maintenance intervals, prevent more serious maintenance problems eventually occurring or optimizing the lifetime consumption under actual load. In this case, a decision to install on-line monitors is more than likely to be based solely on economic assessments and justifications (see Bibliography).

16 Design review of converter transformers

16.1 General

Reliability and availability is often more important for converter transformers compared to conventional AC transformers. A failure of a converter transformer can often lead to a major energy unavailability for the substation or the production process. It is believed that one way of achieving this is through detailed and rigorous specifications and design reviews, based on a close collaboration between users and manufacturers, which would address specific operating conditions and associated requirements on the transformer design, such as for example harmonic contents or transient waveforms.

The CIGRE Brochure 407 is a guide to customers of HVDC Converter Transformers for conducting design reviews together with the equipment manufacturers and it provides a solid platform and effective tool for reviewing all transformer related aspects, including specific aspects of HVDC applications and interactions between Converter Transformers and associated systems, both a.c. and d.c. alike. CIGRE Brochure 407 is based on the CIGRE Brochure No. 204. All the applicable guidelines from this CIGRE Brochure are incorporated

and all the additional specific aspects, related to converter transformer applications, service requirements and electrical environment are included.

The CIGRE Brochure 407 is an outline, highlighting the various design features and technical requirements which should be reviewed to ensure compliance with the contract. It does not include design limits or parameters. The equipment manufacturers shall be able to prove the capability of understanding and controlling design margins and will be required to present the relevant design tools and verification/acceptance criteria. For qualified manufacturers this should not present any difficulty. It is the responsibility of the customer to ensure he or she has sufficient expertise to understand, and evaluate the design. This design review process does not supersede the responsibility for the adequacy of the design, or the design limits, which shall remain with the manufacturer. Deficiencies which are identified shall be corrected. However any changes which are “betterment” to the design shall be subject to commercial resolution between the purchaser and manufacturer.

The content of a design review meeting is not limited to design issues only. It is also recommended that the manufacturer will present their Quality Plan during the design review. The most important part here is to verify the content of the ITP (inspection and test plan), to assure that this is well in line with the requirement in the specification and that any specific inspections and hold points requested by the customer are included. A design review is a planned exercise to ensure that there is a common understanding of the applicable standards and specification requirements, and to provide an opportunity to scrutinize the design to ensure that requirements will be met, using the manufacturer's proven materials and methodology. It is recommended that prior to award of a contract, the manufacturer and customer agrees on the design review schedule.

16.2 Scheduling and confidentiality

A design review may not be limited to one single review meeting. To be effective the design review process can be divided into several different meetings and even starting before the award of a contract. A first meeting can be a pre-award design review meeting. Such a meeting may be held in order to evaluate the following:

- technical specification and standard requirements,
- any special system or project requirements,
- contract requirements,
- purchaser's intended inspection program,
- supplier capability:
 - power rectifier design,
 - HVDC design,
 - manufacturing, tools and equipment,
 - HVDC testing,
 - quality control,
 - material sourcing and subcontracting,
 - safety,
 - references,
 - environmental issues.

The timing of the design review meeting is important. To be effective it shall be held as early as possible. The review is preferably held after the completion of the electrical, thermal and mechanical design calculations, but before key material is ordered. Design review meetings are normally held at the manufacturer's plant which allows for direct access to the manufacturer's design personnel and plant. Participating in design review meetings are normally designers and experts from the customer and the supplier. For converter

transformers however it can be considered to also include the converter system designers. Customers are not always designing the -system themselves, but many of the requirements on the converter transformers are originating from the converter system design.

Converter transformers are often large and complex and it may take some time from the start of a design until all design work is completed. Because of this, an additional design review meeting may be required, when the mechanical design is completed and the final customer outline drawings are ready. A meeting to review site issues and to follow up on any changes resulting from the first design review or to review those features for which the design had not been completed at the time of the first design review meeting. These may also include review of:

- the seismic withstand,
- the tank design,
- protection and control wiring systems,
- accessories, including their arrangement on the tank,
- transportation.

Information sharing is essential for an effective design review. At the same time the manufacturer has a legitimate right to protect his know how. For a mutually satisfactory outcome, both goals need to be achieved by means of the following:

- non-disclosure agreements,
- agreement about extent and protection of information provided for evaluation purposes on “need to know” basis.

Information essential for an effective design review should be shared but copies of any know how related information is normally not handed over.

16.3 Subject for design review

16.3.1 General

A successful design review meeting requires a two way communication between the supplier and the customer. The customer is responsible for the specified system and environmental information, which ought to include information given in the following subclauses.

16.3.2 System information

The following information should be included:

- a) a.c. system voltage variations. The usage of the tap-changer. The reactive power flow conditions.
- b) a.c. system frequency variation and voltage transients.
- c) d.c. and harmonic system components.
- d) a.c. system short circuit capacity including system operating data. Waveforms of short-circuit current to be established for a.c. and d.c. side.
- e) System switching and transformer protection. The transformer manufacturer may want to insist on some particular protection against unbalance or circulating current.
- f) System earthing conditions and grounding d.c. currents (in HVDC converter systems due to single pole operation).
- g) The system connections to the transformer should be discussed noting that the surge impedance is less for cable and bus connections. This may affect the terminal impedance used during impulse tests.

- h) High frequency transients. Some system operations such as switching of large capacitor banks, GIS or cables are known to produce fast transients (FTs), or very fast transients (VFTs).
- i) Voltage transients. Caused by valve operation and by high firing angle operation and commutation failures.
- j) Current harmonics with defined rms and phase angles values for each harmonic order (not just total harmonic distortion (THD) or eddy loss enhancement factor).

NOTE for more information refer to 9.1.5.

- k) Effects of d.c. line faults need to be discussed.

16.3.3 Environmental Information

The environmental conditions under which the transformer will be required to operate should be reviewed. Special considerations may be required for very cold operation (pump start up overloads and effect on dielectric system) and also very warm operation. Items without a proper oil circulation such as external portions of bushings and cable boxes may be more susceptible to heating. For cases where the bushings penetrate into a valve hall, the valve hall climate shall be considered.

Important items to review are:

- a) ambient temperature range, rate of change and effect on the overload capability,
- b) solar radiation,
- c) site altitude,
- d) humidity,
- e) pollution,
- f) seismic zone and response spectra,
- g) geomagnetic currents,
- h) ultraviolet (UV) radiation,
- i) isoceraunic level.

16.3.4 Transformer specific requirements

16.3.4.1 General

The intent of this subclause is to review the specific technical performance requirements of the contract as set out in the technical specifications and schedules.

- a) MVA ratings. In addition to the fundamental nameplate ratings, any requirements for planned or emergency overloads should be specified and reviewed. Attention should be paid to cleat bars, bushings and tap-changer overload capacity and any magnetic leakage requirements.
- b) a.c. and d.c. terminal voltages
 - No load
 - Range of operating voltage to provide power transmission
 - Winding connections and vector relationships
 - Tap changer requirements, the regulation range, di/dt and phase shift of voltage actually being switched should be considered.
- c) Insulation levels – line to line and line to ground
- d) Winding impedances
- e) Cooling provisions, special requirement regarding redundancy or overload capacity.
- f) Temperature limits

- g) Losses – No load and load losses. The service losses cannot be realistically measured during the factory acceptance tests and shall be calculated.
- h) Impact of the high firing angle

The manufacturer should demonstrate how its design will function reliably within the operating requirements including transient conditions while meeting the performance guarantees. If there are any prototype features in the design or fabrication, they should be highlighted and assessed for risk,

16.3.4.2 Core

- a) A general description of the core
- b) Losses and noise
- c) Excitation current
- d) Inrush current
- e) Thermal aspects – limits
- f) Over-excitation limits
- g) Transportation arrangement and transportation supports.

16.3.4.3 Windings

- a) General arrangement. The manufacturer should describe each of the windings in sufficient detail to provide a clear understanding of the physical arrangements.
- b) Insulation design. The insulation system is exposed to combined a.c. and d.c. voltage stresses during service which can't be realized simultaneously in the test field and which are therefore simulated by separate a.c., d.c. and polarity reversal tests. Electric field simulations are recommended.
- c) Thermal design
 - Losses. The manufacturer should provide the calculated total service losses as per clause 9.1.3, IEC 61378-1:2011, Clause 6 and IEC 61378-2:2001, 7.4 and 10.3.2 and indicate these losses for different ratings.
 - Cooling. Type of cooling, redundancy, etc.
 - Temperature. The manufacturer should present the calculated temperatures for the various specified ratings/loading, including any overload and cooling conditions.
 - Oil temperature rises and temperature distribution,
 - Mechanical strength. A description of the capability of the windings to withstand the mechanical forces due to the specified external short circuits as per IEC 60076-5. In addition and if required, capability to withstand electromagnetic forces due to inrush currents should be demonstrated as well.
 - Cancellation of higher harmonic fluxes in multi winding transformers. Should be reviewed as per 9.1.3.

16.3.4.4 Core and winding assembly

The following information should be included:

- a) Coil clamping including the clamping pressure used for both sizing and service and providing short circuit withstand capability,
- b) Provision for withstanding shipping accelerations and the design values; additional supports added for shipping only,
- c) Tie rods. Design, material and strength, placement, temperature due to stray flux.

16.3.4.5 Leads and cleats

Special attention should be paid to the dielectric and thermal design of leads connected to the valve windings and/or bushing:

- a) methods used for joining interconnections,
- b) insulation design,
- c) hotspots and provisions for cooling critical areas,
- d) providing mechanical support.

16.3.4.6 High current bus bars

Special attention should be paid to the magnetic and thermal design of high current bus bars to the valve windings and/or terminals:

- a) methods used for joining interconnections,
- b) losses and impedances contribution,
- c) current harmonics influence,
- d) hotspots and provisions for cooling critical areas (including gaskets),
- e) providing mechanical support.

16.3.4.7 Drying and processing

- a) Methods for moisture removal from the insulation, including acceptance criteria.
- b) Activities for minimizing particles in the active part and ensuring low particle level in the insulating oil in service.

16.3.4.8 Leakage flux control

- a) Type of shielding (collectors, rejecters).
- b) Flux / loss densities at full load and maximum overloads.,
- c) Methods used for fastening and grounding them.
- d) How are the effects of the leakage field from the high current bus bars mitigated and/or controlled.

16.3.4.9 Sound level

- a) What is the guarantee, what is it based on and how will it be measured.
- b) The noise level under no load conditions including any specific requirement above 1,0 p.u. voltage and full load should be reviewed.
- c) Effects of the d.c. bias in the core and harmonic currents in the windings, however other sources may also contribute to the operating sound levels.
- d) An estimate of the increase in the anticipated sound level between factory measurements and field measurements, where harmonics and d.c. magnetization may contribute.

16.3.4.10 Seismic

Generally the seismic activity stresses on the core and coil assembly are much less than the stresses which occur during shipping or system faults. However other structures should be reviewed.

Structural analysis for:

- flexible expansion/contraction requirements of piping, etc.,
- adequacy of provision for anchoring to the foundation,
- weld design and loading,
- stresses and strengths of the, radiator assembly, conservator and bushings.

16.3.4.11 Fabrication

- a) General construction
- b) External cooling equipment
- c) Conservators/preservation systems
- d) Fabrication drawings
- e) Gas collection system design
- f) Surface preparation and painting

16.3.4.12 Testing

- a) The inspection and test plan shall be reviewed. Special attention should be given where the requirements and information required varies from the existing standards or normal practice of the manufacturer.
- b) The discussion should be based on relevant standards and technical specifications.
- c) Evidence of calculations/analysis carried out in order to ensure that the specified requirements will be met and that transformer will be fit for service. The test requirements may not fully represent all service conditions, due to practical limitations of the test procedures and facilities. Where feasible additional calculations/evaluations will be present, in order to demonstrate compliance with the requirements of the specification.

16.3.4.13 Ancillary equipment

The manufacturer should provide details and data for the following major accessories, or ancillary equipment:

- a) bushings,
- b) current transformers,
- c) tap changers,
- d) internal surge arresters,
- e) control cabinet and external cabling,
- f) on-line monitoring equipment.

16.3.4.14 Other issues

- a) Transportation and installation
- b) Worker safety
- c) Noise bylaws
- d) Environmental protection
- e) Compliance with the environment

16.3.4.15 Oil quality

Due to the service requirements of HVDC converter transformers, special attention should be paid to the selection of the cooling and insulating oil. In particular, the following properties should be clearly stated and reviewed:

- type / grade,
- resistivity,
- corrosivity,
- particle count,
- breakdown strength.

Bibliography

IEC 60076-2:2011, *Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers*

IEC 60076-3:2013, *Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air*

IEC 60076-6:2007, *Power transformers – Part 6: Reactors*

IEC 60076-8:1997, *Power transformers – Part 8: Application guide*

IEC 60076-10:2001, *Power transformers – Part 10: Determination of sound levels*

IEC 60076-10-1, *Power transformers – Part 10-1: Determination of sound levels – Application guide*

IEC 60076-11:2004, *Power transformers – Part 11: Dry-type transformers*

IEC 60076-18:2012 *Power transformers – Part 18: Measurement of frequency response*

IEC 60146 (all parts), *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters*

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

IEC 60214-2, *Tap-changers – Part 2: Application guide*

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

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

IEC TR 60616:1978, *Terminal and tapping markings for power transformers*

IEC/IEEE 65700-19-03:2014, *Bushings for DC application*

Guide for Customers *Specifications for Transformers 100 MVA and 123 kV and Above*, CIGRE Technical Brochure, Ref 156, CIGRE Central Office, Paris, 2000

Effects of Particles on Transformer Dielectric Strength, CIGRE Technical Brochure, Ref 157, CIGRE Central Office, Paris, 2000

Life Management Techniques for Power Transformers, CIGRE Technical Brochure, Ref 227, CIGRE Central Office, Paris, 2003

HVDC converter transformers – test procedures, ageing, evaluation and reliability in service, CIGRE Technical Brochure, Ref 406, CIGRE Central Office, Paris, 2010

HVDC converter transformers – guidelines for design review, CIGRE Technical Brochure, Ref 407, CIGRE Central Office, Paris, 2010

Relationship between test and service stresses as a function of resistivity ratio for HVDC converter transformers and smoothing reactors. CIGRE JWG 12/14.10

Guidelines for Life management Techniques for Power Transformers, CIGRE Working Group 12.18 – Life Management of Transformers. Final Report, CIGRE, June 2001

Life Management Techniques for Power Transformers, CIGRE Technical Brochure, Ref 226, CIGRE Central Office, Paris, 2003

Guidelines for the Life Extension of Substations: Chapter 2 – Transformers: Final Report, 2000 Update, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, USA

Specifications for Transformers 100 MVA and 123 kV and Above, CIGRE Technical Brochure, Ref 156, CIGRE Central Office, Paris, 2000

Design Review Guidelines for Transformers 100 MVA and 123 kV and Above, CIGRE Technical Brochure, Ref 204, CIGRE Central Office, Paris, 2001

HVDC Converter Transformers – A Review of Specification Content, CIGRE Study Committees 12 and 14 Report, Joint Working Group 12/14.10, 1990

In-Service Performance of HVDC Converter Transformers and Oil-cooled Smoothing Reactors, CIGRE Joint Task Force 12/14.10-01 Report, CIGRE Central Office, Paris, 1994

Diagnostic Techniques for Power Transformers, Harley J.W. and Sokolov V.V., Paper P1-06, CIGRE Session 2000, Paris

Diagnostic Techniques for Power Transformers, Malevski R. and Kazmierski M., Paper P1-07, CIGRE Session 2000, Paris

Economic Aspects and Practical Examples of Power Transformer On-line Monitoring, Paper 12-202, Boss P. et al., CIGRE Session 2000, Paris

Enhanced Diagnosis of Power Transformers Using On-line and Off-line Methods, Paper 12-204, Borsi H. et al., CIGRE Session 2000, Paris

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61378-3:2015

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	99
INTRODUCTION.....	101
0.1 Généralités	101
0.2 Caractéristiques assignées (Article 5).....	101
0.3 Configurations d'enroulement (Article 6)	101
0.4 Prises de réglage et impédances (Article 7)	102
0.5 Aspects liés à l'isolation et essais diélectriques (Article 8).....	102
0.6 Pertes (Article 9).....	102
0.7 Noyau et aspects liés au niveau de bruit (Article 10)	102
0.8 Spécification du transformateur (Article 11).....	102
0.9 Considérations relatives aux courts-circuits (Article 12).....	103
0.10 Composants (Article 13).....	103
0.11 Maintenance (Article 14).....	103
0.12 Surveillance et analyses sur site (Article 15).....	103
0.13 Autres sources d'information	103
1 Domaine d'application.....	104
2 Références normatives	104
3 Termes et définitions	104
4 Symboles et abréviations	105
5 Caractéristiques assignées	105
6 Configurations d'enroulement.....	106
6.1 Généralités	106
6.2 Applications industrielles	108
6.2.1 Redresseur	108
6.2.2 Régulation de la tension.....	110
6.2.3 Conception de l'autotransformateur	110
6.3 Applications CCHT.....	116
6.3.1 Différents types de montages de transformateurs	116
6.3.2 Dispositions d'enroulement.....	117
6.3.3 Prise en compte de l'impédance – impédance mutuelle.....	118
7 Prises de réglage et impédances – Applications CCHT	119
7.1 Valeur de l'impédance	119
7.2 Variabilité de l'impédance.....	119
8 Aspects liés à l'isolation et essais diélectriques	120
8.1 Systèmes d'isolation hybrides.....	120
8.1.1 Généralités	120
8.1.2 Isolation hybride pour transformateurs de conversion.....	121
8.2 Essais diélectriques	122
8.2.1 Généralités	122
8.2.2 Marges de sécurité diélectrique au cours des essais de courant continu de longue durée et d'inversion de la polarité	124
8.2.3 Commentaires sur les méthodes d'essais diélectriques	125
9 Pertes	127
9.1 Généralités	127
9.1.1 Considérations d'ordre général.....	127

9.1.2	Pertes et fréquence.....	128
9.1.3	Partage de courant, pertes et point chaud dans les enroulements à fort courant.....	129
9.1.4	Harmoniques de courant.....	130
9.1.5	Transformateurs à trois enroulements ou plus bobinés sur la même colonne de circuit magnétique.....	130
9.1.6	Essais à double fréquence des transformateurs CCHT.....	135
9.1.7	Transformateurs ayant plus d'une partie active dans la même cuve.....	137
9.1.8	Transformateurs couplés à un convertisseur de source de tension.....	138
9.2	Essais thermiques.....	138
9.2.1	Généralités.....	138
9.2.2	Calcul des courants d'essai et pertes pour les transformateurs industriels.....	138
9.2.3	Calcul des pertes et courants d'essai pour les transformateurs CCHT.....	139
9.2.4	Considérations relatives au point chaud et aux limites des essais thermiques.....	139
9.2.5	Considérations relatives à l'essai d'échauffement des transformateurs industriels.....	139
9.2.6	Points chauds de la cuve dans les transformateurs industriels.....	140
10	Noyau et aspects liés au niveau de bruit.....	141
10.1	Noyau.....	141
10.1.1	Caractéristiques de construction.....	141
10.1.2	Effets des harmoniques sur les noyaux de la partie active du transformateur.....	142
10.1.3	Effet de la tension de polarisation continue sur les principaux noyaux de la partie active.....	142
10.1.4	Résumé sur les noyaux.....	142
10.2	Niveau de bruit.....	143
10.2.1	Généralités.....	143
10.2.2	Considérations de base.....	143
11	Spécification du transformateur.....	145
11.1	Généralités.....	145
11.2	Spécification technique par rapport aux spécifications fonctionnelles.....	146
11.2.1	Généralités.....	146
11.2.2	Spécifications techniques.....	146
11.2.3	Spécifications fonctionnelles.....	146
11.3	Spécifications de transformateurs CCHT.....	146
11.4	Notes et commentaires relatifs aux éléments des spécifications à fournir séparément par l'acheteur et le fournisseur.....	147
11.5	Informations à fournir par l'acheteur ou par le concepteur du réseau.....	147
11.5.1	Description générale.....	147
11.5.2	Caractéristiques du réseau.....	147
11.5.3	Données d'environnement.....	148
11.5.4	Exigences de performance.....	148
11.5.5	Exigences d'essai.....	151
11.5.6	Ordre des essais en usine.....	153
11.5.7	Essais sur site.....	153
11.5.8	Exigences de conception et de construction.....	153
11.5.9	Matériel auxiliaire.....	154

11.5.10	Disponibilité et mesures permettant de réduire le temps d'arrêt de service	155
11.6	Informations exigées du fournisseur	156
11.6.1	Généralités	156
11.6.2	Description générale	156
11.6.3	Données de performance	156
11.6.4	Caractéristiques supplémentaires	157
11.7	Assurance qualité et programme d'essai	159
11.8	Disponibilité et mesures permettant de réduire le temps d'arrêt de service	159
12	Considérations relatives au court-circuit	160
13	Éléments constitutifs	163
13.1	Changeurs de prises en charge	163
13.1.1	Généralités	163
13.1.2	Convertisseurs pour applications industrielles	163
13.1.3	Convertisseur pour applications CCHT	164
13.2	Traversées du côté valve	165
13.2.1	Généralités	165
13.2.2	Implantation du poste	165
13.2.3	Considérations d'ordre technique	165
13.2.4	Types de traversées	166
13.2.5	Essais	166
14	Maintenance	168
14.1	Généralités	168
14.2	Huile	169
14.2.1	Généralités	169
14.2.2	Qualité de l'huile et indicateurs de la qualité des transformateurs	170
14.3	Qualité de l'isolation	171
14.3.1	Généralités	171
14.3.2	Exigences d'échantillonnage de l'huile	172
14.3.3	Essais de l'huile	173
14.3.4	Manutention, stockage et traitement de l'huile	173
14.3.5	Systèmes de conservation de l'huile	174
14.4	Changeurs de prises	175
14.5	Accessoires et dispositifs	177
15	Surveillance	178
15.1	Généralités	178
15.2	Évaluation de l'état du transformateur en service	178
15.3	Types de dispositifs de surveillance	178
15.3.1	Généralités	178
15.3.2	Surveillance de l'état de l'huile	179
15.3.3	Évaluation hors ligne de l'état	179
15.3.4	Dispositifs de surveillance en ligne et hors ligne	180
15.3.5	Système expert	182
15.3.6	Caractérisation	183
15.4	Résumé de la surveillance	183
16	Revue de conception des transformateurs de conversion	184
16.1	Généralités	184
16.2	Planification et confidentialité	184

