# IEC 60214-1

Edition 2.0 2014-05

# INTERNATIONAL STANDARD

colour inside

## Tap-changers –
## Part 1: Performance requirements and test methods

IEC 60214-1:2014-05(en)

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED**

**Copyright © 2014 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.



IEC Central Office
3, rue de Varembé
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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 14 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

**IEC Glossary - std.iec.ch/glossary**

More than 55 000 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.


Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# IEC 60214-1

Edition 2.0 2014-05

# INTERNATIONAL STANDARD

colour inside

## Tap-changers –
## Part 1: Performance requirements and test methods

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

PRICE CODE XC

ICS 29.180

ISBN 978-2-8322-1621-7

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.**

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# CONTENTS

FOREWORD ..... 6
1 Scope ..... 8
2 Normative references ..... 8
3 Terms and definitions ..... 9
4 Service conditions ..... 15
4.1 Temperature of tap-changer environment ..... 15
4.2 Temperature of motor-drive mechanism environment ..... 16
4.3 Overload conditions ..... 16
5 Requirements for on-load tap-changers ..... 16
5.1 General requirements ..... 16
5.1.1 Rating ..... 16
5.1.2 Compartments for diverter and selector switches ..... 17
5.1.3 Liquid-level gauges and gas monitoring devices ..... 17
5.1.4 Safety requirements for protection against internal failure ..... 17
5.1.5 Limiting devices for the protection against transient overvoltages ..... 18
5.1.6 Change-over selector recovery voltages ..... 18
5.1.7 Leakage inductance in coarse fine regulation arrangements ..... 18
5.2 Type tests ..... 18
5.2.1 General ..... 18
5.2.2 Temperature rise of contacts ..... 19
5.2.3 Switching tests ..... 20
5.2.4 Short-circuit current test ..... 25
5.2.5 Transition impedance test ..... 26
5.2.6 Mechanical tests ..... 27
5.2.7 Tightness test ..... 29
5.2.8 Dielectric tests ..... 30
5.2.9 Type-test certificate ..... 35
5.3 Routine tests ..... 35
5.3.1 General ..... 35
5.3.2 Mechanical test ..... 35
5.3.3 Sequence test ..... 35
5.3.4 Auxiliary circuits insulation test ..... 35
5.3.5 Pressure and vacuum tests ..... 35
6 Requirements for motor-drive mechanisms for on-load tap-changers ..... 35
6.1 General requirements ..... 35
6.1.1 Compliance of component parts ..... 35
6.1.2 Permissible variation of auxiliary supply ..... 36
6.1.3 Step-by-step control ..... 36
6.1.4 Tap position indicator ..... 36
6.1.5 Tap-change in progress indication ..... 36
6.1.6 Limiting devices ..... 36
6.1.7 Parallel control devices ..... 36
6.1.8 Direction of rotation protection ..... 36
6.1.9 Overcurrent blocking device ..... 36
6.1.10 Restarting device ..... 37
6.1.11 Operation counter ..... 37