16.3	Objet de la revue de conception	186
16.3.1	Généralités	186
16.3.2	Informations sur le système.....	186
16.3.3	Informations sur l'environnement.....	186
16.3.4	Exigences spécifiques au transformateur.....	187
	Bibliographie	191
	Figure 1 – Montage de pont hexaphasé.....	107
	Figure 2 – Montage de pont dodécaphasé	107
	Figure 3 – Couplages de transformateur en étoile-delta et étoile-étoile ou en variante en delta-delta et delta-étoile pour donner une séparation de 30 degrés électriques entre les tensions du côté valve	108
	Figure 4 – Déphasage de 15° réalisé de préférence par couplage en zigzag ou en delta étendu.....	108
	Figure 5 – Couplage en étoile double	109
	Figure 6 – Couplage classique des transducteurs	110
	Figure 7 – Concept d'autotransformateur pour phases ouvertes avec régulation grossière et fine.....	111
	Figure 8 – Concept d'autotransformateur classique pour phases fermées avec régulation grossière et fine.....	112
	Figure 9 – Concept d'autotransformateur classique pour phases fermées avec plusieurs régulations grossières	113
	Figure 10 – Concept d'autotransformateur survolteur pour phases fermées avec régulation grossière et fine.....	114
	Figure 11 – Concept d'autotransformateur pour phases ouvertes avec régulation grossière et fine.....	115
	Figure 12 – Concept de transformateur pour phases fermées avec régulation grossière et fine	116
	Figure 13 – Deux dispositions de base des enroulements d'un transformateur à deux enroulements.....	117
	Figure 14 – Impédance mutuelle	119
	Figure 15 – Modèle d'impédance type	120
	Figure 16 – Composants d'un système d'isolation d'un transformateur de conversion industriel type	121
	Figure 17 – Système d'isolation, circuit R-C équivalent.....	123
	Figure 18 – Répartition des tensions avant et immédiatement après inversion de la polarité	124
	Figure 19 – Conversion courant alternatif/courant continu – Schéma simplifié	126
	Figure 20 – Champs de fuite pour transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve à couplage serré.....	132
	Figure 21 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve sans couplage	133
	Figure 22 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve biconcentriques à couplage lâche	134
	Figure 23 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve double étage à couplage lâche	135
	Figure 24 – Conditions de défaut de court-circuit dans un pont redresseur	160
	Figure 25 – Disposition des traversées des valves.....	167

Figure 26 – Exemples de champs électriques en courant alternatif, en courant continu et combinés adjacents aux traversées CCHT et systèmes d'isolation électriques associés	168
Tableau 1 – Disposition des deux enroulements	118
Tableau 2 – Données pour le calcul des pertes dues à la charge avec les courants harmoniques.....	137
Tableau 3 – Types de surveillance	181

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61378-3:2015

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE CONVERSION –

Partie 3: Guide d'application

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). 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 l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC 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 l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 61378-3 a été établie par le comité d'études 14 de l'IEC: Transformateurs de puissance.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2006. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) révision de l'article sur les pertes pour prendre en compte les modifications induites par la deuxième édition de l'IEC 61378-1;
- b) ajout d'un nouvel article concernant la revue de conception des transformateurs de conversion pour les applications industrielles et les applications CCHT;

- c) ajout de contenu pour transformateur couplé à des convertisseurs de source de tension;
- d) référence aux travaux du GTM A2/B4.28 du CIGRE sur les transformateurs CCHT.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
14/803/FDIS	14/808/RVD

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

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61378, publiées sous le titre général *Transformateurs de conversion*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. À cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61378-3:2015

INTRODUCTION

0.1 Généralités

La série IEC 61378 est constituée de trois parties:

- La partie 1 s'applique aux transformateurs associés à des convertisseurs pour applications «industrielles» générales. (Fabrication du cuivre, élaboration de l'aluminium et électrolyse de certains gaz).
- La partie 2 s'applique aux transformateurs utilisés pour des applications CCHT.
- La partie 3 est constituée du présent guide d'application qui comporte les rubriques décrites de 0.2 à 0.13.

Le domaine d'application de l'IEC 61378-1 est limité à l'application de convertisseurs de puissance d'une puissance assignée donnée. Les applications classiques sont les suivantes: redresseurs à thyristor pour électrolyse, redresseurs à diode pour électrolyse, redresseurs à thyristor pour les grands entraînements, redresseurs à thyristor pour les fours de fusion et les redresseurs à diode alimentant des onduleurs de variateurs de vitesse. La norme couvre également les appareils de régulation utilisés dans ces applications (les transformateurs de régulation abaisseurs ou les autotransformateurs, par exemple). La tension la plus élevée de l'enroulement de valve de l'équipement est limitée à 36 kV.

L'IEC 61378-2 couvre les transformateurs de conversion utilisés dans des «applications CCHT». Il existe deux types de systèmes de transmission de puissance CCHT, connus sous l'appellation générique de procédés «en opposition» et «de transmission». Le fonctionnement et l'évaluation des transformateurs fonctionnant au sein de ces deux systèmes sont couverts par la partie 2 ainsi que par la présente partie de l'IEC 61378.

Ni l'IEC 61378-1:2011 ni l'IEC 61378-2:2001 ne contiennent, dans leur domaine d'application, des transformateurs couplés à des convertisseurs de source de tension (CST). Étant donné que les applications CST deviennent de plus en plus communes, certaines lignes directrices sont fournies dans la présente norme.

0.2 Caractéristiques assignées (Article 5)

Dans l'IEC 61378-1 et l'IEC 61378-2, la méthode d'établissement des caractéristiques assignées des transformateurs de conversion est différente de la méthode conventionnelle habituellement utilisée. La méthode conventionnelle utilise la valeur efficace du courant pour définir le régime assigné de plaque du transformateur. L'IEC 61378 a introduit une modification fondamentale de la méthode de définition des caractéristiques assignées des transformateurs. Elle explique le concept d'utilisation des composantes fondamentales de tension et de courant comme base du régime assigné de plaque du transformateur. Le régime assigné de plaque déduit de ces composantes fondamentales devient la base de calcul des impédances et des pertes garanties.

0.3 Configurations d'enroulement (Article 6)

Il existe un grand nombre de couplages et de configurations d'enroulement spécifiques aux transformateurs de conversion tant pour des applications industrielles que pour des applications CCHT. Ceux-ci ont été développés sur de nombreuses années. Les caractéristiques fonctionnelles des divers couplages de redresseurs sont pour la plupart traitées dans la série IEC 60146. La présente partie de l'IEC 61378 traite des couplages dans la mesure où ils influencent la construction et certains aspects fonctionnels du transformateur.

Il est courant d'utiliser des mécanismes de régulation dans les applications industrielles. La présente partie de l'IEC 61378 couvre les principes applicables à certains de ces mécanismes.

0.4 Prises de réglage et impédances (Article 7)

L'impédance des transformateurs utilisés pour des applications CCHT nécessite une attention et des solutions de conception particulières. Les exigences sont principalement liées à la limitation de la variabilité de l'impédance sur l'ensemble de l'étendue de prises, la limitation de la différence d'impédance entre transformateurs et, dans certaines applications, la différence d'impédance entre enroulements à couplage étoile et à couplage delta. La présente norme traite de ces exigences et de leurs aspects pratiques.

En général, l'étendue de prises des transformateurs de conversion est plus large que celle des transformateurs conventionnels. La présente norme traite des impacts de cette étendue de prises plus large sur le transformateur proprement dit et sur le changeur de prise.

0.5 Aspects liés à l'isolation et essais diélectriques (Article 8)

L'Article 8 traite de deux aspects. En premier lieu, l'utilisation croissante des systèmes d'isolation «hybrides» dans les transformateurs pour applications industrielles. En second lieu, la capacité des structures d'isolation des transformateurs CCHT lorsqu'elles sont soumises à des essais en tension continue et en service.

Les principes fondamentaux, les méthodes d'essai et les niveaux de tension d'essai utilisés sont traités, à la fois pour les essais en courant alternatif et pour ceux en courant continu. Les marges de sécurité liées au régime d'essai proposé sont également examinées.

0.6 Pertes (Article 9)

La présente partie de l'IEC 61378 décrit de manière détaillée les éléments qui résultent de l'application des principes, des méthodes d'essai et de calcul utilisés, en tenant compte des effets des courants de charge non sinusoïdaux sur tous les types de transformateurs de conversion.

Les principes d'essai à deux fréquences pour les applications CCHT sont également examinés en détail sur la base d'un exemple de calcul pratique. Les pertes résultant de ces essais et les calculs sont utilisés comme base de spécification des pertes et courants d'essai à utiliser pour établir les gradients de l'huile et des enroulements lors des essais thermiques.

0.7 Noyau et aspects liés au niveau de bruit (Article 10)

Les effets des harmoniques de tension et d'un courant circulant de polarisation continue sur les performances et la construction du noyau sont discutés et résumés.

Les causes de bruit et les différences qui peuvent exister entre des mesurages acoustiques conventionnels effectués en usine et celles qui sont attendues et observées sur site sont examinées.

Cet article traite des dernières méthodes d'évaluation du niveau acoustique lié aux transformateurs de conversion.

0.8 Spécification du transformateur (Article 11)

Les transformateurs pour convertisseurs présentent des différences significatives par rapport aux transformateurs de puissance en termes de spécification. Le guide comprend une présentation des éléments de détails exigés dans tous les types de spécifications techniques et fonctionnelles.

Il fournit également des lignes directrices quant aux éléments qu'il convient de spécifier par l'acheteur et de fournir par le fabricant lors des processus d'appel d'offres et des commandes.

0.9 Considérations relatives aux courts-circuits (Article 12)

Pour les transformateurs de puissance conventionnels, le calcul des courants de court-circuit dans les enroulements dépend uniquement des composantes de l'impédance et de la résistance du transformateur et de l'alimentation auxquelles il est connecté.

Dans le cas de transformateurs utilisés pour alimenter des applications de conversion, il existe dans le convertisseur des conditions de défaut qu'il est nécessaire de prendre en compte lorsque la valeur de crête des courants de défaut peut être supérieure à celles qui résultent des transformateurs de puissance conventionnels. Ces conditions sont décrites en détail dans la présente partie de l'IEC 61378.

0.10 Composants (Article 13)

Pour la conception des transformateurs, qu'ils soient destinés à des applications industrielles ou à des applications de conversion CCHT, le choix et le fonctionnement du changeur de prises en charge sont déterminants. La présente partie de l'IEC 61378 présente certains principes qui décident de l'utilisation des changeurs de prises dans ces applications.

Dans les applications CCHT, le choix et l'intégration des traversées du côté de la valve dans la conception globale sont d'une importance vitale.

Les exigences générales et les recommandations relatives à la construction, à l'intégration des traversées au transformateur et aux essais requis sont décrites en détail. Une norme IEC spécifique aux traversées CCHT est en cours d'élaboration et les recommandations de la présente partie de l'IEC 61378 utilisent des exigences de la nouvelle norme.

0.11 Maintenance (Article 14)

Les statistiques indiquent que les transformateurs CCHT exigent un niveau élevé de maintenance. Les éléments qui nécessitent une attention particulière sont les changeurs de prises en charge et les traversées du côté valve. La présente norme prête une attention toute particulière aux exigences de maintenance.

0.12 Surveillance et analyses sur site (Article 15)

Il est recommandé de surveiller les transformateurs, si les problèmes sur site sont à réduire et c'est dans ce cadre que le contrôle d'état est traité. La présente partie de l'IEC 61378 présente également des recommandations quant aux procédures et pratiques à suivre en cas de défaillance sur site. Ces recommandations sont faites pour ne pas détruire ou affecter les preuves et données vitales au cours des étapes initiales de l'analyse.

L'Article 15 traite également de l'utilisation du contrôle d'état pour cette application.

0.13 Autres sources d'information

L'élaboration de la présente partie de l'IEC 61378 qui couvre particulièrement les applications de conversion CCHT de l'IEC 61378-2 a été influencée de manière significative par les travaux sur divers sujets du groupe de travail mixte 12/14.10 du CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques).

TRANSFORMATEURS DE CONVERSION –

Partie 3: Guide d'application

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61378 fournit aux utilisateurs des informations sur des sujets spécifiques pour lesquels il existe des différences de conception, de construction, d'essais et de conditions de fonctionnement entre les transformateurs industriels et de conversion CCHT d'une part et les transformateurs conventionnels utilisés dans les systèmes de puissance d'autre part. En outre l'objectif de la présente partie de l'IEC 61378 est de fournir aux fabricants les éléments techniques de fond qui constituent la base des principes utilisés dans l'IEC 61378-1 et l'IEC 61378-2.

La présente partie de l'IEC 61378 est prévue pour compléter et non pour remplacer ou annuler le guide d'application pour les transformateurs de puissance, l'IEC 60076-8, dans la mesure où nombre des principes généraux contenus dans ladite publication s'appliquent également aux transformateurs de conversion.

2 Références normatives

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

IEC 60076-1:2011, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*

IEC 60076-5:2006, *Transformateurs de puissance – Partie 5: Tenue au court-circuit*

IEC 60076-14:2013, *Transformateurs de puissance – Partie 14: Transformateurs de puissance immergés dans du liquide utilisant des matériaux isolants haute température*

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

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

IEC 61378-1:2011, *Transformateurs de conversion – Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles*

IEC 61378-2:2001, *Transformateurs de conversion – Partie 2: Transformateurs pour applications CCHT*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans l'IEC 61378-1 et l'IEC 61378-2 s'appliquent

4 Symboles et abréviations

Symbole	Signification	Unités
I_1	valeur efficace de la composante fondamentale du courant assigné côté ligne	A
I_x	valeur efficace du courant d'essai de pertes dues à la charge à la fréquence f_x	A
I_{LN}	valeur efficace du courant de charge en service non sinusoïdal dans l'enroulement à l'étude à la charge assignée du convertisseur	A
I_h	valeur efficace du courant harmonique d'indice de rang h	A
I_{eq}	valeur efficace du courant d'essai sinusoïdal équivalent donnant des pertes dues à la charge en service des enroulements	A
h	Indice de rang de l'harmonique	
U_1	valeur efficace de la composante fondamentale du courant assigné entre phases	V
S_r	Puissance assignée du transformateur	VA
P_1	Pertes dues à la charge du transformateur mesurées au courant I_1	W
P_x	Pertes dues à la charge du transformateur mesurées au courant I_x	W
$I_1^2 R$	Pertes ohmiques au courant assigné I_1	W
R	Résistance d'enroulements en courant continu, y compris les conducteurs internes	Ω
P_{WE1}	Pertes par courants de Foucault dans les enroulements au courant I_1	W
P_{SE1}	Pertes parasites dans les parties mécaniques (à l'exclusion des enroulements) au courant I_1	W
P_N	Pertes dues à la charge du transformateur en service au courant I_N	W
f_1	Fréquence assignée et également la fréquence fondamentale (50 Hz ou 60 Hz)	Hz
f_x	Fréquence ≥ 150 Hz utilisée pour déterminer la répartition des pertes par courants de Foucault (application CCHT uniquement, ne concerne pas les applications de transformateur industriel)	Hz
f_h	Fréquence en harmonique d'indice de rang h	Hz
F_{WE}	Facteur d'accroissement pour les pertes par courants de Foucault pour les enroulements	
F_{SE}	Facteur d'accroissement pour pertes parasites dans les parties mécaniques	
K_h	Rapport du courant I_h au courant assigné I_1	
U_{ac}	Tension d'essai de source séparée à courant alternatif pour les enroulements de valve (valeur efficace)	V
U_m	Tension du réseau la plus élevée de l'enroulement de ligne	V
U_{dm}	Tension continue la plus élevée par pont à valve	V
U_{dc}	Tension d'essai de source séparée à courant continu, pour les enroulements de valve	V
U_{pr}	Tension d'essai de l'inversion de polarité pour les enroulements de valve (tension à courant continu)	V
U_{vm}	Tension de fonctionnement maximale entre phases à courant alternatif des enroulements de valve du transformateur de conversion	V
N	Nombre de ponts hexaphasés en série à partir du neutre de la ligne à courant continu au pont à redresseur connecté au transformateur	

NOTE Le «côté valve» et le «côté ligne» définissent les connexions externes des enroulements de transformateur. Le côté ligne se réfère à l'enroulement connecté au réseau à courant alternatif et le côté valve à l'enroulement connecté au convertisseur.

5 Caractéristiques assignées

L'IEC 61378-1 et l'IEC 61378-2 stipulent que les caractéristiques assignées du transformateur sont exprimées en grandeurs sinusoïdales en régime établi de courant et de tension à la fréquence fondamentale assignée. Les pertes, les impédances et les niveaux de bruit garantis

doivent correspondre à ces valeurs. La tension assignée et le courant assigné font référence aux grandeurs fondamentales, tension entre phases et courant de ligne.

Les composantes fondamentales sont choisies de manière à établir une plate-forme commune pour les grandeurs garanties telles que les pertes et les impédances, indépendamment des conditions de fonctionnement et donc du spectre de résidu harmonique. Il convient de noter que les essais permettant d'établir les caractéristiques de fonctionnement ne peuvent être réalisés qu'avec des grandeurs sinusoïdales.

Si la cuve des transformateurs industriels est dotée de transducteurs (inductances saturables), les noyaux de transducteur ne satisfont pas à l'essai à cause de la déformation des formes d'onde de courant et de tension dont ils sont à l'origine. Un accord sur les modalités d'essai est à rechercher entre le fournisseur et l'acheteur avant signature du contrat. Aucune méthode n'a été acceptée d'un commun accord. Certaines méthodes sont présentées à l'Annexe G de l'IEC 61378-1:2011.

Les valeurs d'échauffement garanties sont pertinentes pour une condition de charge spécifique, comme définie par accord entre l'acheteur et le fabricant. Un transformateur de conversion étant exposé à un courant ayant certains résidus harmoniques, les pertes réelles ne correspondent pas aux pertes calculées avec un courant sinusoïdal vrai. En général, les harmoniques du courant accentuent les pertes dues à la charge en comparaison au fonctionnement avec un courant sinusoïdal vrai.

Du point de vue de la conception du transformateur, il est important de faire la distinction entre

- les applications présentant une tension essentiellement sinusoïdale à travers l'enroulement de ligne du transformateur, et
- les applications ne présentant aucune tension sinusoïdale, l'enroulement primaire du transformateur étant alimenté par un circuit de convertisseur pour la commande de puissance en courant alternatif ou la conversion de fréquence variable.

Il convient de fournir les informations relatives à l'application de conversion dans la spécification du transformateur.

La valeur garantie de perte à vide est définie par la tension sinusoïdale assignée.

En fonctionnement en convertisseur, l'estimation des pertes réelles dues à la charge est suffisamment précise si l'on utilise la procédure de calcul donnée en 6.2 de l'IEC 61378-1:2011 ainsi que dans l'IEC 61378-2. Le courant d'essai correspondant qui permet d'établir l'échauffement qui en résulte peut être déduit à partir de cet ensemble de formules (voir 7.6 de l'IEC 61378-1:2011 ou 10.5 de l'IEC 61378-2:2001).

Il convient également de noter que le courant de charge réel en fonctionnement peut être supérieur au courant assigné lorsqu'il est mesuré au moyen d'un instrument qui donne des valeurs efficaces du courant puisque le courant assigné de plaque fait référence à la composante fondamentale du courant de charge.

6 Configurations d'enroulement

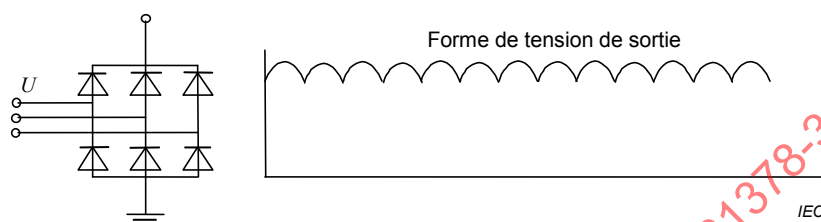
6.1 Généralités

Le présent article décrit les différentes dispositions d'enroulement qui peuvent exister dans les applications industrielles et CCHT.

En général, les enroulements sont disposés de manière à fournir, à partir d'un système triphasé symétrique, un pont de conversion hexaphasé. Le convertisseur transporte le courant

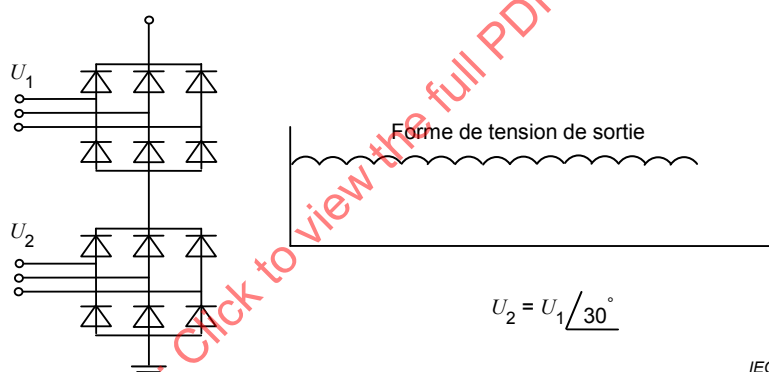
deux fois à partir de chaque phase, pendant une durée maximale de 120 degrés électriques ou un tiers de cycle, une fois dans le sens positif et une fois dans le sens négatif. Voir la Figure 1.

Deux ponts hexaphasés ou plus peuvent être montés en série ou en parallèle. Lorsque chaque pont est alimenté du côté ligne par des tensions triphasées décalées dans le temps, on réduit le résidu harmonique des courants du côté ligne d'une part et des tensions et des courants du côté valve d'autre part. Si deux ponts hexaphasés sont connectés dans ce que l'on appelle un montage dodécaphasé, les deux alimentations triphasées doivent être séparées de 30 degrés électriques. Des indices de pulsation encore plus élevés sur les convertisseurs nécessitent moins de séparation entre les systèmes. Voir les Figures 2 et 3.



NOTE Le symbole du redresseur signifie un type à diode ou à thyristor.

Figure 1 – Montage de pont hexaphasé



NOTE Le symbole du redresseur signifie un type à diode ou à thyristor.

Figure 2 – Montage de pont dodécaphasé

NOTE 1 Un indice de pulsation élevé réduit le résidu harmonique des tensions et des courants.

Un montage commun qui permet d'obtenir deux systèmes triphasés ayant une séparation de 30 degrés électriques consiste à utiliser deux transformateurs reliés à un bus commun du côté ligne. L'un des transformateurs a le même couplage d'enroulement du côté ligne et du côté valve, étoile-étoile ou delta-delta. L'autre transformateur a un couplage étoile-delta ou delta-étoile.

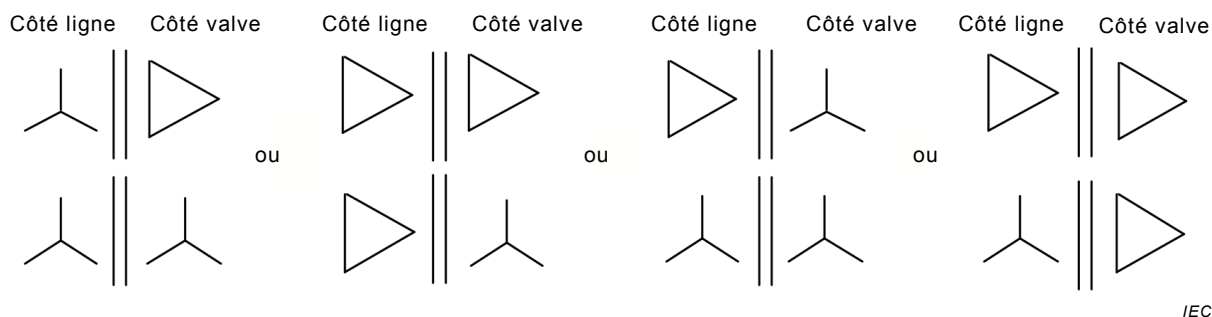


Figure 3 – Couplages de transformateur en étoile-delta et étoile-étoile ou en variante en delta-delta et delta-étoile pour donner une séparation de 30 degrés électriques entre les tensions du côté valve

Deux transformateurs identiques ayant un couplage d'enroulement réalisant un déphasage de 15 degrés électriques entre les tensions du côté ligne et du côté valve peuvent être utilisés pour donner un déphasage de 30 degrés entre les deux tensions du côté valve. Un transformateur est monté pour une rotation positive (1U-2U, 1V-2V et 1W-2W) et l'autre pour une rotation négative (1U-2V, 1V-2U et 1W-2W). Cette disposition donne +15 degrés électriques et -15 degrés électriques du côté valve par rapport au côté ligne.

Il peut être préférable d'obtenir un déphasage de 15 degrés électriques en utilisant l'un des deux enroulements couplés en zigzag ou en delta étendu. Voir la Figure 4.



Figure 4 – Déphasage de 15° réalisé de préférence par couplage en zigzag ou en delta étendu

NOTE 2 Les deux couplages peuvent également être utilisés pour d'autres déplacements angulaires par exemple 7,5 degrés électriques pour des ponts d'indice de pulsation vingt-quatre.

Les unités industrielles à enroulements tertiaires avec filtre et compensation sont abordées au 5.7 de l'IEC 61378-1:2011. Il convient de noter que le couplage du filtre à l'enroulement tertiaire donne lieu à une tension supérieure à la tension assignée. Par conséquent, le courant fondamental passant par l'impédance du filtre est supérieur au courant assigné, comme indiqué à l'article susmentionné. Il est donc important que l'ingénieur système tienne compte de ce phénomène lors de la spécification du courant fondamental maximal de l'enroulement tertiaire.

6.2 Applications industrielles

6.2.1 Redresseur

En général, les transformateurs de conversion pour application industrielle sont conçus pour une valeur de courant relativement élevée du côté valve. En conséquence, les enroulements de valve doivent avoir des couplages simples, tels qu'étoile ou delta.

Pour certaines applications industrielles aux courants continus élevés et à faible tension continue, il est souvent avantageux d'utiliser une disposition en étoile double à la place d'une configuration en pont.

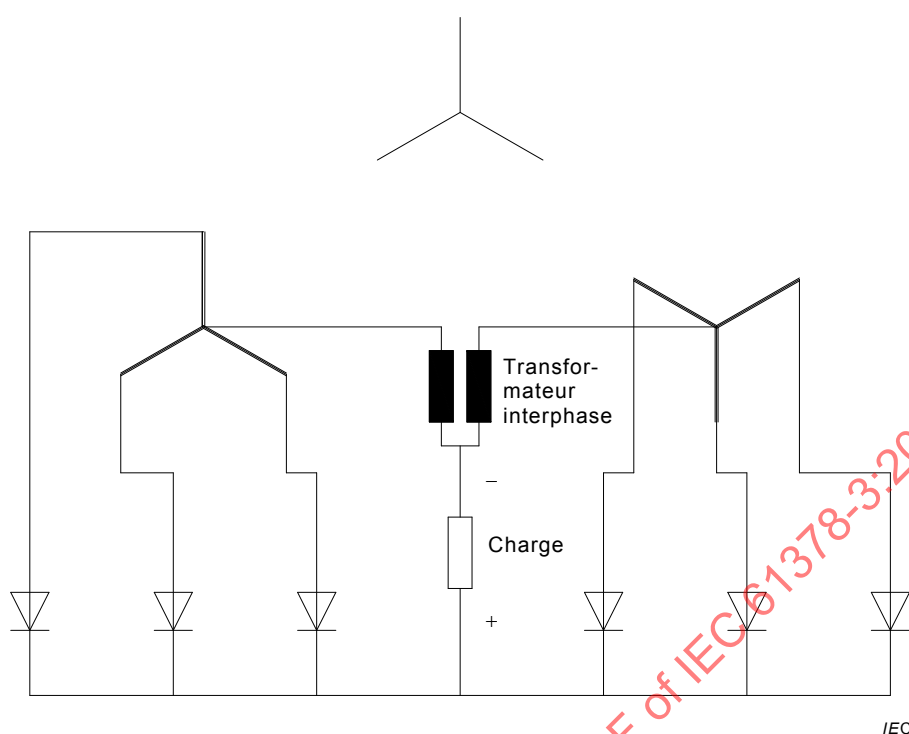


Figure 5 – Couplage en étoile double

Le côté ligne est couplé dans l'étoile ou le delta, le côté valve étant doté de deux systèmes en étoile avec déphasage de 180° . Il convient d'entrelacer physiquement les enroulements de valve afin d'éviter la magnétisation en courant continu du noyau et de limiter les flux magnétiques de fuite (pertes par courants de Foucault) liés aux harmoniques de courant pairs. Un transformateur interphase placé entre les deux points en étoile est nécessaire, avec un noyau à 3 colonnes afin d'assurer la conduction des valves à 120° et de limiter les effets de l'asymétrie entre les 2 courants neutres des enroulements de valve. Si ces 2 courants neutres sont symétriques, un noyau à 5 colonnes peut être utilisé à la place du transformateur interphase.

Le transformateur de conversion à pont hexaphasé est un appareil triphasé dont les enroulements de valve sont couplés en étoile ou en delta.

Des réactions dodécaphasées peuvent être obtenues en utilisant deux appareils d'indice de pulsation six avec différents groupes de couplage ou en utilisant un transformateur à deux enroulements de valve, couplé en étoile et en delta. Cette dernière solution nécessite un circuit magnétique triphasé normal.

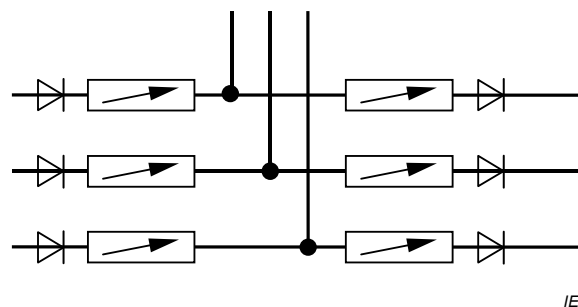
Des cas plus complexes exigent un montage différent, en étoile et en delta, du côté primaire et des enroulements de valve en étoile ou en delta. Ces montages particuliers peuvent également exiger une conception spéciale du noyau. Pour les redresseurs en étoile double à 12 impulsions, un déphasage de 30° est à obtenir sur les enroulements côté ligne (étoile – delta, zigzag, etc.).

Des installations de conversion d'indice de pulsation supérieur à douze nécessitent différents angles de déphasage parmi les divers appareils. Dans la plupart des cas, cela est obtenu par un couplage en delta zigzag ou étendu ou, plus rarement, par un couplage en polygone. L'Annexe I de l'IEC 61378-1:2011 donne une description détaillée et des exemples.

Le montage physique du transformateur est de préférence réalisé en utilisant l'enroulement de valve comme étant l'enroulement extérieur pour pouvoir placer les sorties du côté valve et

ainsi simplifier le montage. Le montage avec sortie du côté valve dépend de la structure du convertisseur.

Si le convertisseur nécessite la présence de transducteurs, ces derniers sont généralement placés dans la même cuve que le transformateur et dans ce cas, il est nécessaire de prévoir deux sorties de conducteur par phase. Les transducteurs, s'ils sont utilisés, peuvent être couplés conformément à la Figure 6.



 Indique un transducteur

NOTE Le symbole du redresseur signifie un type à diode ou à thyristor.

Figure 6 – Couplage classique des transducteurs

La présentation physique (à l'intérieur et l'extérieur de la cuve) des barres à fort courant peut sensiblement affecter les pertes dues à la charge du transformateur, l'impédance de court-circuit et les points chauds de la cuve. L'Annexe F de l'IEC 61378-1:2011 donne les lignes directrices sur la manière d'estimer ces effets.

6.2.2 Régulation de la tension

En général, une régulation de la tension est nécessaire entre l'alimentation et les tensions de la valve; la plage de régulation est souvent suffisamment large, de quelques pour cent jusqu'à 100 % de la tension assignée de l'enroulement de valve. Une étendue de prises large permet de réduire la consommation de puissance réactive ainsi que la pollution due aux harmoniques, liées au fonctionnement en conversion. Pour des raisons pratiques, une plage de régulation importante nécessite souvent un transformateur de régulation séparé entre la borne en courant alternatif et le transformateur de conversion lui-même.

Selon la tension de ligne, l'appareil de régulation peut être construit soit comme un autotransformateur soit avec deux enroulements séparés afin de réduire les risques d'introduction de surtensions transitoires élevées dans le transformateur de conversion.

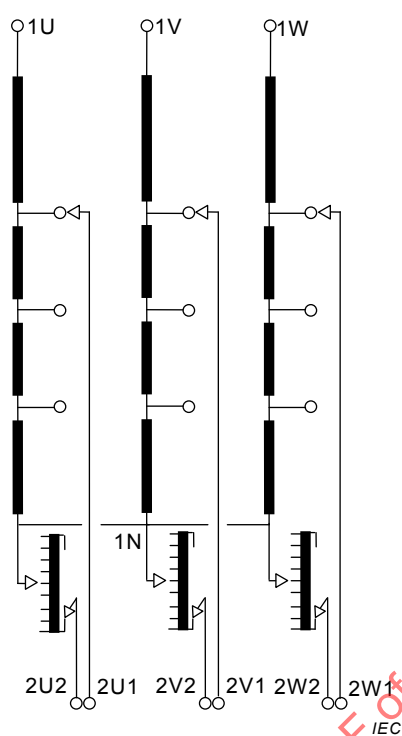
6.2.3 Conception de l'autotransformateur

6.2.3.1 Généralités

Divers types de couplage communs sont illustrés dans les Figures 7 à 13.

6.2.3.2 Couplage en étoile – phases ouvertes

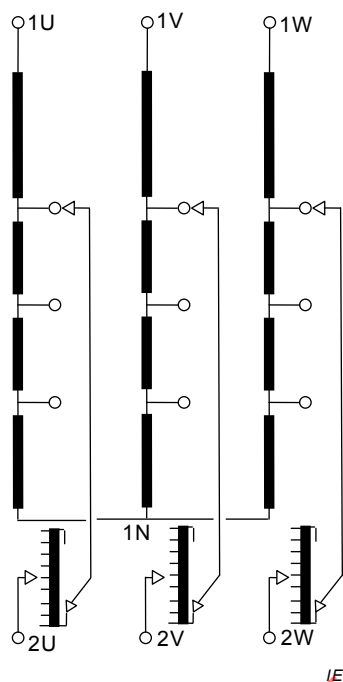
Le schéma de l'enroulement correspondant est illustré à la Figure 7.

**Légende**

1U – Ligne	2U1 – Transformateur de conversion	2U2 – Transformateur de conversion
1N – Neutre de la ligne	1V – Ligne	2V1 – Transformateur de conversion
	2V2 – Transformateur de conversion	
	1W – Ligne	2W1 – Transformateur de conversion
	2W2 – Transformateur de conversion	

Figure 7 – Concept d'autotransformateur pour phases ouvertes avec régulation grossière et fine

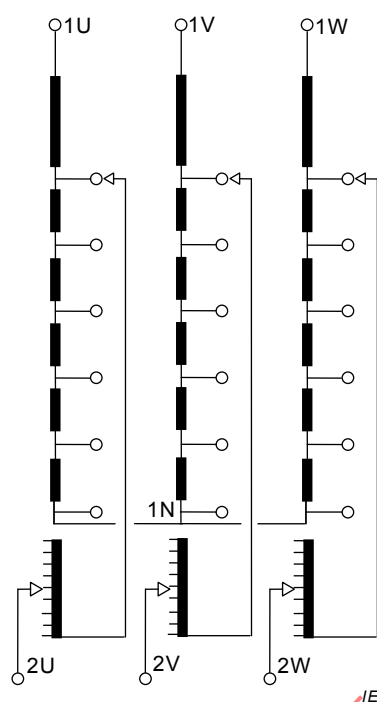
6.2.3.3 Couplage en étoile – phases fermées



Légende

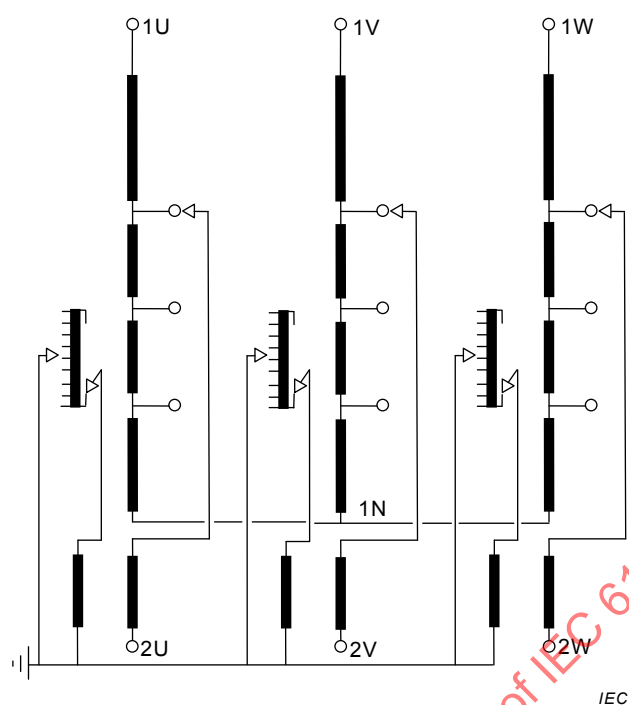
1U – Ligne	2U – Transformateur de conversion
1N – Neutre de la ligne	1V – Ligne
	2V – Transformateur de conversion
1W – Ligne	2W – Transformateur de conversion

Figure 8 – Concept d'autotransformateur classique pour phases fermées avec régulation grossière et fine

**Légende**

1U – Ligne	2U – Transformateur de conversion
1N – Neutre de la ligne	1V – Ligne
	2V – Transformateur de conversion
1W – Ligne	2W – Transformateur de conversion

Figure 9 – Concept d'autotransformateur classique pour phases fermées avec plusieurs régulations grossières

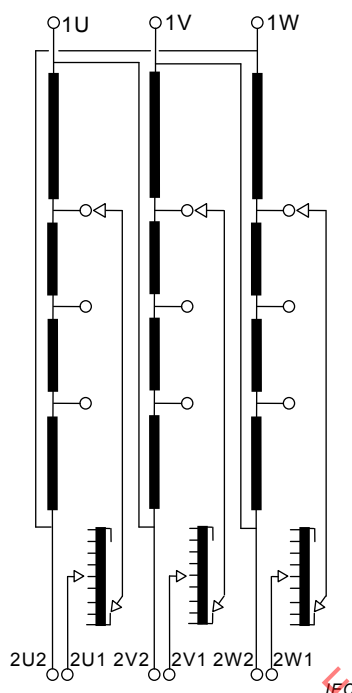


Légende

- | | |
|-------------------------|-----------------------------------|
| 1U – Ligne | 2U – Transformateur de conversion |
| 1N – Neutre de la ligne | 1V – Ligne |
| | 2V – Transformateur de conversion |
| 1W – Ligne | 2W – Transformateur de conversion |

Figure 10 – Concept d'autotransformateur survolteur pour phases fermées avec régulation grossière et fine

6.2.3.4 Couplage delta – phases ouvertes

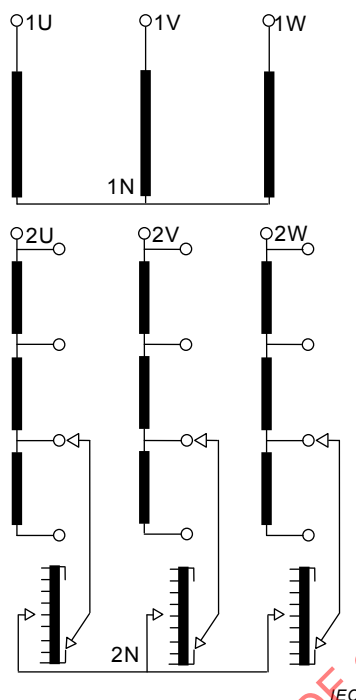


Légende

1U – Ligne	2U1 – Transformateur de conversion	2U2 – Transformateur de conversion
1V – Ligne	2V1 – Transformateur de conversion	2V2 – Transformateur de conversion
1W – Ligne	2W1 – Transformateur de conversion	2W2 – Transformateur de conversion

Figure 11 – Concept d'autotransformateur pour phases ouvertes avec régulation grossière et fine

6.2.3.5 Conception à deux enroulements



Légende

	1U – Ligne		2U – Transformateur de conversion
1N – Neutre de la ligne	1V – Ligne	2N – Neutre secondaire	2V – Transformateur de conversion
	1W – Ligne		2W – Transformateur de conversion

Figure 12 – Concept de transformateur pour phases fermées avec régulation grossière et fine

6.3 Applications CCHT

6.3.1 Différents types de montages de transformateurs

En général, les systèmes de transport CCHT sont construits pour des puissances assignées significatives avec connexions à des réseaux haute tension alternative. Afin de réduire les harmoniques présents dans les réseaux de courant alternatif et de courant continu, on utilise en général des ponts dodécaphasés. La plupart du temps, les enroulements des transformateurs sont couplés en étoile du côté ligne pour tirer profit des exigences d'isolation non uniforme et d'une régulation de la tension proche de la terre. Les besoins du réseau ainsi que le fonctionnement efficace du convertisseur nécessitent souvent des régulations de tension larges pour s'inscrire dans une plage allant jusqu'à environ 40 % de la tension de plaque.

Selon la puissance assignée, les tensions et les contraintes physiques, les transformateurs de conversion peuvent être des appareils monophasés ou triphasés.

Les solutions suivantes sont possibles pour réaliser des transformateurs CCHT avec ponts dodécaphasés.

- Transformateurs hexaphasés à deux enroulements.
 - Trois couplés en étoile/delta.
 - Trois couplés en étoile/étoile.
- Trois monophasés à trois enroulements.

- Tous connectés en étoile/delta – étoile.
- c) Deux transformateurs triphasés.
- Un couplé en étoile/delta.
 - Un couplé en étoile/étoile.
- d) Un transformateur à trois enroulements.
- Couplé en étoile/delta – étoile.

En général, un transformateur de conversion utilise deux ou trois enroulements principaux. Un enroulement tertiaire n'est exigé que dans des cas spécifiques par exemple l'injection d'une tension d'essai ou la connexion à un dispositif de filtrage particulier.

6.3.2 Dispositions d'enroulement

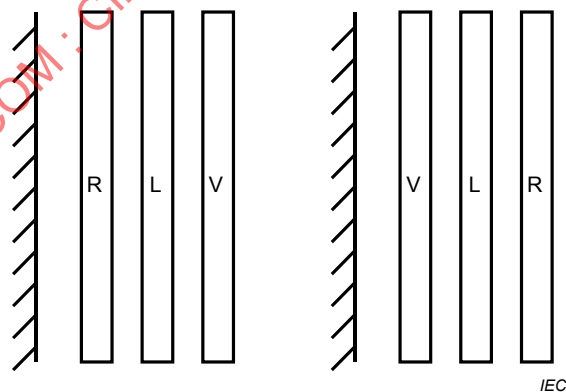
6.3.2.1 Généralités

Dans les transformateurs du type à noyau, les enroulements sont de forme cylindrique et disposés de manière concentrique autour de la colonne du noyau. En général, la partie munie de prise du côté ligne constitue son propre enroulement, physiquement séparé: l'enroulement de réglage. Les différents enroulements sont quasiment de hauteur égale et disposent également d'une répartition ampère-tour égale sur l'enroulement.

En général, l'enroulement de réglage est physiquement placé à côté de la partie principale de l'enroulement de ligne, mais non entre les enroulements de valve et de ligne (voir l'Article 7 pour les prises de réglage et impédances et l'Article 9 pour les pertes).

6.3.2.2 Deux enroulements

Il y a généralement deux manières de disposer les enroulements individuels d'un transformateur à deux enroulements, comme indiqué sur la Figure 13. Les enroulements principaux et de réglage constituent l'enroulement du côté ligne. L'enroulement du côté valve est constitué d'un seul enroulement.



Légende

R – Enroulement de réglage (à prise) L – Enroulement principal (ligne) V – Enroulement de valve

Figure 13 – Deux dispositions de base des enroulements d'un transformateur à deux enroulements

Tableau 1 – Disposition des deux enroulements

Position relative de l'enroulement	Avantages	Inconvénients
Réglage – ligne – valve	Sorties de conducteur à courant continu faciles à disposer Réglage du côté neutre	Réalisation mécanique des sorties de conducteurs pour l'enroulement de réglage Sorties de conducteurs à courant alternatif Solution limitée pour l'enroulement de réglage
Valve – ligne – réglage	Sorties de conducteurs à courant alternatif faciles à disposer Sorties de conducteurs de réglage faciles à réaliser Réglage du côté neutre	Sorties de conducteurs à courant continu plus difficiles à disposer

6.3.2.3 Trois enroulements

La solution principale est détaillée ci-après.

Pour les conceptions de transformateurs monophasés, il existe généralement deux colonnes d'enroulement, une pour le couplage en étoile/delta et la seconde pour le couplage étoile/étoile. Ce qui signifie que le nombre de spires de l'enroulement de valve à couplage delta est égal à $\sqrt{3}$ fois le nombre de spires d'un enroulement à couplage en étoile, mais avec un courant de charge qui est égal à $1/\sqrt{3}$ le courant de charge d'un enroulement à couplage en étoile.