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

6.1.12 Manual operation of the motor-drive mechanism ..... 37
6.1.13 Motor-drive cubicle ..... 37
6.1.14 Protective device against running-through ..... 37
6.1.15 Protection against access to hazardous parts ..... 37
6.2 Type tests ..... 37
6.2.1 Mechanical load test ..... 37
6.2.2 Overrun test ..... 38
6.2.3 Degree of protection of motor-drive cubicle ..... 38
6.3 Routine tests ..... 38
6.3.1 Mechanical tests ..... 38
6.3.2 Auxiliary circuits insulation test ..... 38
7 Requirements for de-energized tap-changers ..... 38
7.1 General requirements ..... 38
7.1.1 Rated characteristics ..... 38
7.1.2 Types ..... 39
7.1.3 Handles and drives ..... 39
7.1.4 Glands ..... 39
7.1.5 Interlocks ..... 39
7.1.6 Mechanical end stops ..... 39
7.2 Type tests ..... 40
7.2.1 General ..... 40
7.2.2 Temperature rise of contacts ..... 40
7.2.3 Short-circuit current test ..... 41
7.2.4 Mechanical tests ..... 41
7.2.5 Dielectric tests ..... 42
7.2.6 Type test certificate ..... 47
7.3 Routine tests ..... 47
7.3.1 Mechanical tests ..... 47
7.3.2 Pressure and vacuum tests ..... 47
8 Requirements for motor-drive mechanisms for de-energized tap-changers ..... 47
8.1 General requirements ..... 47
8.1.1 General ..... 47
8.1.2 Compliance of component parts ..... 47
8.1.3 Permissible variation of auxiliary supply ..... 47
8.1.4 Tap position indicator ..... 47
8.1.5 Limiting devices ..... 48
8.1.6 Operation counter ..... 48
8.1.7 Manual operation of the motor-drive mechanism ..... 48
8.1.8 Motor-drive cubicle ..... 48
8.1.9 Protection against access to hazardous parts ..... 48
8.2 Type tests ..... 48
8.2.1 Mechanical load test ..... 48
8.2.2 Overrun test ..... 49
8.2.3 Degree of protection of motor-drive cubicle ..... 49
8.3 Routine tests ..... 49
8.3.1 Mechanical tests ..... 49
8.3.2 Auxiliary circuits insulation test ..... 49
9 Nameplate ..... 49
9.1 Tap-changers (on-load and de-energized) ..... 49

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

9.2 Motor-drive mechanisms ..... 50
10 De-energized tap-changer warning label ..... 50
11 Manufacturers operating instructions ..... 51
Annex A (normative) Supplementary information on switching duty on main and transition contacts relating to resistor type tap-changers ..... 52
Annex B (normative) Supplementary information on switching duty relating to reactor type tap-changers ..... 58
B.1 Additional test parameters ..... 58
B.1.1 Service duty test ..... 58
B.1.2 Breaking capacity test ..... 58
B.2 Duty of switching contacts ..... 58
Annex C (normative) Method for determining the equivalent temperature of the transition resistor using power pulse current ..... 69
Annex D (informative) Simulated a.c. circuits for service duty and breaking capacity tests ..... 70
D.1 General ..... 70
D.2 Transformer method ..... 70
D.3 Resistance method ..... 71
Annex E (informative) Example of a synthetic test circuit for service duty test of vacuum type tap-changers ..... 73
E.1 Definitions with relevance to the synthetic test circuit ..... 73
E.1.1 Synthetic test circuit ..... 73
E.1.2 Simulated a.c. test circuit ..... 73
E.1.3 Pre-arc ..... 73
E.1.4 Making voltage ..... 73
E.2 Example for the test setup of a synthetic test circuit ..... 73
E.3 Example for the breaking/making condition during a switching operation ..... 74
Bibliography ..... 76

Figure 1 – Short-circuit test current (r.m.s. value) as a multiple of the maximum rated through-current (on-load tap-changer) ..... 25
Figure 2 – Time sequence for the application of test voltage (on-load tap-changer) ..... 34
Figure 3 – Short-circuit test current (r.m.s. value) as a multiple of the maximum rated through-current (de-energized tap-changer) ..... 41
Figure 4 – Time sequence for the application of test voltage (de-energized tap-changer) ..... 46
Figure 5 – Warning label (example) ..... 50
Figure A.1 – Examples of current and voltage vectors for resistor type tap-changers ..... 53
Figure B.1 – Operating sequence of reactor type tap-changers with selector switch ..... 59
Figure B.2 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with selector switch ..... 60
Figure B.3 – Operating sequence of reactor type tap-changers with selector switch and equalizer windings ..... 61
Figure B.4 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with selector switch and equalizer windings ..... 62
Figure B.5 – Operating sequence of a reactor type tap-changer with diverter switch and tap selector ..... 64
Figure B.6 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with diverter switch and tap selector ..... 65

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

Figure B.7 – Operating sequence of a reactor type tap-changer with vacuum interrupter and tap selector ..... 67
Figure B.8 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with vacuum interrupter and tap selector ..... 68
Figure D.1 – Simulated test circuit – Transformer method ..... 70
Figure D.2 – Simulated test circuit – Resistance method ..... 71
Figure E.1 – Synthetic test circuit for service duty test of vacuum type tap-changers ..... 73
Figure E.2 – Currents of the synthetic test circuit ..... 74
Figure E.3 – Example of the synthetic test for a switching operation with equal voltages for breaking and making duty ..... 74