Les positions relatives de chaque carcasse d'enroulement sont les mêmes que les positions correspondantes sur un transformateur à deux enroulements (voir le Tableau 1).

Lorsque la taille physique le permet, pour des puissances assignées et des tensions de ligne limitées, par exemple un convertisseur en opposition de moyenne taille, le transformateur peut être un transformateur triphasé à trois enroulements. Les exigences relatives à la proximité des valeurs d'impédances entre la borne du côté ligne et les deux bornes de valve nécessitent souvent une conception à deux enroulements, en position axiale sur la même colonne, appelée «à enroulements séparés». Les deux enroulements du côté ligne ainsi que leurs enroulements de réglage sont couplés en parallèle, et l'un des deux enroulements de valve est couplé en delta et l'autre en étoile. La position relative de chaque enroulement, physiquement séparé, doit être telle qu'illustrée à la Figure 13.

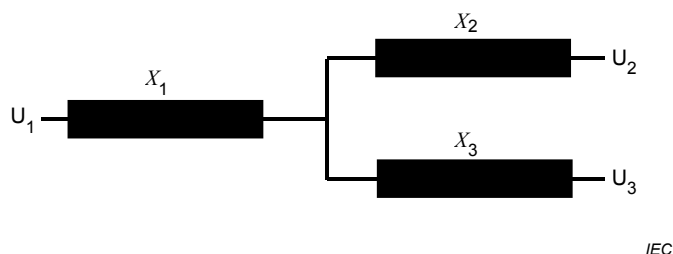
Des configurations dans lesquelles les deux enroulements du côté valve occupent chacun deux positions concentriques, souvent sur des côtés opposés de l'enroulement de ligne, ne sont généralement pas une solution viable. Pour un transformateur à régulation de tension, il est difficile d'obtenir la même impédance aux deux enroulements du côté valve, pour toutes les positions de prise.

6.3.3 Prise en compte de l'impédance – impédance mutuelle

Le modèle d'impédance entre une borne de ligne et deux bornes de valve, peut être représenté par trois impédances réunies ensemble en un seul et même point avec deux branches dirigées vers les deux bornes de valve et une branche dirigée vers la borne de ligne; c'est ce que l'on appelle l'impédance mutuelle commune.

En général, l'impédance mutuelle commune doit être aussi faible que possible pour éviter les interactions entre tensions lors des commutations.

Pour les transformateurs à deux enroulements, l'impédance mutuelle commune due au transformateur est inexistante; cet apport à l'impédance mutuelle ne peut être réalisé qu'à partir du bus commun. L'impédance mutuelle de transformateurs à trois enroulements (Figure 14) dont les deux enroulements de valve sont placés sur des colonnes différentes, est égale à zéro. De la même manière, des transformateurs à trois enroulements utilisant des enroulements séparés, ont une impédance mutuelle commune faible.



Légende

$X_1 + X_2 = X_1 + X_3 =$ Impédance du transformateur

X_1 idéalement égale à zéro, mais toujours bien inférieure à X_2 et X_3

Figure 14 – Impédance mutuelle

7 Prises de réglage et impédances – Applications CCHT

7.1 Valeur de l'impédance

L'impédance sélectionnée résulte des effets d'un certain nombre d'exigences. Bien qu'elle réduise les niveaux de courant harmonique, une impédance élevée augmente la réactance de commutation et par conséquent l'absorption d'énergie réactive du convertisseur, ce qui entraîne des coûts plus accrus pour l'ensemble circuit de filtrage et valve.

Une impédance faible affecte la tenue au court-circuit et augmente la taille et le poids du transformateur avec les effets qui en résultent pour le coût et le transport.

7.2 Variabilité de l'impédance

Il est essentiel que l'impédance réelle et mesurée du transformateur s'inscrive dans des tolérances données par rapport à une valeur spécifiée. Les écarts peuvent être de nature systématique autant qu'aléatoire.

Les écarts systématiques peuvent avoir pour origine des contraintes de conception et de fabrication. Les écarts aléatoires dépendent de variations en termes de fabrication et d'incertitude de mesure. Les variations d'impédance en fonction de la position de la prise peuvent être considérées comme des écarts systématiques dans lesquels le type de configuration de prise – par exemple linéaire ou réversible – influence l'évolution de l'écart.

Les écarts d'impédance admissibles par rapport aux valeurs spécifiées peuvent concerner:

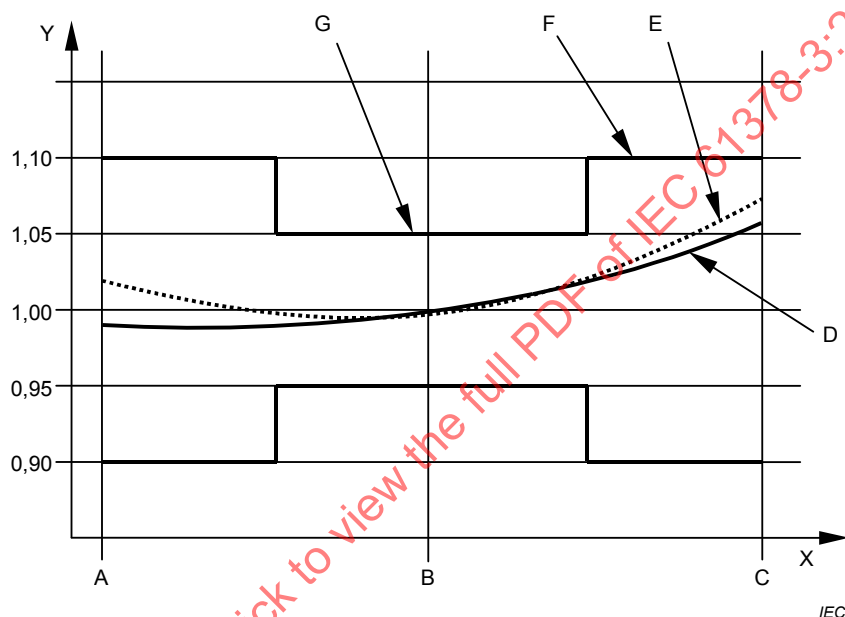
- l'écart par rapport à une valeur d'impédance spécifiée au niveau de la prise principale;
- la variabilité entre phases individuelles;
- la variabilité entre transformateurs;
- la variabilité au sein de l'étendue de prises;
- les écarts entre enroulements à couplage étoile et delta.

L'acheteur peut spécifier des limites pour les cinq caractéristiques définies ci-dessus.

Sauf spécification contraire, les règles de tolérance admissible, établies dans l'IEC 60076-1 s'appliquent et sont complétées par les exigences suivantes.

L'écart par rapport à l'impédance spécifiée par l'acheteur ne doit pas dépasser 5 % dans la plage de fonctionnement habituelle du changeur de prise. Hors de cette plage, l'écart peut atteindre 10 % (voir la Figure 15).

Il convient que les variations d'impédance entre phases individuelles, transformateurs et enroulements à couplage en étoile/delta ne dépassent pas 3 % pour la même position de prise. Une légère variabilité de l'impédance est nécessaire pour pouvoir supprimer efficacement les harmoniques dans une configuration à pont dodécaphasé. Les variations importantes entre phases, appareils et enroulements à couplage étoile/delta entraînent une augmentation du dimensionnement des filtres.



Légende

A – Nombre minimal de spires	D – Prises linéaires	G – Bande de tolérance de $\pm 5 \%$
B – Nombre normal de spires	E – Prises réversibles	X – Spires
C – Nombre maximal de spires	F – Bande de tolérance de $\pm 10 \%$	Y – Impédance de transformateur unitaire

Figure 15 – Modèle d'impédance type

8 Aspects liés à l'isolation et essais diélectriques

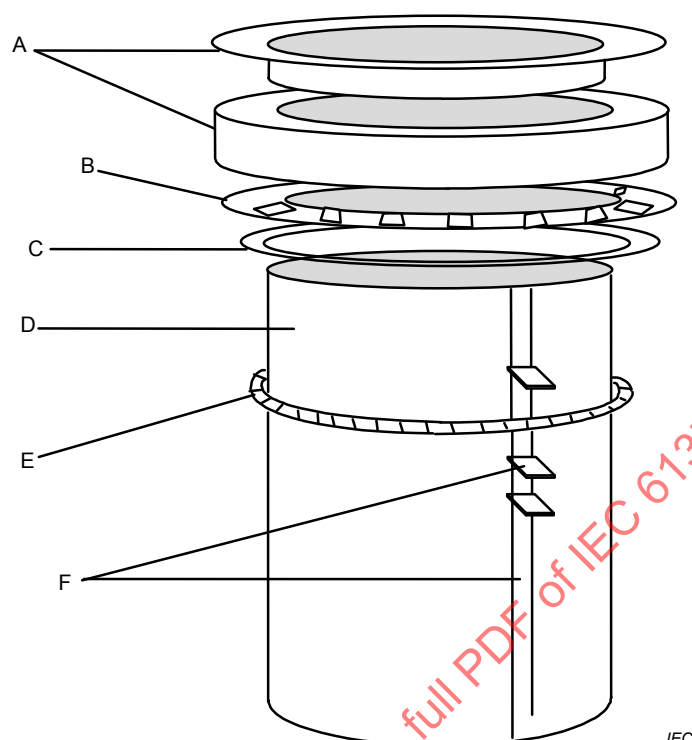
8.1 Systèmes d'isolation hybrides

8.1.1 Généralités

Les systèmes d'isolation hybrides sont principalement utilisés dans les transformateurs de conversion industriels dans la mesure où ils présentent l'avantage de fonctionner à des températures élevées dans de tels transformateurs.

Lorsque le terme «hybride» est utilisé en référence à un système d'isolation, il signifie que des matériaux isolants haute température (tels que le papier aramide ou l'émail haute température) sont associés à des matériaux à température classique (tels que la cellulose).

Des matériaux isolants sont utilisés pour plusieurs des différents constituants d'un enroulement de transformateur: isolants de conducteurs, cales, cylindres, collerettes, etc. (voir la Figure 16).



Légende

A – Collerettes et capots de protection	C – Joints statiques	E – Isolant de conducteur
B – Rondelle support	D – Cylindres	F – Calés axiaux et radiaux

Figure 16 – Composants d'un système d'isolation d'un transformateur de conversion industriel type

Pendant de nombreuses années, l'isolation hybride a été appliquée aux transformateurs refroidis à l'huile. Des matériaux haute température sont utilisés dans les pièces qui sont en contact direct (isolant de conducteur) ou à proximité (cales) du cuivre, tandis que les autres isolants sont en cellulose. Les enroulements à isolation hybride ont été conçus pour un échauffement moyen supérieur à celui qui est admissible pour la cellulose (sans réduction de la durée de vie du transformateur), ce qui permet ainsi d'augmenter la puissance par unité de volume.

8.1.2 Isolation hybride pour transformateurs de conversion

Lorsqu'un transformateur est utilisé conjointement à un convertisseur, des courants harmoniques sont injectés dans ses enroulements. Les courants harmoniques entraînent une augmentation des pertes par courants de Foucault des enroulements d'un facteur défini dans l'IEC 61378-1 et l'IEC 61378-2. Dans un transformateur classique, les pertes par courants de Foucault dépendent des composantes radiales et axiales du flux magnétique de fuite ainsi que des dimensions géométriques du conducteur sous ce flux (voir l'IEC 61378-1). Les pertes par courants de Foucault varient sur la hauteur d'enroulement. Elles sont plus faibles à la partie centrale de l'enroulement où le flux de fuite est en grande partie parallèle à l'épaisseur du conducteur et elles augmentent aux extrémités de l'enroulement où le flux de fuite est presque perpendiculaire à la largeur du conducteur. La répartition non uniforme des pertes donne lieu à une répartition non uniforme de la température sur la hauteur de l'enroulement. La différence entre la température de point chaud et la température moyenne de l'enroulement augmente par conséquent au-delà de celle qui est engendrée par le mécanisme de refroidissement normal.

Dans les transformateurs de conversion, lorsqu'on tient compte des courants harmoniques, il peut y avoir une augmentation supplémentaire de la différence entre la température de point chaud et la température moyenne de l'enroulement, du fait de l'augmentation correspondante des pertes par courants de Foucault (voir 9.6 de l'IEC 60076-8:1997).

Un certain nombre de solutions à ce problème sont disponibles. En accord avec l'acheteur, l'adoption de matériaux isolants haute température dans la zone du point chaud constitue une solution lorsqu'il est impossible de réduire la température en un point chaud aux limites indiquées au 6.2 de l'IEC 60076-2:2011.

Dans les transformateurs de puissance, l'isolation hybride permet généralement d'augmenter la température moyenne admissible de l'enroulement et par conséquent les caractéristiques assignées de puissance. Des matériaux isolants haute température sont donc utilisés à proximité de tous les conducteurs d'enroulement. Sur les transformateurs de conversion, l'isolation hybride peut également être utilisée dans les zones proches de points chauds localisés à température élevée, tout en maintenant dans des limites correctes les échauffements moyens des enroulements. De la même manière, il convient d'utiliser un matériau isolant haute température sur les conducteurs d'enroulement dans les zones de point chaud.

De plus en plus de matériaux haute température solides et liquides sont disponibles dans le commerce. Cela élargit l'éventail des solutions possibles lorsque les températures moyennes et les températures du point chaud posent problème. L'application correcte de ces matériaux est abordée dans l'IEC 60076-14.

8.2 Essais diélectriques

8.2.1 Généralités

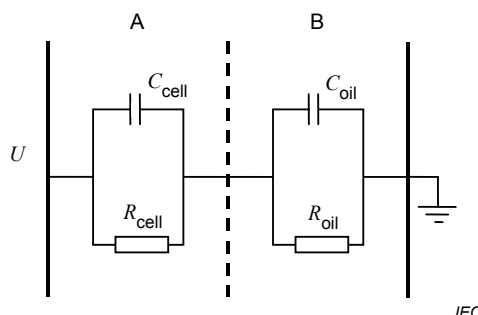
Les essais diélectriques et les aspects liés à l'isolation concernent en premier lieu les transformateurs de conversion CCHT. Les essais diélectriques et les aspects liés à l'isolation, pour les transformateurs de conversion industriels, sont identiques à ceux des transformateurs de puissance classiques et sont traités dans l'IEC 60076-3.

Le système d'isolation dans un transformateur de conversion CCHT est exposé aux contraintes dues à la tension appliquée et aux tensions induites. Pour l'enroulement de ligne et ses bornes, les tensions sont de la même nature que celles d'un transformateur classique, c'est-à-dire des tensions alternatives en régime établi, et des tensions transitoires telles que les tensions de choc de foudre et de manœuvre. Outre les tensions présentes dans un transformateur classique, les enroulements de valve et leurs bornes sont également soumis à des tensions continues. Ceci donne donc lieu à des contraintes combinées de tension alternative et continue.

La répartition des tensions constamment variables sur le système d'isolation est bien définie par la géométrie et la permittivité des matériaux impliqués. On suppose ci-après que ces matériaux sont principalement l'huile du transformateur et la cellulose. La répartition d'une tension continue en régime établi dans l'isolation huile/cellulose présente des différences significatives par rapport à celle des tensions variables dans le temps (tension de choc et tension alternative). La répartition est principalement régie par des résistivités apparentes. Ces résistivités dépendent dans une large mesure de la mobilité des charges d'espace dans le système d'isolation. En conséquence, la résistivité n'est pas une valeur constante et varie en fonction d'un certain nombre de paramètres, tels que la température, les contraintes électriques, l'humidité, la vitesse du débit d'huile, la durée d'application de la tension, le vieillissement et la structure chimique. Ces phénomènes sont représentés de préférence par un modèle temporel de la charge d'espace.

D'un point de vue pratique, il est conventionnellement accepté de modéliser une structure isolante comme un réseau R-C, afin de déterminer son comportement dans des conditions de courant continu (à condition de pouvoir négliger l'effet de glissement ionique). Lorsqu'une

tension continue est initialement appliquée, la répartition de la tension est capacitive, alors que le champ de courant continu final ou en régime établi dans une structure complexe est déterminé par les résistivités relatives des matériaux concernés. Dans la plupart des cas, l'utilisation d'un modèle R-C permet d'obtenir une marge de conception prudente et sûre. Les rapports de résistivité entre isolants solides et huile peuvent aller de 10:1 à 500:1 à température ambiante. De manière générale, si la température augmente, le rapport de résistivité peut décroître jusqu'à un ordre de grandeur.



Légende

A – Cellulose

B – Huile

U – Tension

C – Capacité

R – Résistance

Figure 17 – Système d'isolation, circuit R-C équivalent

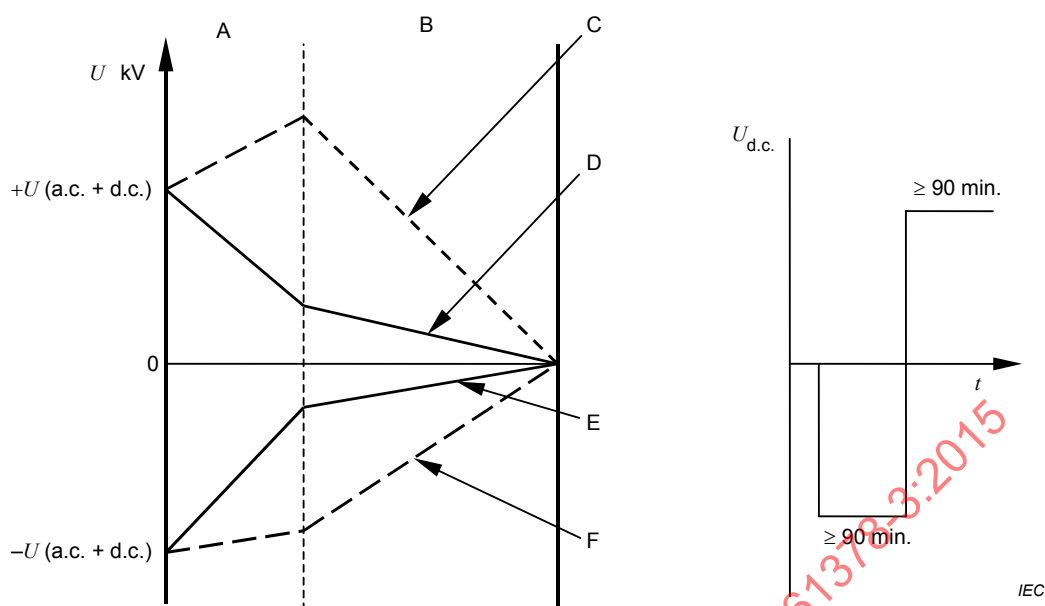
La Figure 17 représente un modèle utilisé pour simuler le système d'isolation. L'interface entre l'huile et la barrière de cellulose est supposée être une surface équipotentielle.

Les contraintes de courant continu et alternatif étant principalement déterminées par des paramètres indépendants, il est possible de supposer que tout champ de tension complexe peut être séparé en composantes alternatives et continues. Les contraintes liées à chaque tension peuvent être calculées séparément, et les deux contraintes peuvent être combinées pour donner une mesure de la contrainte réelle.

La Figure 18 donne une indication des contraintes de tension continue en régime établi et immédiatement après inversion de la polarité, c'est-à-dire les deux schémas de contrainte critique. Les contraintes maximales apparaissent lorsque le rapport de résistivité cellulose/huile est élevé.

En régime établi, la répartition de la tension continue est principalement résistive. En général, la résistivité est telle que la majeure partie de la chute de tension totale s'effectue à travers la cellulose. Associée à la composante alternative, la répartition dans le système composite est similaire à la ligne inférieure de la Figure 18. Ainsi, il se développe dans l'isolant solide une contrainte significative, principalement due à la tension continue appliquée.

Immédiatement après une inversion de polarité (la ligne supérieure de la Figure 18), la charge de la cellulose dans le sens opposé demeure mais est réduite par la répartition de la tension capacitive à l'échelon 2U (–U à +U). Il en résulte une augmentation significative de la tension à travers l'huile. Les valeurs de résistivité et de permittivité impliquées régissent cette tension temporaire à travers l'huile. Cette tension est normalement plus élevée que la tension à travers l'huile immédiatement après application de +U ou –U, mais elle est réduite à une valeur plus faible (principalement en tension alternative) en régime établi.



Légende

A – Cellulose

B – Huile

C – Répartition initiale après inversion

a.c. = courant alternatif

D – Répartition finale après inversion

E – Répartition finale avant inversion

F – Répartition initiale avant inversion

d.c. = courant continu

t – Temps

U – Tension

Figure 18 – Répartition des tensions avant et immédiatement après inversion de la polarité

8.2.2 Marges de sécurité diélectrique au cours des essais de courant continu de longue durée et d'inversion de la polarité

Les résistivités de l'huile et de la cellulose varient de manière significative et ceci affecte également les rapports de résistivité qui apparaissent en fonctionnement. Ceci soulève la question de savoir si les essais en usine sont représentatifs de conditions qui permettent de démontrer que, pour la conception, la marge de sécurité diélectrique est suffisante.

L'objectif de l'essai de source séparée de courant continu de longue durée est de démontrer qu'il existe une marge de sécurité suffisante sur les contraintes de fonctionnement en service à travers l'isolant en cellulose. L'essai est effectué à température ambiante et par conséquent le rapport de résistivité entre la cellulose et l'huile est comparativement élevé. Ceci donne lieu à des contraintes qui sont pour l'essentiel supérieures aux contraintes les plus sévères rencontrées en service. Des essais à haute température donnent une marge de sécurité inférieure.

L'objectif de l'essai d'inversion de polarité est de démontrer qu'il existe une marge de sécurité suffisante sur les contraintes de fonctionnement en service dans les canalisations d'huile. Cependant, la durée des contraintes d'inversion de polarité dans les conditions d'essai est discutable. Il a été démontré que les rapports de résistivité proches de 1:1 en service peuvent générer dans les canalisations d'huile des contraintes que l'essai d'inversion de polarité ne peut pas vérifier correctement. De ce fait, un nouvel essai de source séparée de courant alternatif, d'une durée de 1 h, avec mesurage des décharges partielles, a été introduit. Cet essai génère une contrainte de longue durée dans les canalisations d'huile, suffisante pour démontrer qu'il existe une marge de sécurité adéquate dans les conditions les plus défavorables obtenues en cas d'inversion de la polarité en service.

Les essais de tension continue doivent être réalisés à une température de $20\text{ °C} \pm 10\text{ °C}$ (voir 10.4.3.1 de l'IEC 61378-2:2001). Si les essais sont effectués immédiatement après l'essai de

cycle thermique, les constantes de temps, pour le chargement et le rechargement du système d'isolation, sont plus courtes, du fait des températures élevées. Ceci peut avoir pour effet un résultat incorrect de la démonstration des marges diélectriques.

Il est fait référence à 8.2.3 et au rapport du GTM 12/14.10 du CIGRE.

Les recommandations du rapport du CIGRE ont été incorporées dans les exigences d'essais diélectriques de l'IEC 61378-2. En résumé, l'IEC 61378-2 intègre trois essais diélectriques pour valider la structure d'isolation en courant continu des enroulements de valve:

- l'essai de longue durée de tenue à la tension de source séparée à courant continu;
- l'essai d'inversion de polarité;
- l'essai de tenue à la tension de source séparée à courant alternatif.

Le GTM A2/B4.28 du CIGRE a étudié de manière plus approfondie l'efficacité des essais d'inversion de polarité et en courant continu dans leur forme actuelle (voir Brochures techniques CIGRE 406 et 407). La question essentielle est de connaître la résistivité de l'huile.

Cette connaissance est essentielle car:

- la répartition des contraintes en régime établi dans les systèmes d'isolation du transformateur CCHT dépend de la conductivité du matériau;
- la résistivité de l'huile influence le temps dont a besoin le système d'isolation pour atteindre le régime établi et, par conséquent, l'efficacité des présents essais. Il est nécessaire que la durée des essais soit plus longue que celle permettant d'atteindre le régime établi.

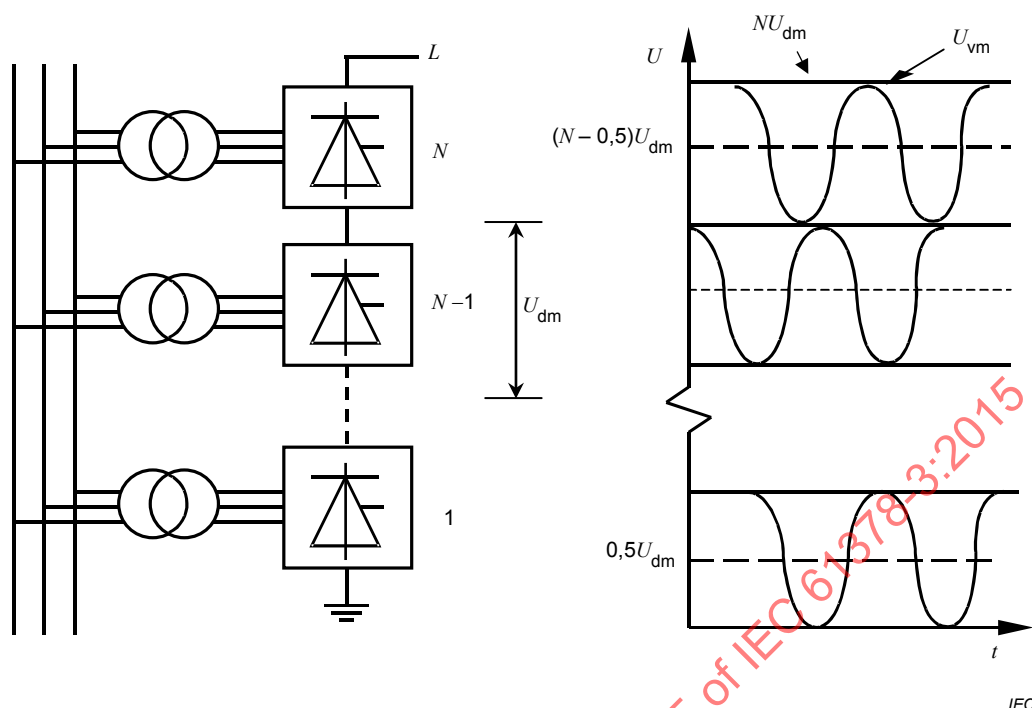
Le GTM A2/B4.28 du CIGRE a également déterminé que les fabricants et utilisateurs du transformateur CCHT ne mesurent pas la conductivité de l'huile de manière uniforme et cohérente (voir CIGRE Brochure 406).

La question de la conductivité de l'huile a été abordée dans le rapport du GTM A2/D1.41 du CIGRE "HVDC transformer insulation". La conductivité de l'huile et ses résultats seront reportés dans l'édition 2 de l'IEC 61378-2.

8.2.3 Commentaires sur les méthodes d'essais diélectriques

8.2.3.1 Généralités

La Figure 19 présente un schéma simplifié de la conversion courant alternatif/courant continu ainsi que la définition des tensions U_{vm} et U_{dm} telles que données dans l'IEC 61378-2.



Légende

L – Ligne t – Temps

Figure 19 – Conversion courant alternatif/courant continu – Schéma simplifié

8.2.3.2 Essai de tenue à la tension de source séparée à courant continu

Le niveau d'essai U_{dc} est exprimé dans l'équation de 8.2.3 de l'IEC 61378-2:2001.

Selon la Figure 19, la composante $(N - 0,5)U_{dm}$ est le niveau de tension continue de l'enroulement du transformateur.

La valeur de crête du niveau de tension alternative superposée est de $0,7 U_{vm}$. La constante 0,7 est le facteur de multiplication permettant d'obtenir cette valeur de crête de la tension alternative efficace entre phases.

En se fondant sur la même méthode que celle qui est utilisée pour établir les valeurs normales de l'essai de longue durée à courant alternatif, le multiplicateur 1,5 est appliqué pour obtenir la tension d'essai.

8.2.3.3 Essai d'inversion de polarité

Le niveau d'essai U_{pr} est exprimé dans l'équation de 8.2.4 de l'IEC 61378-2:2001.

Les principes mentionnés en 8.2.3.2 s'appliquent. Cependant, lorsque l'on considère la superposition d'un courant alternatif à la composante continue, cette dernière est doublée pour l'inversion de polarité et la composante alternative est additionnée mais non doublée. Ainsi, on additionne seulement la moitié de la composante alternative, ce qui donne le facteur de 0,35. Le résultat final est multiplié par 1,25 pour donner une marge de sécurité.

L'inversion de la polarité est effectuée dans les deux sens, positif vers négatif et inversement. En effet, la structure d'isolation n'est pas parfaitement symétrique et les effets des contraintes transitoires pendant l'inversion sont différents selon la polarité.

8.2.3.4 Essai de tenue à la tension de source séparée à courant alternatif

Le niveau d'essai U_{ac} est exprimé dans l'équation de 8.2.5 de l'IEC 61378-2:2001.

Le niveau d'essai de tension alternative correspond à la somme du niveau de tension continue de l'enroulement de valve et de la valeur de crête de la tension alternative phase – terre, le résultat étant divisé par $\sqrt{2}$ pour obtenir la valeur efficace. En se fondant sur la méthode de l'IEC 60076-3 utilisée pour établir la valeur normale de l'essai de longue durée à courant alternatif, le multiplicateur 1,5 est appliqué pour obtenir la tension d'essai.

Il convient de noter que cet essai ne remplace pas l'essai d'inversion de polarité. Il s'agit d'un essai supplémentaire réalisé pour les raisons décrites ci-dessus.

9 Pertes

9.1 Généralités

9.1.1 Considérations d'ordre général

Lorsqu'un courant alternatif circule à travers l'enroulement d'un transformateur, outre les pertes I^2R , il produit les pertes suivantes:

- des pertes par courants de Foucault dans les enroulements;
- des pertes par courants de Foucault dans les barres à fort courant éventuellement présentes;
- des pertes parasites dans les parties métalliques.

La connexion de court-circuit externe, à établir pour le mesurage des pertes dues à la charge, influence les résultats de mesure. Avant de commencer l'essai, il convient que le fournisseur et l'acheteur conviennent de la méthode de correction des résultats de mesure pour tenir compte des pertes et impédances du circuit d'essai.

Lorsque les appareils munis de transducteurs sont soumis aux essais de pertes dues à la charge, les grandeurs électriques peuvent ne pas être sinusoïdales. Avant de commencer l'essai, il convient que le fournisseur et l'acheteur conviennent de la méthode de correction des résultats de mesure.

Ces pertes sont générées de la manière suivante.

Un courant alternatif s'écoulant à travers un enroulement produit un flux magnétique alternatif. Ce flux alternatif induit des forces électromotrices dans tous les matériaux conducteurs qu'il rencontre. Ces forces électromotrices produisent des courants de Foucault dans tous les matériaux conducteurs et par conséquent elles génèrent des pertes par courants de Foucault et des pertes parasites.

Les forces électromotrices sont proportionnelles à la dérivée du flux magnétique. Si l'on considère un état sinusoïdal, les forces électromotrices sont proportionnelles à:

$$f \times B$$

où

f est la fréquence; et

B est la densité du flux magnétique.

L'amplitude des courants de Foucault induits est proportionnelle à:

$$(f \times B)/R$$

où R est la résistance rencontrée par les courants de Foucault.

Considérant que B est généralement proportionnelle au courant de l'enroulement I , dans ce cas les pertes par courants de Foucault sont proportionnelles à:

$$(f^2 \times B^2)/R \text{ et par conséquent } P_{\text{foucault}} = \text{constante} \times (f^2 \times I^2)/R \quad (1)$$

Ce rapport est également valide pour les pertes parasites dans les parties en acier de construction, si elles ne sont pas saturées.

9.1.2 Pertes et fréquence

Les courants de Foucault induits dans un matériau conducteur par un champ magnétique alternatif, se répartissent de manière non uniforme dans la section du conducteur et se concentrent à proximité de sa surface. Ce phénomène est appelé effet de peau ou effet pelliculaire.

La profondeur de pénétration des courants de Foucault dépend des caractéristiques électriques et magnétiques du matériau ainsi que de la fréquence du champ magnétique alternatif. Ce rapport peut être exprimé par la relation suivante:

$$\text{Profondeur de pénétration} = \frac{1}{\sqrt{\mu \times \pi \times f \times \sigma}} \quad (2)$$

où

μ est la perméabilité magnétique du matériau;

f est la fréquence;

σ est la conductivité électrique du matériau.

L'effet pelliculaire influence à son tour la valeur de la résistance du conducteur à une fréquence donnée. Ainsi, l'Équation (1) peut être reformulée de la manière suivante:

$$P_{\text{foucault}} = \text{constante} \times \frac{f^2 \times I^2}{R(f)} \quad (3)$$

La résistance du conducteur demeure constante jusqu'à une certaine fréquence (appelée fréquence de transition); si la fréquence augmente encore, la résistance augmente comme décrit par les formules données dans l'Annexe A de l'IEC 61378-1:2011.

Les pertes par courants de Foucault dans un conducteur donné augmentent en fonction du carré de la fréquence jusqu'à la fréquence de transition. Pour les fréquences plus élevées, le rapport est:

$$P_{\text{foucault}} \propto f^x \quad (4)$$

où x est $0,5 < x \leq 2$ et décroît constamment en fonction de l'augmentation de la fréquence.

La valeur de la fréquence de transition d'un conducteur spécifique dépend en grande partie des dimensions géométriques du conducteur proprement dit et par conséquent plus les dimensions sont importantes et plus la fréquence de transition est basse (voir l'Annexe A de l'IEC 61378-1:2011).

Les différents matériaux conducteurs à l'intérieur du transformateur peuvent être divisés en deux groupes:

- les conducteurs de l'enroulement, dont les dimensions sont en général ¹ comparables à la profondeur de pénétration à la fréquence fondamentale;
- les barres à fort courant et les parties en acier de construction, dont au moins une dimension est significativement plus élevée que la profondeur de pénétration à la fréquence fondamentale.

Les différences de géométrie entre ces deux groupes s'expriment par une correspondance différente entre pertes par courants de Foucault et fréquence. Les pertes par courants de Foucault dans les conducteurs de l'enroulement varient en fonction de f^2 , tandis que les pertes par courants de Foucault dans les barres à fort courant et dans les parties en acier de construction varient en fonction de $f^{0,8}$.

L'utilisation de deux exposants uniquement constitue une simplification par rapport aux explications données dans l'Annexe A de l'IEC 61378-1:2011. Toutefois, plusieurs mesurages et simulations ont montré que ces exposants étaient à la fois sûrs et raisonnables.

9.1.3 Partage de courant, pertes et point chaud dans les enroulements à fort courant

Les enroulements de valve des transformateurs de conversion destinés aux applications industrielles se caractérisent souvent par un petit nombre de spires et d'importants courants assignés (plusieurs kA au moins). Il en résulte souvent que l'enroulement de valve est à composer de plusieurs bobines couplées en parallèle.

A chaque fois qu'un enroulement est composé de bobines couplées en parallèle, le partage du courant total de l'enroulement est influencé par la réactance propre et la réactance mutuelle de chaque bobine, ainsi que par la charge des autres enroulements. En règle générale, les bobines exposées à un flux de fuite radial transportent un courant plus élevé que celles uniquement exposées à un flux de fuite axial.

Les valeurs de courant des bobines placées aux extrémités d'un enroulement de valve peuvent être égales à 1,2 à 1,7 fois la valeur du courant correspondant à un partage parfaitement uniforme entre les bobines. De plus, il doit être également noté que le partage du courant entre les brins formant les spires n'est pas uniforme, sauf si le partage du courant entre les brins est obtenu par une parfaite transposition ou à l'aide d'un câble continuellement transposé.

Cela signifie que ces enroulements présentent une différence entre la température du point chaud et l'échauffement moyen qui peut être sensiblement supérieure à celle des autres enroulements.

Par conséquent, un facteur de point chaud ne peut pas être pris en compte seul, et les pertes dues à la charge sont à calculer précisément. En particulier, il convient que le fabricant calcule:

- a) la perte I^2R due à un partage de courant non uniforme entre les bobines composant l'enroulement à fort courant;
- b) la perte I^2R due à un partage de courant non uniforme entre les brins composant les spires de chaque bobine;
- c) les pertes par courants de Foucault dans chaque brin composant les spires de chaque bobine.

¹ Les enroulements à feuilles sont une exception à cette règle (voir l'Équation (A.4) dans l'Annexe A de l'IEC 61378-1:2011).

Ces calculs peuvent être réalisés par des simulations de champ magnétique, qui tiennent compte des couplages entre les différentes bobines et les différents enroulements dans le transformateur, et de la variation sinusoïdale des courants dans le temps.

Il est nécessaire de procéder à une simulation pour chaque modèle de champ de fuite (voir 9.1.5).

9.1.4 Harmoniques de courant

Le courant harmonique augmente les pertes par courants de Foucault et les pertes parasites du transformateur. Ces augmentations peuvent atteindre des niveaux tels qu'ils peuvent entraîner une défaillance du transformateur.

Les convertisseurs auxquels les transformateurs sont couplés, agissent comme des sources de courants harmoniques. La caractéristique de ces harmoniques dépend de:

- la configuration du circuit de puissance du convertisseur;
- la technique de commande du convertisseur;
- l'interaction entre le convertisseur et le système auquel il est appliqué;
- les caractéristiques des composants de l'électronique de puissance.

Le fabricant du transformateur ne dispose pas des informations et des connaissances nécessaires lui permettant de prédire les harmoniques de courant générés par le convertisseur. En conséquence, l'IEC 61378-1 et l'IEC 61378-2 exigent qu'un spectre harmonique soit inclus dans la spécification en termes d'amplitude et de phase. Il incombe d'une part à l'acheteur de spécifier les harmoniques auxquels le transformateur sera soumis, et d'autre part au fabricant du transformateur de concevoir le transformateur en tenant compte des harmoniques ainsi spécifiés.

La série IEC 60146 identifie les différentes configurations de circuit de puissance des convertisseurs. Il a été attribué à chacune de ces configurations un indice de pulsation p , de façon à pouvoir prédire les harmoniques dont il convient en théorie de spécifier la présence.

Les développements actuels dans le domaine de l'électronique permettent d'appliquer des techniques de commande nouvelles, en temps réel, qui modifient de manière significative le comportement du convertisseur. Le résultat est qu'il est difficile d'établir avec certitude une relation claire entre la configuration du circuit de puissance du convertisseur et son indice de pulsation et par conséquent la valeur des harmoniques de courant.

9.1.5 Transformateurs à trois enroulements ou plus bobinés sur la même colonne de circuit magnétique

La description des dispositions d'enroulement et des champs de fuite est réalisée en utilisant un exemple de transformateurs à noyau. Les mêmes considérations peuvent être appliquées aux transformateurs cuirassés.

Dans un transformateur à deux enroulements, s'il n'est pas tenu compte du courant de magnétisation, les ampères-tours sont équilibrés. Les courants harmoniques circulant dans l'enroulement de valve sont équilibrés par les harmoniques (ayant la même amplitude unitaire réduite) dans les enroulements de ligne. Par conséquent le facteur d'accroissement des pertes par courants de Foucault est le même pour les enroulements de ligne et de valve.

Dans un transformateur à trois enroulements, il est notoire que la somme des ampères-tours de tous les enroulements est égale à zéro, et il est donc nécessaire d'étudier de manière détaillée la méthode de calcul du facteur d'accroissement des pertes par courants de Foucault de chaque enroulement.

Pour les transformateurs à trois enroulements de type à noyau, caractérisés par le couplage entre les enroulements de valve, il est possible d'identifier les configurations suivantes:

- a) couplage serré – deux enroulements de valve entrelacés et un enroulement de ligne;
- b) aucun couplage – deux paires d'enroulements de ligne-valve séparés par une culasse intermédiaire;
- c) couplage lâche :
 - transformateur biconcentrique avec un enroulement de ligne en position radiale entre les deux enroulements de valve;
 - deux enroulements de ligne en parallèle, l'un au-dessus de l'autre, chaque enroulement de ligne faisant face à un enroulement de valve.

Après avoir mesuré les harmoniques de courant au niveau des trois bornes du transformateur, il est possible d'observer que, alors que certains harmoniques injectés dans les enroulements de valve apparaissent sur la ligne avec une valeur réduite identique, d'autres harmoniques ne sont pas présents du côté ligne.

Par conséquent, il est possible de diviser les harmoniques injectés dans les enroulements de valve en deux groupes:

- 1) harmoniques en phase – il n'y a pas de déphasage entre ces harmoniques circulant dans les enroulements de valve; ils s'ajoutent et apparaissent du côté ligne;
- 2) les harmoniques en opposition de phase – il y a un déphasage de 180° entre ces harmoniques circulant dans les enroulements de valve; ils s'annulent et n'apparaissent pas du côté ligne ².

Les courants harmoniques en phase contribuent toujours à la valeur totale des pertes par courants de Foucault.

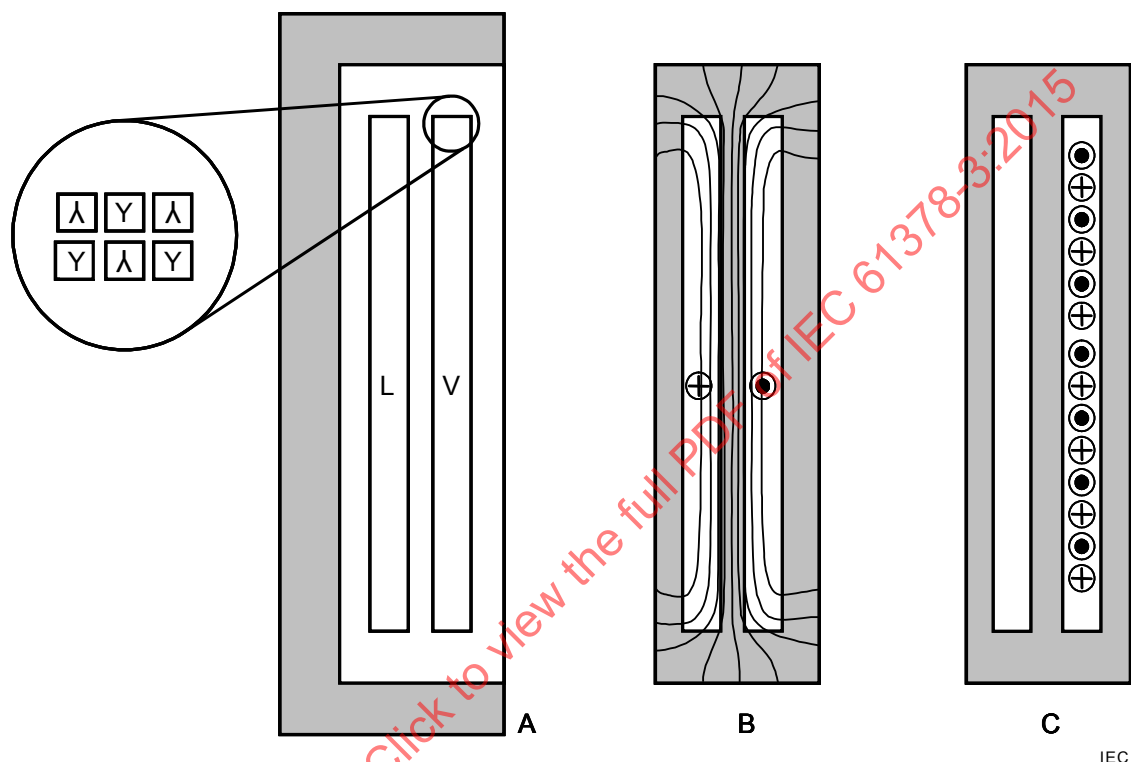
L'effet des courants harmoniques en opposition de phase est lié au couplage de l'enroulement de valve (voir 6.4 de l'IEC 61378-1:2011):

- a) couplage serré – les harmoniques en opposition de phase sont équilibrés entre les enroulements de valve entrelacés; ils génèrent un flux de fuite négligeable, de sorte qu'ils produisent uniquement des pertes I^2R dans les enroulements de valve (voir la Figure 20);
- b) aucun couplage – la culasse intermédiaire sépare les circuits magnétiques des deux paires d'enroulements valve-ligne; les harmoniques en opposition de phase sont équilibrés entre chaque couple d'enroulements valve-ligne de sorte qu'ils ne produisent que des pertes I^2R et des pertes par courants de Foucault, à la fois dans les enroulements de ligne et de valve (voir la Figure 21);
- c) couplage lâche obtenu avec des enroulements de valve biconcentriques – les harmoniques en opposition de phase ne circulent pas dans l'enroulement de ligne puisqu'ils sont équilibrés entre les enroulements de valve où ils produisent à la fois des pertes I^2R et des pertes par courants de Foucault (voir la Figure 22);
- d) couplage lâche obtenu avec deux enroulements de ligne en parallèle avec déplacement axial – les harmoniques en opposition de phase sont presque entièrement équilibrés entre chaque couple d'enroulements valve-ligne, de telle sorte que les mêmes considérations que pour les harmoniques sans couplage s'appliquent (voir la Figure 23). Toutefois, la répartition locale des pertes peut être sensiblement différente. Voir l'alinéa ci-dessous.