Table 1 – Temperature of tap-changer environment ..... 16
Table 2 – Contact temperature-rise limits for on-load tap-changers ..... 19
Table 3 – Test voltage levels for on-load tap-changers ..... 30
Table 4 – Contact temperature-rise limits for de-energized tap-changers ..... 40
Table 5 – Test voltage levels for de-energized tap-changers ..... 43
Table A.1 – Duty of main and transition contacts for resistor type tap-changers (non-vacuum type) ..... 54
Table A.2 – Effect of load power-factor on circuit-breaking duty for resistor type tap-changers (non-vacuum type) ..... 55
Table A.3 – Duty of main and transition contacts for resistor type tap-changers (vacuum type) *(1 of 2)* ..... 56
Table B.1 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with selector switch – Switching direction from P1 to P5 ..... 59
Table B.2 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with selector switch and equalizer windings – Switching direction from P1 to P5 ..... 61
Table B.3 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with diverter switch and tap selector – Switching direction from P1 to P7 ..... 63
Table B.4 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with vacuum interrupter and tap selector – Switching direction from P1 to P11 ..... 66

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

# TAP-CHANGERS –

# Part 1: Performance requirements and test methods

## 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 60214-1 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2003. This edition constitutes a technical revision.

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

- incorporation of requirements on vacuum type on-load tap-changers,
- incorporation of requirements on gas insulated tap-changers,
- changes in the type tests to fit with the service conditions,
- reference to the newest edition of IEC 60076-3:2013.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

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

| CDV | Report on voting |
|---|---|
| 14/746/CDV | 14/767A/RVC |

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 60214 series, published under the general title *Tap-changers*, 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.

A bilingual version of this publication may be issued at a later date.

**IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# TAP-CHANGERS –

# Part 1: Performance requirements and test methods

## 1 Scope

This part of IEC 60214 applies to on-load tap-changers of both resistor and reactor types, de-energized tap-changers, and their motor-drive mechanisms.

It applies mainly to tap-changers immersed in mineral insulating oil according to IEC 60296 but may also be used for tap-changers with air or gas insulation or immersed in other insulating liquids insofar as conditions are applicable.

It applies mainly to tap-changers with arcing contacts but may also be used for arcing-free on-load tap-changers (such as electronic switching) insofar as conditions are applicable.

This part of IEC 60214 applies to power and distribution transformers of all types and also to reactors.

It does not apply to transformers and reactors mounted on railway rolling stock.

## 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 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary* (available at http://www.electropedia.org)

IEC 60050-421, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 421: Power transformers and reactors*

IEC 60060-1, *High voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

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

IEC 60076-7:2005, *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*

IEC 60076-21:2011, *Power transformers – Part 21: Standard requirements, terminology, and test code for step-voltage regulators*

IEC 60137:2008, *Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V*

IEC 60214-2:2004, *Tap-changers – Part 2: Application guide*

IEC 60270, *High-voltage test techniques – Partial discharge measurements*

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

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

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

## 3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-421 as well as the following apply.

**3.1**
**on-load tap-changer**
**OLTC**
device for changing the tap connections of a winding, suitable for operation while the transformer is energized or on load

Note 1 to entry: On-load tap-changers are sometimes called load tap-changers (LTC).

**3.2**
**non-vacuum type on-load tap-changer**
on-load tap-changer with contacts that break and make the load and circulating currents and where the arcing takes place in a liquid or gas, the tap-changer itself being placed in liquid or gas

Note 1 to entry: This definition does not apply to arcing-free on-load tap-changers.

**3.3**
**vacuum type on-load tap-changer**
on-load tap-changer where vacuum interrupters (VI) break and make the load and circulating currents, the tap-changer itself being placed in a different medium such as liquid or gas

**3.4**
**tap selector**
device designed to carry, but not to make or break, current, used in conjunction with a diverter switch to select tap connections

**3.5**
**diverter switch**
switching device used in conjunction with a tap selector to carry, make and break currents in circuits which have already been selected

Note 1 to entry: Diverter switches are sometimes called arcing switches.