Si les redresseurs génèrent des courants harmoniques de sens opposé dans les enroulements de valve à couplage lâche, les champs de fuite magnétique qui en résultent présentent d'importantes composantes radiales au niveau des extrémités d'enroulement. Ces composantes radiales génèrent des pertes par courants de Foucault locales dans les parties les plus élevées et les plus basses de chaque enroulement de valve. La disposition des

² Comme dans les harmoniques paires dans un redresseur monoalternance à couplage en étoile double.

enroulements présentée à la Figure 23 exige une attention particulière en raison de la forte concentration de courant harmonique de certains rangs dans la partie la plus basse de l'enroulement de valve supérieur et dans la partie la plus élevée de l'enroulement de valve inférieur. Ces conditions de service ne peuvent pas être générées dans le cadre d'un essai d'échauffement normal si les valves ne sont pas couplées au transformateur. Par conséquent, si l'acheteur l'exige, les effets des harmoniques en opposition doivent être étudiés au moyen d'outils de simulation de champ magnétique appropriés afin de valider la solution de conception. Des considérations similaires, fondées sur le couplage mutuel des enroulements, s'appliquent lorsque plus de trois enroulements ou des transformateurs cuirassés sont étudiés.



Légende

A – Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau

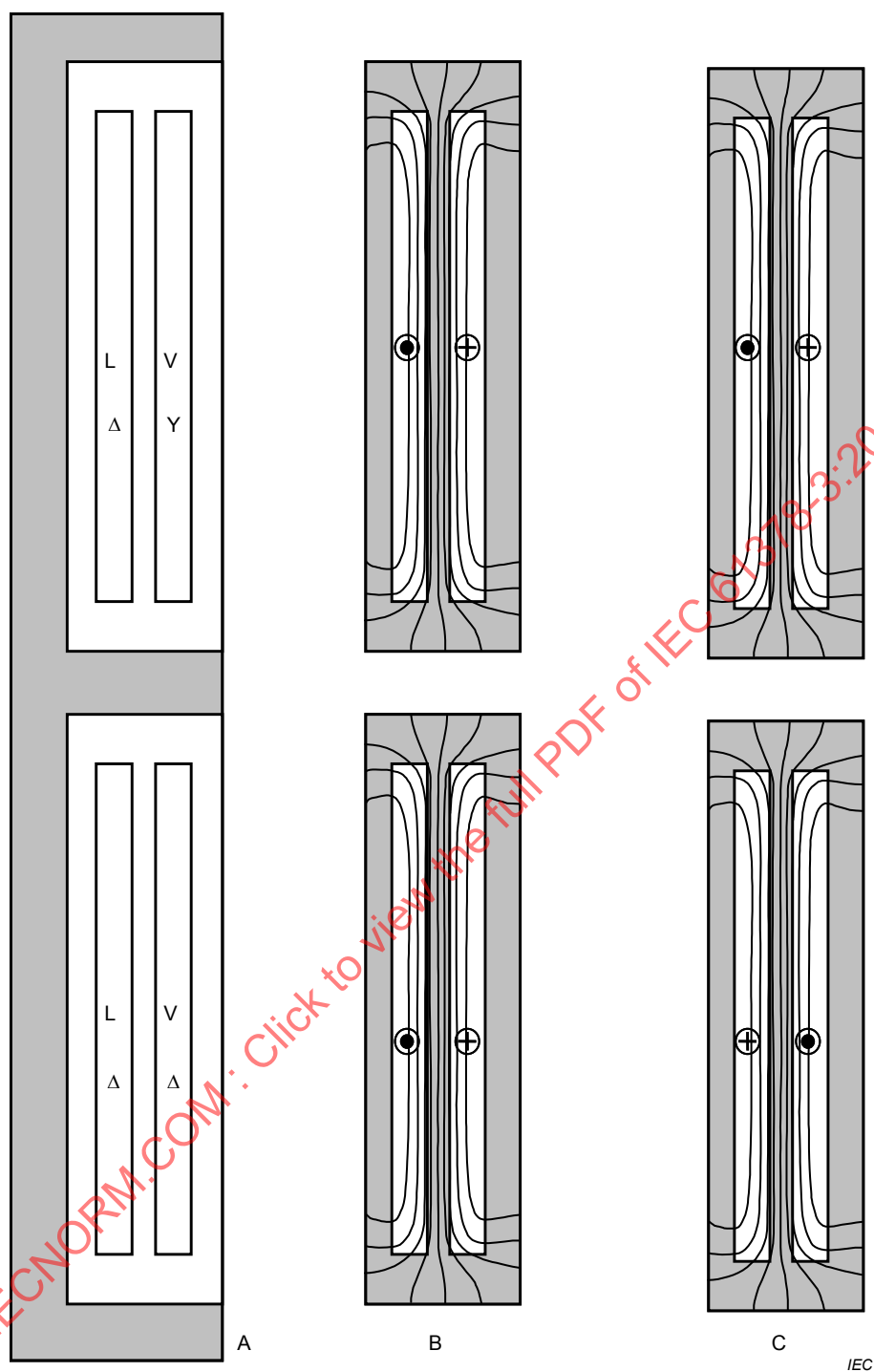
B – Flux de fuite produit par des harmoniques en phase

C – Flux de fuite produit par des harmoniques avec un déphasage de 180°

L – Enroulement de ligne

V – Enroulements de valve entrelacés

Figure 20 – Champs de fuite pour transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve à couplage serré



Légende

A – Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau

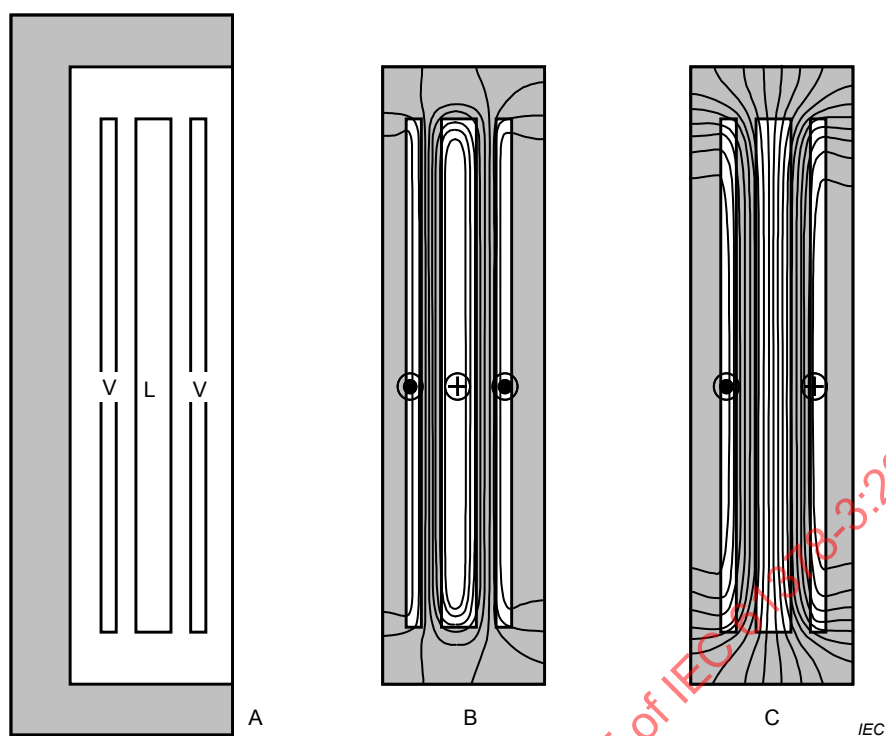
B – Flux de fuite produit par des harmoniques en phase

C – Flux de fuite produit par des harmoniques avec un déphasage de 180°

L – Enroulements de ligne

V – Enroulements de valve

Figure 21 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve sans couplage



Légende

A – Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau

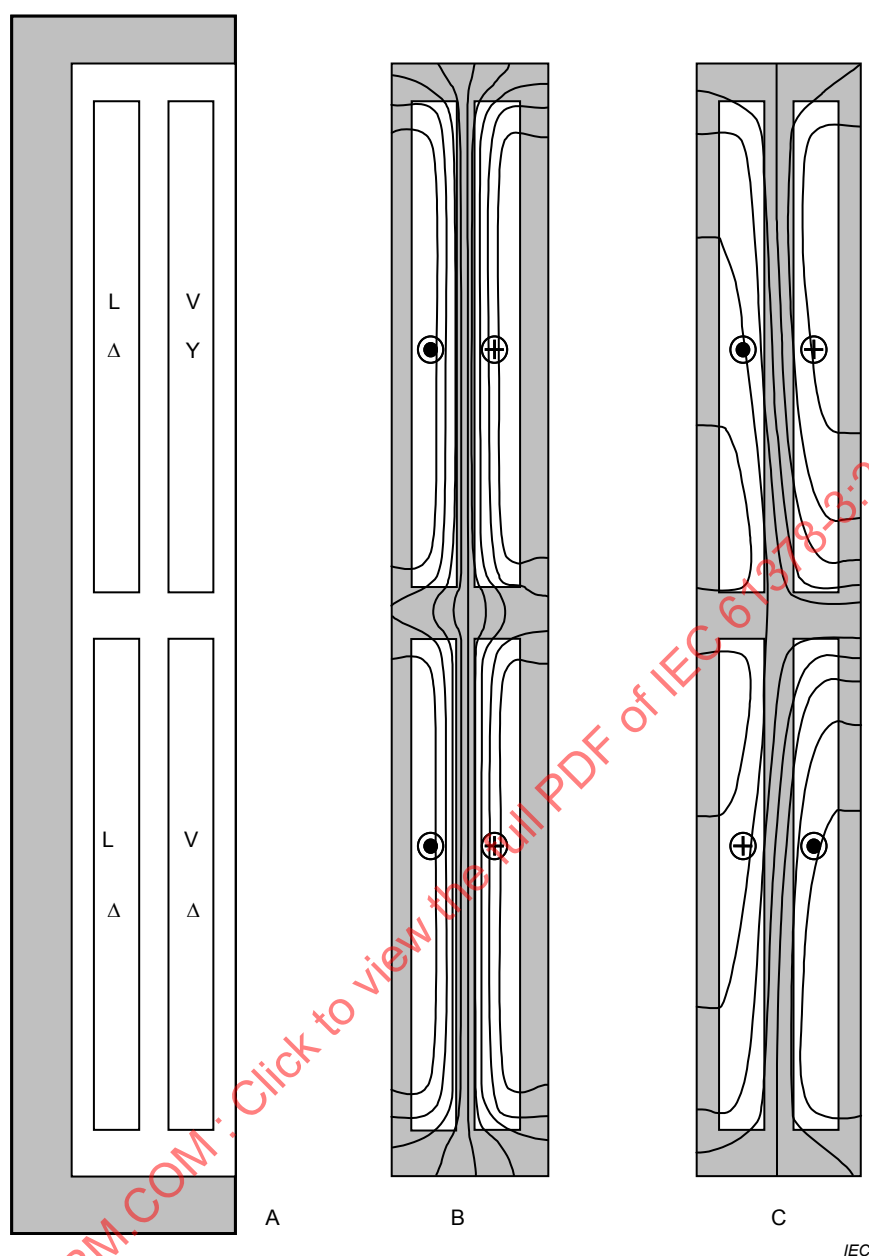
B – Flux de fuite produit par des harmoniques en phase

C – Flux de fuite produit par des harmoniques avec un déphasage de 180°

L – Enroulement de ligne

V – Enroulements de valve

Figure 22 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve biconcentriques à couplage lâche



Légende

A – Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau

B – Flux de fuite produit par des harmoniques en phase

C – Flux de fuite produit par des harmoniques avec un déphasage de 180°

L – Enroulement de ligne

V – Enroulements de valve

Figure 23 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve double étage à couplage lâche

9.1.6 Essais à double fréquence des transformateurs CCHT

La procédure se fonde sur la différence de comportement des pertes par courants de Foucault dans les enroulements et des pertes parasites dans les parties mécaniques, comme décrit en 9.1.1. En utilisant le mesurage à deux fréquences différentes, il est possible d'évaluer la répartition des pertes par courants de Foucault et des pertes parasites conformément à la procédure présentée en 10.3.2 de l'IEC 61378-2:2001. L'analyse a montré

qu'une précision raisonnable de la répartition est obtenue si les mesurages des pertes dues à la charge sont effectués à deux fréquences différentes, suffisamment séparées. Si l'un des mesurages est effectué à la fréquence industrielle, 50 Hz ou 60 Hz, le second mesurage doit être effectué à une fréquence supérieure ou égale à 150 Hz. Une source de tension pour le second mesurage de fréquence est normalement disponible étant donné que l'équipement d'essai de surtension induite peut être utilisé. Cette procédure n'est pas destinée à être utilisée pour les transformateurs objets de l'IEC 61378-1, utilisant une estimation théorique de la répartition des pertes par courants de Foucault.

La procédure à double fréquence implique:

- l'utilisation de techniques de mesure bien établies qui donnent lieu à une précision raisonnable de la répartition des pertes;
- d'éviter les mesurages dans la gamme des kHz;
- d'éviter une estimation théorique.

Exemple de calcul:

P_1 représente la perte totale en charge à 50 Hz

P_5 représente la perte totale en charge à 250 Hz

P_{WE1} représente la perte par courants de Foucault dans les enroulements à 50 Hz

P_{SE1} représente les pertes parasites dans les parties mécaniques à 50 Hz

$I_{LN}^2 R$ représente les pertes ohmiques au courant assigné

I_V représente le courant aux harmoniques v

f est la fréquence

Caractéristiques du transformateur:

$$P_1 = 449 \text{ kW} \qquad I_{LN}^2 R = 366 \text{ kW} \qquad P_5 = 1\,500 \text{ kW} \qquad (5)$$

ce qui donne les équations suivantes:

$$P_1 = I_{LN}^2 R + P_{WE1} + P_{SE1} \qquad (6)$$

$$P_5 = I_{LN}^2 R + P_{WE1} \left(\frac{f_5}{f_1} \right)^2 + P_{SE1} \left(\frac{f_5}{f_1} \right)^{0,8} \qquad (7)$$

En insérant les valeurs on obtient:

$$449 = 366 + P_{WE1} + P_{SE1} \qquad (8)$$

$$1\,500 = 366 + P_{WE1} \times (250/50)^2 + P_{SE1} \times (250/50)^{0,8} \qquad (9)$$

La résolution des Équations (4) et (5) donne $P_{WE1} = 39 \text{ kW}$ et $P_{SE1} = 44 \text{ kW}$

Estimation des pertes en service:

Spectre harmonique (voir Tableau 2 ci-après):

Tableau 2 – Données pour le calcul des pertes dues à la charge avec les courants harmoniques

$\left(\frac{f_v}{f_1}\right)$	$\left(\frac{I_v}{I_{LN}}\right)$	$\left(\frac{f_v}{f_1}\right)^2$	$\left(\frac{f_v}{f_1}\right)^{0,8}$	$\left(\frac{I_v}{I_{LN}}\right)^2$
1	0,96	1	1	0,92
5	0,18	25	3,62	0,032
7	0,12	49	4,74	0,014
11	0,06	121	6,81	0,003 6
13	0,05	169	7,78	0,002 5
17	0,03	289	9,64	0,000 9
19	0,02	361	10,5	0,000 4

Pertes en service:

$$P_N = I_{LN}^2 R + P_{WE1} \times \sum_1^v \left(\left(\frac{I_v}{I_{LN}} \right)^2 \times \left(\frac{f_v}{f_1} \right)^2 \right) + P_{SE1} \times \sum_1^v \left(\left(\frac{I_v}{I_{LN}} \right)^2 \times \left(\frac{f_v}{f_1} \right)^{0,8} \right) \quad (10)$$

L'équation peut être écrite de la manière suivante:

$$P_N = I_{LN}^2 R + F_{WE} \times P_{WE1} + F_{SE} \times P_{SE1} \quad (11)$$

où F_{WE} et F_{SE} sont des facteurs d'accroissement tels que décrits dans l'IEC 61378-2.

En insérant les valeurs on obtient:

$$P_N = 366 + 39(0,92 \times 1 + 0,032 \times 25 + 0,014 \times 49 + 0,003 6 \times 121 + 0,002 5 \times 169 + 0,000 9 \times 289 + 0,000 4 \times 361) + 44(0,92 \times 1 + 0,032 \times 3,62 + 0,014 \times 4,74 + 0,003 6 \times 6,81 + 0,002 5 \times 7,78 + 0,000 9 \times 9,64 + 0,000 4 \times 10,5) = 366 + 3,67 \times 39 + 1,17 \times 44 = 560 \text{ kW} \quad (12)$$

9.1.7 Transformateurs ayant plus d'une partie active dans la même cuve

Un transformateur de conversion pour applications industrielles peut par exemple loger dans la même cuve un autotransformateur de réglage (couplé à la ligne) qui alimente deux transformateurs abaisseurs à rapport fixe (couplés aux redresseurs).

Les enroulements de valve de ces deux transformateurs sont déplacés de 30° et chacun d'entre eux alimente un pont hexaphasé.

Chaque transformateur abaisseur est soumis à des harmoniques dus au fonctionnement hexaphasé (harmonique de rang = $6 \times k \pm 1$ avec $k = 1, 2, 3, \dots$).

Cependant les deux systèmes hexaphasés sont déphasés de 30° afin d'obtenir un fonctionnement dodécaphasé du côté ligne. Par conséquent, les harmoniques de l'autotransformateur correspondent au fonctionnement dodécaphasé (harmonique de rang = $12 \times k \pm 1$, avec $k = 1, 2, 3, \dots$).

Le facteur d'accroissement des pertes par courants de Foucault pour les enroulements de l'autotransformateur est donc inférieur à celui des transformateurs abaisseurs, du fait de la suppression des harmoniques de 5^{ème} rang et de 7^{ème} rang.

Les facteurs d'accroissement des pertes parasites diffèrent également. Toutefois, seule la somme des pertes parasites dues à toutes les parties actives peut être déduite des mesurages.

Il est raisonnable de supposer que chaque partie active génère une fraction des pertes parasites totales qui est proportionnelle au produit de sa puissance assignée et de son impédance de court-circuit (réduite).

Il n'est possible d'appliquer l'IEC 61378-1, avec la modification ci-dessus, pour le calcul du facteur d'accroissement des pertes parasites, que lorsque le spectre de courant harmonique est spécifié pour tous les enroulements d'un transformateur ayant plus d'une partie active.

9.1.8 Transformateurs couplés à un convertisseur de source de tension

9.1.8.1 Généralités

Il peut être possible (grâce à des filtres, à une stratégie de commutation et à la technologie) de maintenir les harmoniques de courant et/ou de tension dans les limites définies au 4.2 de l'IEC 60076-1: 2011. Toutefois, il convient de ne pas supposer ce type de situation, mais de le vérifier au cas par cas.

9.1.8.2 Pertes à vide

Si les harmoniques de tension dépassent les niveaux définis au 4.2 de l'IEC 60076-1:2011, il devient nécessaire de bien tenir compte des pertes par courants de Foucault supplémentaires dans les tôles magnétiques de noyau et de l'augmentation de l'hystérésis et des pertes anormales dues aux boucles BH mineures. L'hystérésis et les pertes anormales étant des phénomènes non linéaires, il est impossible de les calculer par analyse des harmoniques. Cette augmentation des pertes peut se traduire par la nécessité de diminuer l'induction du noyau et/ou d'améliorer le refroidissement du noyau.

9.1.8.3 Pertes dues à la charge

Si les harmoniques de courant dépassent les niveaux définis au 4.2 de l'IEC 60076-1:2011, il convient d'appliquer les mêmes considérations que celles formulées pour les transformateurs de conversion couplés par le réseau.

9.2 Essais thermiques

9.2.1 Généralités

La base de l'essai d'échauffement pour les transformateurs de conversion est de tenir compte des effets des harmoniques de courant sur les pertes par courants de Foucault et les pertes parasites en augmentant de manière appropriée les pertes et le courant d'essai sinusoïdal.

9.2.2 Calcul des courants d'essai et pertes pour les transformateurs industriels

En complément des descriptions déjà fournies dans l'IEC 61378-1, il est important de noter que la prise en compte de transformateurs ayant plus d'une partie active peut soulever les problèmes suivants:

- du fait de la suppression des harmoniques, une partie active peut avoir un courant assigné et un facteur d'accroissement F_{WE} bien inférieurs à ceux des autres, ce qui peut entraîner une surcharge de cette partie active au cours de l'essai d'échauffement;

- l'intercouplage des enroulements appartenant à des parties actives différentes affecte, par résistance, les mesurages d'échauffement.

Il convient de résoudre ces deux problèmes par accord entre le fabricant du transformateur et le client, lors de la conclusion du contrat.

9.2.3 Calcul des pertes et courants d'essai pour les transformateurs CCHT

Les pertes dues à la charge en service sont estimées sur la base de la procédure décrite en 9.1.5.

Pour simuler les pertes dues à la charge en service pendant l'essai de cycle thermique, on utilise un courant de charge équivalent qui est dérivé des résultats des mesurages de l'essai à double fréquence.

Si l'on prend l'exemple de calcul de 9.1.5

Les pertes dues à la charge à la fréquence fondamentale: $P_1 = 449 \text{ kW}$ et (13)

Les pertes dues à la charge en service: $P_N = 560 \text{ kW}$ (14)

De ce qui précède, on obtient le courant d'essai équivalent:

$$I_{eq} = I_1 \times \left(\frac{560}{449} \right)^{0,5} = 1,12 \times I_1 \text{ A} \quad (15)$$

Voir l'équation donnée au 10.5 de l'IEC 61378-2:2001.

9.2.4 Considérations relatives au point chaud et aux limites des essais thermiques

L'IEC 61378-1 et l'IEC 61378-2 définissent les valeurs d'un courant sinusoïdal efficace à une fréquence industrielle (dans un enroulement particulier) qui produit des pertes totales équivalentes à celles d'une charge harmonique de l'enroulement. Les pertes par courants de Foucault, avec des harmoniques, augmentent dans les zones extrêmes de l'enroulement et un essai utilisant un courant sinusoïdal est incapable de reproduire les modèles de champs de fuite qui apparaissent en service. En résumé, il convient donc de noter que ce courant d'essai équivalent ne produit pas dans l'enroulement la répartition locale des pertes qui apparaît dans les conditions de charge harmonique.

L'attention est particulièrement attirée sur le fait que la température de point chaud et sa localisation, déterminées par un essai d'échauffement avec un courant sinusoïdal, ne sont pas nécessairement les mêmes que celles qui sont rencontrées pendant le service en conversion. Par conséquent, du fait de la procédure d'essai, il convient d'éviter, au cours de l'essai, toutes contraintes thermiques au-delà de celles qui apparaissent en service. Il convient que l'utilisation de capteurs à fibres optiques à l'intérieur des enroulements soit un outil utile pour la vérification du comportement thermique de l'appareil soit au cours de l'essai thermique, soit en service à vide.

9.2.5 Considérations relatives à l'essai d'échauffement des transformateurs industriels

9.2.5.1 Assemblages de barres pour court-circuiter l'enroulement de valve pendant l'essai

La disposition géométrique et dynamique des barres pour court-circuiter l'enroulement de valve influence:

- les pertes dues à la charge mesurées et l'impédance de court-circuit;

- les points chauds de la cuve à proximité des barres;
- le partage de courant entre les barres couplées à la même phase;
- le temps nécessaire à l'ouverture du court-circuit à la fin de l'échauffement.

Les trois premiers points peuvent être traités par des simulations magnétothermiques 3D. Le dernier point peut l'être en raccourcissant une partie des barres à l'aide de plaques maintenues en place par des éléments de pression (plutôt que des boulons) de manière à pouvoir le retirer rapidement.

9.2.5.2 Transformateurs dotés de transducteurs intégrés

Pendant le service, les transducteurs sont couplés en série à des diodes et, par conséquent, fonctionnent avec des courants unidirectionnels uniquement. S'ils sont maintenus dans le circuit pendant les pertes dues aux charges et les essais d'échauffement, ils fonctionnent avec des courants bidirectionnels et des pertes dans le fer plus importantes. L'Annexe G de l'IEC 61378-1:2011 décrit plusieurs moyens de résoudre ce problème.

9.2.5.3 Essai combiné avec redresseur

Parfois, le transformateur est soumis à essai pendant qu'il est raccordé à son redresseur.

L'hypothèse est que cet essai combiné est plus proche des conditions de fonctionnement réelles (que les essais individuels).

Toutefois, lors de cet essai combiné, le redresseur est court-circuité. Dans ces conditions, les courants qui passent par les enroulements du transformateur sont presque sinusoïdaux (au lieu d'être proches d'une onde carrée dans le cadre d'un fonctionnement à charge réelle).

Par conséquent, cet essai combiné n'est pas représentatif des conditions de fonctionnement, et n'est pas recommandé car:

- il ne permet pas de mesurer les pertes de manière plus réaliste;
- il est impossible de répartir les pertes dues à la charge entre le redresseur et le transformateur;
- le fait de coupler les bornes de valve au redresseur rend plus difficile le mesurage de l'échauffement de l'enroulement de valve par la méthode de résistance.

9.2.6 Points chauds de la cuve dans les transformateurs industriels

Les enroulements de valve des transformateurs industriels transportent des courants importants (de quelques kA à 100 kA – 150 kA).

Ces courants peuvent générer des points chauds concentrés sur la cuve, susceptibles de détériorer prématurément les joints, la peinture ou les matériaux proches.

Une fois le transformateur construit, il est très difficile de remédier à ces points chauds. Ce problème peut être résolu dans de meilleures conditions au stade de la conception, par une simulation magnétothermique 3D (voir Annexe F de l'IEC 61378-1:2011).

10 Noyau et aspects liés au niveau de bruit

10.1 Noyau

10.1.1 Caractéristiques de construction

10.1.1.1 Noyaux de la partie active du transformateur

La conception des circuits magnétiques est généralement la même pour les transformateurs de conversion et les transformateurs de puissance alternative conventionnels. Il peut être utilisé des constructions de type à noyau et de type cuirassé, en triphasé et monophasé, incorporant une des multiples dispositions habituelles de culasses et de colonnes bobinées et non bobinées, comme décrit dans l'IEC 60076-8.

Le type et la conception du noyau sont généralement décidés par le fabricant du transformateur. Le but est de réaliser la meilleure conception technique possible. Cependant la conception du noyau peut également être influencée par les spécifications de l'acheteur, par exemple pour des raisons de compatibilité ou d'interchangeabilité avec des équipements existants.

Les matériaux du noyau, les configurations des colonnes et des culasses, les structures de serrage et de support, les systèmes d'isolation du noyau, les mesures de contrôle du flux, etc., suivent en général l'état de l'art applicable aux transformateurs de puissance en courant alternatif.

10.1.1.2 Noyaux des transducteurs placés dans une unité

Dans les transformateurs redresseurs assurant un processus d'électrolyse, les transducteurs sont souvent utilisés pour la régulation rapide et sans échelon de la tension continue. Ces transducteurs sont construits avec des noyaux de tôles feuilletées, le principe de commande du transducteur impliquant de magnétiser le noyau jusqu'à saturation complète. Cela crée des niveaux sonores significatifs dus à des forces de magnétostriction élevées dans les noyaux de transducteur eux-mêmes.

10.1.1.3 Noyaux des transformateurs interphases à l'intérieur de la cuve

Un transformateur interphase (IPT – interphase transformer) est une bobine d'inductance spéciale généralement couplée entre les neutres des enroulements de valve en étoile d'un transformateur de redresseurs monoalternance et la charge en courant continu (voir Figure 5).

Les transformateurs interphases permettent d'optimiser le fonctionnement parallèle des convertisseurs couplés par le réseau, la plupart du temps la mise en parallèle de redresseurs à 3 impulsions. Pour les redresseurs à impulsions plus élevées (six, douze, etc.), l'impédance des différents composants du circuit peut être suffisante.

Selon le type de transformateur interphase, un seul noyau "bobiné" ou "monté sur barre" ou des constructions de type cuirassé peuvent être utilisés.

Le type de transformateur interphase et son type de noyau ainsi que la conception de noyau sont décidés par le fabricant du transformateur en tenant compte:

- a) de la différence de tension entre les neutres des enroulements de valve;
- b) du courant assigné continu;
- c) du déséquilibre entre les courants neutres (qui peuvent exiger la présence d'entrefer).

Les enroulements ou assemblages montés sur barre des transformateurs interphases sont assemblés de manière à générer des forces magnétomotrices opposées qui s'annulent lorsque les courants continus sont équilibrés.

Un noyau à cinq colonnes pour la partie active du transformateur peut représenter une variante à l'utilisation du transformateur interphase. Toutefois, il convient de veiller particulièrement à limiter les déséquilibres entre les courants neutres.

10.1.2 Effets des harmoniques sur les noyaux de la partie active du transformateur

Pour les convertisseurs commutés par le réseau, lorsque le rapport entre la puissance de court-circuit du réseau et la puissance du convertisseur est important (supérieur à 10), la tension côté ligne est proche d'une forme sinusoïdale. La tension côté valve, quant à elle, s'éloigne de la forme sinusoïdale à cause de la chute de tension interne dans le transformateur.

Lorsque la tension est de forme sinusoïdale, la majeure partie du flux magnétique a également une allure sinusoïdale, donnant lieu à des pertes à vide et des courants magnétisants similaires à ceux qui sont générés en fonctionnement normal avec courant alternatif. L'effet du courant de polarisation continu sur les courants du côté ligne et/ou du côté valve est présenté en 10.1.3.

Pour les valves à commutation forcée, la tension appliquée peut s'écarter d'une forme sinusoïdale vraie et les harmoniques de la tension ont un effet sur le résidu harmonique du flux magnétique à considérer en prenant en compte les différentes composantes des pertes à vide (pertes par courants de Foucault, hystérésis et pertes anormales dans les tôles magnétiques du noyau).

10.1.3 Effet de la tension de polarisation continue sur les principaux noyaux de la partie active

Plusieurs sources peuvent être à l'origine des faibles courants de polarisation continus circulant dans le ou les enroulements de valve. De légères différences dans le fonctionnement des valves peuvent donner lieu à de faibles courants résiduels, de nature continue, circulant dans le ou les enroulements de valve. Des différences de potentiel entre le neutre du côté ligne et le point de mise à la terre de l'enroulement du côté ligne qui est couplé en étoile, donnent lieu à une polarisation continue dans l'enroulement de ligne. Ces différences de potentiel peuvent avoir pour origine le point de mise à la terre adjacent du réseau continu, lorsqu'il transporte du courant, par exemple un réseau avec retour à la terre.

La polarisation continue a un effet sur le flux magnétique en tant que composante unipolaire. Il s'agit de maintenir la composante unipolaire aussi faible que possible afin d'éviter les effets significatifs sur les pertes à vide.

Une polarisation continue augmente également le niveau de bruit à partir d'une saturation unilatérale des tôles magnétiques du noyau (voir l'IEC 60076-10-1).

10.1.4 Résumé sur les noyaux

Pour les appareils CCHT, la différence principale pour le noyau entre fonctionnement en convertisseur et fonctionnement conventionnel en courant alternatif est qu'il est soumis à un courant de polarisation continu, qui est à limiter au niveau du système.

Pour les appareils industriels, la principale différence pour les noyaux entre fonctionnement en convertisseur et fonctionnement conventionnel en courant alternatif peut être la présence de:

- transducteurs qui rendent difficiles les essais dans les conditions de courant alternatif;
- transformateurs interphases qui ne peuvent pas fonctionner (et donc être soumis à essai) sans être couplés à un convertisseur.

10.2 Niveau de bruit

10.2.1 Généralités

Dans le contexte d'une demande toujours plus exigeante, il convient que les niveaux de bruit des équipements en service n'atteignent pas des valeurs qui dépassent les niveaux acceptables du point de vue environnemental.

Dans la pratique, ces niveaux sont en général imposés par les autorités gouvernementales et autres autorités réglementaires. Ils s'appliquent principalement au poste de conversion dans son ensemble et non à des éléments individuels de l'installation. Les niveaux de bruit peuvent faire référence à un ou plusieurs points de mesure à la périphérie de l'installation, en général à sa frontière.

Par conséquent, lorsqu'il est spécifié un niveau global de bruit à un poste de conversion, outre les autres éléments individuels de l'installation, on doit dériver pour chaque transformateur une valeur de niveau de bruit. La valeur obtenue représente le niveau de bruit admissible maximal du transformateur, autorisé en service.

Contrairement aux transformateurs de puissance conventionnels, fonctionnant en courant alternatif, le niveau de bruit des transformateurs de conversion dépend de ce qui suit:

- En fonctionnement, un transformateur de conversion peut faire l'objet d'une large gamme de tensions et de courants harmoniques de diverses grandeurs, outre le courant et la tension de polarisation continue.
- En leur présence, les transducteurs et/ou transformateurs interphases sont les principales sources de bruit dans les transformateurs de conversion. Différentes solutions de conception des noyaux des transformateurs interphases peuvent avoir des effets significatifs sur la génération de bruit (ces effets ne pouvant toutefois pas être quantifiés précisément). Les mêmes considérations ne s'appliquent pas aux transducteurs devant fonctionner dans des conditions saturées.
- En spécifiant un niveau de bruit maximal admissible sur le site dans son ensemble cela pose le double problème de la détermination de la contribution admissible réelle d'un transformateur et celui de savoir si cette valeur ne sera pas ou n'a pas été dépassée.

À l'heure actuelle, il n'y a pas de méthode d'essai normalisée permettant de déterminer la caractéristique de bruit en charge d'un transformateur de conversion sur le site, et de la comparer à une valeur limite de bruit spécifiée sur le site.

La pratique normalisée pour les transformateurs CCHT est actuellement que les acheteurs spécifient un niveau de bruit mesuré qui est obtenu en usine lors d'un essai à vide assigné à la fréquence fondamentale.

Pour les transformateurs industriels utilisant des transducteurs et/ou des transformateurs interphases, le noyau de la partie active n'est pas la principale source de bruit dans le fonctionnement du redresseur. Par conséquent, la spécification d'un faible niveau de bruit à mesurer en usine lors de l'essai à vide à la fréquence fondamentale ne garantit pas le même niveau de bruit faible en fonctionnement sur site.

10.2.2 Considérations de base

10.2.2.1 Sources sonores

Le bruit émis par les transformateurs conventionnels est principalement dû aux effets de magnétostriction dans le noyau et les écrans magnétiques feuilletés. Il existe une composante sonore supplémentaire, moins importante mais cependant significative, due aux forces électromagnétiques présentes dans les enroulements, la cuve et autres parties mécaniques, y compris les écrans non magnétiques.

La composante sonore de la magnétostriction dépend de plusieurs facteurs, notamment l'amplitude et la fréquence de l'induction magnétique. D'autres détails de la conception du noyau tels que les caractéristiques noyau-plateau, les proportions et la masse du noyau, la construction et la qualité de construction du noyau, les méthodes et pressions de serrage du noyau, sont également des facteurs de contribution significatifs. Étant donné que la magnétostriction est indépendante du sens d'orientation positive ou négative, la fréquence fondamentale du bruit est égale à deux fois la fréquence de la tension appliquée.

Dans les noyaux des transformateurs interphases d'un pont unidirectionnel hexaphasé, la fréquence de la différence des tensions neutres est égale à trois fois la fréquence de la tension du réseau et à six fois la fréquence fondamentale du bruit.

Pour une conception donnée, la magnétostriction est fonction de la valeur instantanée de l'induction magnétique. Cela signifie que le niveau de bruit dépend du degré de magnétisation. Un transformateur fonctionnant en surexcitation émet un bruit plus élevé que s'il fonctionne en excitation normale.

Dans un transformateur de conversion ayant un léger courant de polarisation continu, la courbe temps/induction passe d'une allure symétrique autour d'une valeur zéro à une augmentation de l'amplitude d'induction dans un sens et une réduction de cette amplitude dans l'autre sens. Le décalage du modèle de flux est également reflété sur le modèle temps – magnétostriction et par conséquent également sur le modèle de bruit. En général, pour une polarisation continue, il y aura augmentation du niveau de bruit.

Le bruit imputable aux forces électromagnétiques résulte de la charge. Ces forces sont proportionnelles au carré des courants et la fréquence de bruit et les amplitudes qui en résultent sont proportionnelles au carré des vibrations générées par ces forces. En fonctionnement en conversion, avec un degré élevé d'harmoniques de courant, ces derniers contribuent aux forces électromagnétiques. Les fréquences des composantes de bruit générées par les harmoniques sont dans une plage de sensibilité plus grande pour l'oreille humaine, et elles sont par conséquent perceptibles à l'écoute.

Le niveau de bruit des transducteurs à courant de charge est en général plus élevé que le bruit de la partie active du transformateur. En charge, le bruit ne peut pas être mesuré dans les mêmes conditions qu'en service (à cause du courant bidirectionnel lors des essais par rapport au courant unidirectionnel en service). Par conséquent, aucune méthode fiable ne permet de calculer le niveau de bruit de ces appareils.

10.2.2.2 Mesurage du bruit

Les problèmes auxquels sont confrontés les acheteurs et les fournisseurs en ce qui concerne les niveaux de bruit des transformateurs de conversion sont de deux types: soit de pouvoir mesurer et quantifier la quantité de bruit émanant d'un transformateur de conversion en charge, soit d'être capable de prédire son niveau de bruit en service sur la base des essais de niveau de bruit effectués en usine. Comme indiqué précédemment, ce problème est compliqué par:

- la difficulté d'isoler la source des bruits générés par le transformateur de conversion sur le site, des autres bruits environnants, et
- la difficulté de prédire les performances de bruit en charge, en service, d'un transformateur de conversion sur la base des mesurages de niveau de bruit effectués en usine lors d'essais à vide. En d'autres termes, être capable de réaliser un accroissement du niveau de bruit à vide en usine pour tenir compte des contributions de bruit supplémentaires dues au fonctionnement à la tension et au courant assignés en charge, sur le site, qui résultent des harmoniques et de toute polarisation de tension continue et, de plus, pour les transformateurs industriels,
- le niveau de bruit des transformateurs interphases ne peut pas être mesuré en laboratoire dans les conditions de charge sinusoïdale conventionnelles, et

- pour les transducteurs et les transformateurs interphases, le bruit généré est fonction du courant de charge et de paramètres système indépendants du transformateur.

À l'heure actuelle, la méthode couramment utilisée pour comparer les quantités de bruit est la méthode de la «puissance acoustique». Cette méthode fournit tout simplement une valeur de référence de la puissance acoustique d'une «source de bruit». Aucune référence supplémentaire n'est requise, comme par exemple, la distance ou d'autres sources de bruit parasites.

Il n'est pas possible de mesurer directement la «puissance acoustique». Elle ne peut qu'être déduite des mesurages de «pression acoustique» ou «d'intensité acoustique». À l'heure actuelle, presque tous les mesurages de bruit sont effectués en mesurant la «pression acoustique». Ceci ne fournit qu'une indication de l'amplitude de «puissance acoustique». Cependant, «l'intensité acoustique» fournit des indications relatives à l'amplitude et au sens de la «puissance acoustique»: pour cette raison, cette méthode peut être recommandée pour vérifier les performances acoustiques sur le site.

Les deux méthodes de mesure font référence à l'IEC 60076-10 à laquelle il convient de continuer de se référer.

11 Spécification du transformateur

11.1 Généralités

Il incombe aux acheteurs d'élaborer les spécifications du transformateur. L'objectif de la spécification du transformateur est de définir avec précision et sans aucune ambiguïté l'ensemble des exigences techniques et contractuelles requises pour l'achat d'un transformateur auprès d'un fournisseur. En règle générale, la spécification est produite par l'acheteur; cependant si cela n'est pas possible, une spécification convenable peut être obtenue auprès d'un fournisseur ou d'une source indépendante telle qu'un consultant ou autre prestataire spécialisé. Une autre solution consiste pour l'acheteur à élaborer cette spécification en collaboration avec l'une des parties ci-dessus.

Le présent article met l'accent sur certaines des fonctionnalités les plus importantes à prendre en compte et à inclure dans une spécification de transformateurs de conversion industriels et CCHT. Il n'est pas possible de couvrir tous les aspects impliqués. Dans de telles situations, il est recommandé aux acheteurs potentiels de discuter avec leurs fournisseurs éventuels ou autres prestataires spécialisés en ce qui concerne les problèmes qu'ils seraient incapables de résoudre ou de spécifier.

La plupart des points soulevés seront liés au site et au réseau, cependant, par ailleurs, de nombreux aspects auront déjà été traités par des normes IEC, nationales ou industrielles. Il convient dans toute la mesure du possible de les utiliser car elles offrent un certain niveau de garantie de performance et d'essais en service éprouvés.

Outre l'emploi de normes reconnues, il est essentiel d'utiliser des matériaux et des composants éprouvés, ainsi que des méthodes et des procédures d'assurance qualité exigeantes pendant la fabrication, les essais et la mise en marche. Lorsqu'il est adopté des dérogations par rapport aux pratiques normalement acceptées et éprouvées, il est impératif d'examiner et d'évaluer soigneusement toute innovation. Il faut à tout moment garder à l'esprit que les spécifications ne sont pas constantes, ce qui signifie qu'elles sont soumises à des modifications externes. Elles sont influencées par des changements économiques, techniques, politiques et environnementaux et encore plus par l'expérience passée. Même dans le cas d'achats répétés, il convient de réviser la spécification initiale avant de la réutiliser. Il convient toujours de saisir toute occasion pour améliorer une spécification. La force première est souvent l'expérience passée dans les domaines de la conception et de la fabrication, mais également en service. En outre, depuis la dernière spécification, il est possible que de nouvelles améliorations techniques aient été introduites ou peut-être des

exigences réglementaires ou environnementales. Il convient d'évaluer de telles modifications avant de rééditer une spécification.

11.2 Spécification technique par rapport aux spécifications fonctionnelles

11.2.1 Généralités

Il existe deux types de spécifications généralement utilisées. Elles sont généralement désignées sous les termes «spécifications techniques» et «spécifications fonctionnelles». Les acheteurs ont à décider du type de spécification qu'ils souhaitent utiliser et leur choix est presque entièrement dicté par l'importance des ressources techniques dont ils disposent, que ce soit en interne ou en externe.

11.2.2 Spécifications techniques

Une spécification technique ne contient pas uniquement des descriptions des principales caractéristiques du transformateur requis, mais également des informations d'une teneur considérable, détaillant les exigences techniques des parties principales et auxiliaires du transformateur. De telles spécifications contiennent des exigences détaillées couvrant la conception et les études du transformateur, les montages, essais, mise en service et mise en marche. Très souvent, le but est de spécifier le transformateur à un degré tel que le produit n'est pas simplement décrit mais spécifié, ce qui signifie qu'il y a peu de place pour d'éventuelles variations par rapport à ce qui a été détaillé. Ces spécifications résultent en général d'une expérience poussée des pratiques et performances en service de transformateur en courant alternatif, et comportent également des clauses couvrant les aspects liés au transformateur de courant continu.

11.2.3 Spécifications fonctionnelles

La spécification fonctionnelle décrit les attentes du client en matière de performances du transformateur. Elle doit également comprendre la description technique des interfaces mécaniques et électriques avec les systèmes externes, par exemple les tensions, les caractéristiques assignées, les impédances, les pertes, etc.

11.3 Spécifications de transformateurs CCHT

Les technologies et les matériaux utilisés pour la conception et la fabrication des transformateurs CCHT sont dans une très large mesure les mêmes que ceux utilisés pour les transformateurs CAHT. Les principales différences résultent des caractéristiques de fonctionnement différentes du courant de charge, c'est-à-dire de la présence de résidus harmoniques plus élevés, ainsi que de l'influence de champs électriques alternatifs et continus combinés sur les caractéristiques diélectriques intrinsèques de l'isolation.

Les 11.5 et 11.6 énumèrent certaines des informations dont il convient de tenir compte lors de l'élaboration d'une spécification de transformateur CCHT. Le 11.6 traite des informations que le fournisseur du transformateur est tenu de remettre pour permettre à l'acheteur ou au concepteur du réseau de vérifier la conformité à la spécification et d'intégrer correctement le transformateur dans la conception de l'installation dans son ensemble. Le 11.5 contient les informations dont il convient que le concepteur du réseau ou l'acheteur fournisse pour permettre au fournisseur du transformateur de remettre une conception correcte.

Les exigences énumérées dans ces deux paragraphes constituent les exigences minimales dont il convient de tenir compte pour rédiger une spécification d'application de transformateur CCHT. Les données dans ces deux paragraphes s'inspirent d'une gamme d'applications réelles et peuvent par conséquent être utilisées comme guides pour la rédaction d'une spécification de transformateur CCHT. Outre les données qui sont par nature d'une nécessité générale et applicables à toutes les installations, il y a également des données qui sont habituellement spécifiques à l'acheteur ou à l'installation. Celles-ci n'ont pas été incluses et il convient de les ajouter aux exigences énumérées dans ces sections.

Les données indiquées concernent à la fois les aspects courant alternatif et courant continu des transformateurs de conversion. Cependant, les aspects liés au courant alternatif correspondent aux exigences d'un transformateur de courant alternatif conventionnel et ne sont pas approfondis outre mesure.

Il convient que les acheteurs et les fournisseurs soient conscients du fait que certains éléments liés au courant continu nécessitent de faire l'objet d'une attention particulière.

11.4 Notes et commentaires relatifs aux éléments des spécifications à fournir séparément par l'acheteur et le fournisseur

Les notes et commentaires de 11.5 constituent un guide décrivant les éléments à prendre en compte individuellement par l'acheteur/concepteur du réseau et par le fournisseur.

Dans un certain nombre de cas, des discussions approfondies sont nécessaires entre l'acheteur et le fournisseur pour s'assurer que la conception est conforme aux conditions en service. Outre les essais en usine du transformateur, une démonstration par calcul peut être appropriée. Il peut être fait une distinction entre les conditions d'essai pour le mesurage des paramètres garantis et les conditions de performance en service réel. Il convient que les spécifications finalement convenues soient claires sur ces points, notamment en ce qui concerne les pertes qui ont des implications à la fois économiques et d'intégrité opérationnelle.

11.5 Informations à fournir par l'acheteur ou par le concepteur du réseau

11.5.1 Description générale

Il convient de décrire en détail les normes nationales et internationales applicables.

11.5.2 Caractéristiques du réseau

Les caractéristiques du réseau sont les suivantes:

- Variation de tension du réseau en courant alternatif.
- Variation de fréquence du réseau en courant alternatif et variation de fréquence.
- Informations relatives à la forme d'onde du courant de l'enroulement de valve, y compris les niveaux harmoniques et les composantes continues résiduelles.

Il est important de spécifier la forme d'onde prévue du courant d'enroulement de valve, en termes de résidus harmoniques ainsi que les éventuelles composantes continues résiduelles. Le résidu harmonique influence les pertes du transformateur de manière générale, mais, ce qui est beaucoup plus important, les pertes localisées de l'enroulement, et par conséquent les éventuelles températures de point chaud. Si le spectre harmonique est connu, il est possible de concevoir les enroulements de manière à éviter tout échauffement inacceptable en utilisant des techniques modernes de calcul sur le terrain. Pour éviter une complexité inutile de la conception, il convient que le concepteur du réseau analyse le résidu harmonique pour l'installation particulière plutôt que d'adopter une approche généralisée et approximative.

Les composantes continues résiduelles et dans une certaine mesure le résidu harmonique ont une influence sur les pertes dans le fer et le niveau de bruit. Ici encore, il est important d'essayer de prédire avec précision les exigences de service, car l'utilisation d'hypothèses impliquant des valeurs types peut influencer de manière préjudiciable la conception du transformateur.

- Variations de tension du réseau en courant continu.

Comme pour les transformateurs de réseau de courant alternatif, il convient d'identifier le niveau maximum continu ou de longue durée des tensions de fonctionnement prévues afin de s'assurer que la conception du transformateur et les niveaux de contrainte de la tension d'essai démontrent les marges de sécurité de fonctionnement appropriées. Les tensions de fonctionnement maximales sont également nécessaires pour permettre de

concevoir correctement les équipements de protection du transformateur contre les surtensions.

- Capacité de court-circuit du réseau en courant alternatif.

Il convient que le concepteur du réseau informe le fournisseur de toute condition de fonctionnement impliquant des courants continus particuliers, tels que la fréquence de coupure de courant due à des défaillances de la commutation ou les techniques de contrôle du courant qui peuvent étendre le nombre de crêtes asymétriques dans des conditions de défaut. Ces éléments peuvent influencer les considérations de conception du court-circuit.

- Conditions de mise à la terre du réseau.

11.5.3 Données d'environnement

Il convient d'inclure les informations suivantes:

- Niveaux de température ambiante, y compris le cas échéant la température de la salle des valves.

Outre les considérations normales des limites de température de fonctionnement telles que le vieillissement à long terme ou les points chauds locaux, les performances d'isolation des transformateurs CCHT et organes associés sont influencées par les variations de température. Il est important que la conception de l'isolation soit confirmée par calcul sur l'ensemble de la plage de températures de fonctionnement.

Il est également important de reconnaître les éventuelles conditions de température ambiante particulières applicables uniquement aux organes. Les traversées du côté courant continu par exemple dépassent souvent dans le local du redresseur où les conditions sont très différentes des conditions à l'extérieur. Il peut même y avoir un important gradient de température, et par conséquent, le long de la traversée du côté courant continu et de son isolation, notamment à la mise sous tension en période froide.

- Altitude du site.
- Pollution atmosphérique.

Une revue des performances en service et de la fiabilité des systèmes CCHT indique clairement que les contournements de traversées externes sont parmi les dysfonctionnements les plus fréquents. Ces contournements sont dus à une sorte de «pollution» de l'isolateur. Il peut y avoir une combinaison de dépôts solides de contamination et de conditions d'humidité qui donnent lieu à des contournements, à court ou à long terme.

Les contournements sont également dus à un autre mécanisme, une humidité inégale dans les abris d'isolateur non pollué. Il convient par conséquent d'étudier attentivement les conditions atmosphériques sur le site en prenant en compte une échelle de temps appropriée et de définir ces conditions dans la spécification, de manière à y incorporer les procédures d'isolation externe, d'essai et de fonctionnement appropriées.

- Charge maximale du vent.
- Informations sismiques.
- Bruit ambiant.

En termes d'environnement, il existe de plus en plus d'inquiétudes quant aux effets des installations industrielles, telles que les postes de conversion, sur les niveaux de bruit environnants. Il est souvent imposé aux installations des exigences acoustiques établies par des réglementations locales. Ces exigences s'expriment en général comme étant le niveau de bruit admissible maximum mesuré à une frontière donnée autour de l'installation. La contribution sonore admissible maximale de chacun des équipements installés dans des conditions de charge et de service est ensuite déduite par calcul et une valeur garantie est spécifiée.

11.5.4 Exigences de performance

Il convient d'inclure les informations suivantes

- Puissance assignée.

Outre les considérations applicables aux transformateurs de réseau en courant alternatif pour déterminer correctement la puissance assignée, il est nécessaire, pour les transformateurs CCHT, de tenir compte des effets de la charge harmonique. Par conséquent, dans toute spécification, il convient que les paramètres de performance garantis et de fonctionnement sûr soient explicites en termes de prise en charge des harmoniques. La puissance assignée est toujours associée aux pertes garanties et à l'échauffement. Il convient donc d'être clair dans la spécification, en indiquant si les pertes garanties ou l'échauffement incluent ou non la charge harmonique, en tenant compte des difficultés associées à la démonstration des performances avec un résidu de charge harmonique.

Il convient qu'une spécification donnée identifie clairement les garanties contractuelles par des paramètres d'essais de performance avec des garanties de fonctionnement en toute sécurité, démontrées par des calculs utilisant les informations de base des essais ou qu'elle spécifie les garanties contractuelles globales qui sont démontrées par les essais en intégrant un résidu de charge harmonique simulé.

- Exigences de charge particulières.

Comme pour les transformateurs de réseau en courant alternatif, il est essentiel que toute exigence de charge particulière, ainsi que les limites de température acceptables, soient spécifiées. Cependant, dans le cas de transformateurs CCHT, il convient également de tenir compte en particulier du résidu de charge harmonique comme indiqué en 9.1.5. Outre les températures normales des enroulements et de l'huile, l'échauffement des autres parties du transformateur doit être soigneusement examiné, par exemple l'échauffement des traversées qui ont des températures ambiantes de fonctionnement différentes.

- Transfert de puissance réactive.

Dans le cas où il est utilisé un enroulement tertiaire pour le transfert de la puissance réactive, il est nécessaire de reconnaître le rapport vectoriel entre le flux de fuite électromagnétique de l'enroulement, produit par les conditions de charge, et le flux d'excitation du noyau. Dans certaines parties du noyau, ces flux magnétiques s'associent et le résultat net dépend de leur rapport vectoriel. Le niveau de transfert de la puissance réactive détermine la grandeur et le vecteur de flux de fuite de l'enroulement. Le transfert de puissance réactive doit être inclus dans la spécification pour permettre à l'ingénieur chargé de la conception du transformateur de s'assurer que l'échauffement local du noyau n'est pas excessif.

- Considérations liées à des courants de charge particuliers.

Certains aspects particuliers du courant de charge sont inclus en 11.5.2 et 11.5.4. Cependant, il peut y avoir d'autres considérations liées au courant de charge, notamment lorsqu'il y a des combinaisons de charge à enroulements multiples ou des conditions de fonctionnement de valve à court terme.

- Rapport de transformation à vide.

- Tension assignée entre phases.

- Couplages d'enroulements et rapport vectoriel.

- Variation du rapport de transformation, y compris la plage et le nombre d'échelons de tension.

- Impédances et/ou réactance, y compris les tolérances particulières et la variation sur l'étendue de prises de tension.

La détermination des impédances du transformateur et leurs tolérances dans un schéma CCHT est souvent plus critique en termes de conception et de fonctionnement du système que pour un schéma en courant alternatif. Il est important de reconnaître cependant que l'impédance du transformateur qui peut être obtenue, est soumise à des contraintes. Elle est principalement déterminée par le positionnement relatif des différents enroulements. La disposition des enroulements est également influencée par d'autres considérations liées à la conception des transformateurs. En fonction de l'étendue de prises et des niveaux d'isolation des enroulements en courant alternatif et en courant continu, on

privilégie une disposition donnée qui permet de réduire la complexité et par conséquent les coûts du transformateur. La répartition ampère-tour qui en résulte, dans des conditions de charge, et la variation de la répartition en fonction de la position de prise détermine l'impédance et sa variation. Avec l'augmentation de la complexité de conception, d'autres dispositions d'enroulements sont possibles et qui donnent des performances d'impédance diverses. Il est préférable que le concepteur du réseau et le concepteur du transformateur communiquent étroitement afin de déterminer la disposition optimale. De même, il existe en général une exigence stipulant qu'il convient qu'il y ait une correspondance étroite des impédances entre phases et transformateurs pour un fonctionnement optimal en conversion. Les tolérances admises par les dernières éditions de normes nationales et internationales sur les transformateurs sont plus étroites pour les installations CCHT qu'elles ne l'étaient précédemment. Avec la mise en œuvre croissante de procédures de fabrication, il est possible de réduire encore les tolérances, mais des considérations d'ordre pratique suggèrent qu'il convient que ces tolérances ne soient pas réduites à moins de 5 % de la valeur déclarée pour toute position de prise d'une conception particulière. Il convient que la variation entre appareils de même conception soit normalement inférieure à 5 % et les éventuelles exigences prévoyant des valeurs inférieures devraient faire l'objet d'une attention particulière.

- Classe de refroidissement et montage.
- Limites d'échauffement, y compris d'enroulement et d'huile.

Il est courant de spécifier les limites d'échauffement comme celles utilisées pour les transformateurs à courant alternatif et conformément aux normes nationales ou internationales. Il convient que cette approche des transformateurs CCHT tienne compte de toutes pertes supplémentaires dues au résidu de courant de charge harmonique et des éventuelles températures de points chauds particuliers qui en résultent. Il est accepté qu'une marge correcte d'échauffement dans des conditions de courant alternatif, associée à des calculs d'accroissement des pertes et des températures de point chaud dans des conditions de charge en courant continu spécifiées, assurent une démonstration adéquate de la capacité.

- Nombre de phases par appareil et nombre d'enroulements par phase.

Le concepteur du réseau peut avoir des exigences spécifiques en termes de disposition des enroulements, notamment en ce qui concerne le déphasage de l'enroulement de valve, en utilisant des enroulements à couplage étoile et delta d'appareils séparés ou des enroulements étoile/delta combinés sur un appareil.

- Configuration du système donnant les informations à utiliser pour estimer les contraintes de tension continue en service.

Niveaux d'isolation de l'enroulement, comprenant:

- tension induite avec les limites de décharge partielle;
- tension de tenue au choc de foudre;
- tension de tenue au choc de manœuvre;
- tension de source séparée à courant alternatif;
- tension continue d'inversion de polarité avec limites de décharge partielle;
- tension continue de longue durée avec limites de décharge partielle.

En ce qui concerne les critères de décharge partielle, les performances en courant continu présentent des différences notables par rapport à celles des équipements de courant alternatif. Les niveaux admissibles et la fréquence des salves de décharge partielle exigent des études et des spécifications particulières.

Il convient d'inclure dans la spécification des informations relatives aux transitoires qui apparaissent en service suite au fonctionnement en conversion, en complément des niveaux d'essai de transitoires.

- Taux de capitalisation des pertes.
- Limites des niveaux de bruit.

Comme pour la plupart des transformateurs de puissance, les limites des niveaux de bruit sont normalement spécifiées pour les transformateurs de conversion. Les limites des niveaux de bruit sont normalement mesurées lors des essais en usine, mais il convient de reconnaître que les niveaux de bruit sur le site, dans des conditions de service, sont probablement plus élevés, du fait des influences des harmoniques et du courant continu, et en fonction de la conception du noyau. Il convient que les niveaux spécifiés tiennent compte des exigences finales en service.

- Type de refroidissement.
- Exigences spéciales de paramètres de conception de système:
 - capacités des enroulements et de la traversée;
 - impédance et résistance par rapport à la fréquence.

Les performances des transformateurs CCHT à des fréquences harmoniques sont plus importantes que celles des transformateurs de puissance à courant alternatif de taille équivalente. L'influence sur les performances des harmoniques nécessite l'identification et l'évaluation des changements de l'impédance apparente par rapport à la fréquence. Pour cette raison, il convient de spécifier les éventuelles contraintes qui risquent d'avoir un effet sur la capacité de la traversée ainsi que le rapport impédance/fréquence du transformateur. En général, les performances d'impédance/fréquence sont à démontrer.

En ce qui concerne les considérations relatives à la fréquence radioélectrique, le transformateur est un important constituant du circuit. Le cas échéant, il convient que l'acheteur indique l'importance de cet aspect et demande les éventuelles caractéristiques spécifiques requises.

11.5.5 Exigences d'essai

Essais individuels de série à basse tension comme pour les transformateurs de puissance normaux:

- résistance d'enroulement;
- rapport de transformation de l'enroulement;
- polarité de l'enroulement/rapport vectoriel;
- fonctionnement du changeur de prise;
- isolation noyau/châssis/résistance d'isolement de l'enroulement;
- facteur de puissance de l'isolation de l'enroulement ($\tan \delta$);
- perte due à la charge et impédance;
- perte due à la charge pour des caractéristiques assignées et des positions de prise spécifiques;
- tension d'impédance pour des caractéristiques assignées et des positions de prise spécifiques;
- caractéristiques d'impédance/fréquence;
- tension d'impédance homopolaire, le cas échéant;
- perte à vide dans des positions de prise spécifiées;
- courant de magnétisation;
- perte due aux équipements de refroidissement.

Comme indiqué précédemment, la forme d'onde réelle du courant de l'enroulement comporte des harmoniques qui influencent les pertes en service des enroulements, du noyau et d'autres structures, notamment en termes de points chauds. Les exigences d'essai ordinaires comprennent uniquement une démonstration des mesurages de pertes habituels de type à courant alternatif dont il convient normalement qu'ils reflètent les valeurs garanties. La température du point le plus chaud de l'enroulement à la puissance assignée ne peut être vérifiée que par calcul ou par des mesurages directs en service. En cas d'accord entre

l'acheteur et le fournisseur tenant compte des pertes supplémentaires en service, des essais ou des calculs peuvent être requis (voir l'IEC 61378-2).

Les considérations d'essai relatives à l'impédance mesurée sont similaires à celles liées aux pertes et, bien que l'impédance à la fréquence assignée dans des conditions de service soit très proche des mesurages d'essai en usine, la composante résistive augmente en fonction de l'augmentation des pertes en service de l'enroulement.

Pour fournir les informations requises sur les performances avec charge harmonique et conditions transitoires, un essai d'impédance/fréquence est généralement spécifié. Cet essai est souvent réalisé à des niveaux de faible puissance, du fait des limitations de l'installation d'essai. En fonction de la charge haute fréquence en service et de la conception du transformateur, il peut y avoir des inexactitudes dues à la réponse non linéaire de certaines parties du transformateur. Cependant, il n'a pas été directement démontré que cette inexactitude est inacceptable.

Essais haute tension:

- surtension induite en courant alternatif avec niveaux de décharge partielle conformément aux essais IEC normalisés;
- tension de source séparée à courant alternatif;
- tension de tenue au choc de foudre;
- tension de tenue au choc de manœuvre (appliquée/induite);
- tenue à la tension de source séparée à courant continu avec décharge partielle;
- inversion de polarité en courant continu.

Comme pour tout transformateur, la conception de la structure d'isolation des transformateurs CCHT doit coordonner les exigences des diverses applications système et tensions d'essai. Toutefois, les exigences d'isolement pour les contraintes en courant alternatif et en courant continu sont souvent différentes et parfois conflictuelles. Par conséquent, il est important de reconnaître ce que l'essai spécifié démontre. Les effets des contraintes combinées impliquant les inversions de polarité en courant alternatif et en courant continu, les tensions de choc et de manœuvre sont à prendre en compte. On utilise habituellement des essais séparés pour chaque type de contrainte en tension pour démontrer la capacité en service. L'effet de la température, etc. sur la distribution de la tension doit être pris en compte.

Sous réserve des commentaires ci-dessus, les tensions d'essai de choc et de manœuvre en courant alternatif peuvent être déterminées par les techniques normales de coordination de l'isolement en courant alternatif.

Essais thermiques:

- essai de courant de charge de longue durée;
- essais d'échauffement (caractéristique assignée de type/position de prise).

Il est nécessaire d'établir les échauffements de l'huile et de l'enroulement dans des conditions assignées au moyen d'un essai d'échauffement. De plus, il convient de démontrer le courant admissible à la pleine charge au moyen d'un essai de courant de charge de longue durée. Il convient que ce dernier essai dure au moins 12 h pendant lesquelles il convient de prélever des échantillons d'huile afin d'en analyser la teneur en gaz.

Outre la démonstration des échauffements d'huile et d'enroulements garantis, il convient que l'essai dure suffisamment pour confirmer qu'il n'y a pas d'effets préjudiciables dus au flux de fuite électromagnétique ou à des connexions de transport de courant inadéquates.

Il convient également de reconnaître que des essais thermiques ne peuvent être réalisés dans la pratique qu'en utilisant une charge en courant alternatif équivalente. Il convient que le

fournisseur et l'acheteur conviennent des pertes supplémentaires dans l'enroulement et dans le noyau, dues aux conditions de charge en service, et de les intégrer correctement au cours de l'essai thermique. De la même manière, il convient de tenir compte des échauffements moyens et des échauffements du point chaud établis au cours des essais thermiques, de manière à refléter les conditions de service. Les techniques de calcul nécessaires sont présentées dans l'IEC 61378-2.

Essais supplémentaires:

- essais de bruit du transformateur;
- essais de bruit du réfrigérant;
- essais de pression mécanique/vide de la cuve;
- échantillons d'huile pour les analyses des gaz dissous tout au long des essais diélectriques et thermiques;
- essais fonctionnels des équipements auxiliaires;
- essais de preuve sismique ou démonstration, en fonction de l'équipement.

Les essais de bruit effectués en usine sont conformes aux procédures normalisées applicables à des transformateurs de puissance alternative. Cependant, un réglage du niveau mesuré est nécessaire afin d'induire le niveau de bruit qui apparaît en charge et en service. Il convient que l'acheteur et le fournisseur conviennent de ce réglage dans le cadre de la spécification lors de la conclusion du contrat. Lorsqu'il est spécifié des niveaux de bruit très faibles, il convient de tenir compte des effets du courant de charge et du courant continu résiduel.

11.5.6 Ordre des essais en usine

L'acheteur peut considérer qu'une suite particulière d'essais en usine est souhaitable. Il peut préférer par exemple réaliser les essais thermiques avant les essais diélectriques. De la même manière, l'ordre des essais diélectriques peut être spécifié, par exemple comme défini dans l'IEC 61378-2.

11.5.7 Essais sur site

Les essais sur site sont énumérés ci-dessous:

- isolation noyau/châssis;
- résistance d'isolement de l'enroulement;
- rapport de transformation;
- essais fonctionnels des équipements auxiliaires;
- essais de l'huile pour conformité aux normes applicables avant et après remplissage;
- essais du facteur de puissance de l'isolation;
- contrôle d'absence d'humidité à l'arrivée sur le site;
- contrôles de routine en service.

Avant la mise en service, des échantillons d'huile sont généralement prélevés pour s'assurer que certains paramètres de qualité sont remplis. Un aspect important de la capacité en courant continu de la structure d'isolation du transformateur est la résistivité de l'huile. Il est essentiel de vérifier ce paramètre et de rester conforme aux valeurs convenues entre l'acheteur et le fournisseur.

11.5.8 Exigences de conception et de construction

Il convient de prêter attention aux éléments suivants:

- Conception de la cuve et des organes:

- exigences relatives à la pression et au vide;
- exigences relatives aux types de valves et aux flasques;
- accès aux organes internes;
- débit d'huile principal et canalisations de purge d'air;
- détails de mise à la terre;
- traitement de surface;
- isolation et mise à la terre.
- Conservation de l'huile:
 - type de conservateur;
 - équipement de déshumidification.
- Disposition du site:
 - exigences générales d'implantation;
 - limites d'encombrement et de poids;
 - détails sur la réduction de bruit;
 - mesures antivibration;
 - isolation et mise à la terre.
- Transport:
 - limites d'encombrement et de poids;
 - fluide de remplissage – gaz sec, teneur en humidité;
 - exigences relatives à l'enregistreur d'impact;
 - exigences relatives à l'emballage et à l'étiquetage.
- Installation:
 - inspection sur site à la réception;
 - moyens de manutention sur le site.
- Divers:
 - fixations.

11.5.9 Matériel auxiliaire

Les données essentielles pour le matériel auxiliaire sont résumées ci-dessous:

- Traversées:
 - type/construction;
 - tension et courant assignés;
 - exigences d'essai – courant alternatif, courant continu, décharge partielle, thermique;
 - installation d'essai;
 - facteur de puissance de l'isolation;
 - niveaux RIV externes;
 - considérations en matière de pollution;
 - température ambiante locale;
 - ligne de fuite.

Dans des applications particulières dans lesquelles les traversées CCHT sont insérées dans la salle des valves, il convient d'en tenir compte dans la conception afin de réduire les déversements d'huile dans la salle des valves suite à une défaillance de traversée.