**3.6**
**selector switch**
switching device capable of carrying, making and breaking current, combining the duties of a tap selector and a diverter switch

Note 1 to entry: Selector switches are sometimes called arcing tap switches.

Note 2 to entry: In non-vacuum type selector switches the selection of tap connections (tap selector duty) and the diversion of the through-current (diverter switch duty) are carried out by the same contacts.

Note 3 to entry: In vacuum type selector switches the selection of tap connections (tap selector duty) and the diversion of the through-current (diverter switch duty) are carried out by different contacts.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**3.7**
**de-energized tap-changer**
**DETC**
device for changing the tap connections of a winding, suitable for operation only while the transformer is de-energized (isolated from the system)

Note 1 to entry: De-energized tap-changers are sometimes called off-circuit tap-changers.

Note 2 to entry: De-energized tap-changers are sometimes abbreviated as DTC.

**3.8**
**change-over selector**
device designed to carry, but not to make or break, through-current, used in conjunction with the tap selector or selector switch to enable its contacts and the connected taps to be used more than once when moving from one extreme position to the other

**3.9**
**coarse change-over selector**
change-over selector connecting the tap winding to either the main winding or the coarse winding or parts thereof

**3.10**
**reversing change-over selector**
change-over selector connecting either end of the tap winding to the main winding

**3.11**
**transition impedance**
resistor or reactor consisting of one or more units bridging the tap in use and the tap next to be used, for the purpose of transferring load from one tap to the other without interruption or appreciable change in the load current, at the same time limiting the circulating current for the period that both taps are used

Note 1 to entry: For reactor type tap-changers, the transition impedance (reactor) is commonly called a preventive auto transformer. Reactor type tap-changers normally use the bridging position as a service position (mid-point or centre tapped reactor tap-changers) and, therefore, the reactor is designed for continuous operation.

**3.12**
**preventive auto transformer**
auto transformer (or centre tapped reactor) used in on-load tap-changing and regulating transformers, or step voltage regulators to limit the circulating current when operating on a position in which two adjacent taps are bridged, or during the change of tap between adjacent positions

**3.13**
**equalizer winding**
winding on the same magnetic circuit (core) as the excitation and tap winding of a reactor type regulating transformer with approximately half the number of turns of each tap section

**3.14**
**drive mechanism**
means by which the drive to the tap-changer is actuated

Note 1 to entry: The mechanism may include an independent means of storing energy to control the operation.

**3.15**
**set of contacts**
pair of individual fixed and moving contacts or a combination of such pairs operating substantially simultaneously

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**3.16**
**diverter switch and selector switch main contacts** <of a resistor type tap-changer>
set of through-current carrying contacts which usually by-passes the main switching contact and only commutates any current (sparking often occurs)

**3.17**
**diverter switch and selector switch main switching contacts** <of a resistor type tap-changer>
set of contacts which has no transition resistor between the transformer winding and the contacts and makes and breaks current (arcing will occur)

Note 1 to entry: In case of vacuum type tap-changers, these contact systems are replaced by vacuum interrupters.

**3.18**
**diverter switch and selector switch transition contacts**, <of a resistor type tap-changer>
set of contacts which is connected in series with a transition resistor and makes or breaks current (arcing will occur)

Note 1 to entry: In case of vacuum type tap-changers, these contact systems are replaced by vacuum interrupters.

**3.19**
**transfer contacts** <of a reactor type tap-changer>
set of contacts that makes or breaks current

Note 1 to entry: Where by-pass contacts are not provided, the transfer contact is a continuous current-carrying contact.

**3.20**
**by-pass contacts** <of a reactor type tap-changer>
set of through-current carrying contacts that commutates the current to the transfer contacts without any arc (sparking may occur)

**3.21**
**bridging position**
position of a reactor type tap-changer with the selector and transfer contacts being on two adjacent taps and with the output terminal being electrically in the middle between two adjacent taps

**3.22**
**non-bridging position**
position of a reactor type tap-changer with the selector and transfer contacts being on the same tap

**3.23**
**circulating current**
that part of the current that flows through the transition impedance at the time when two taps are momentarily bridged during a tap-change operation for a resistor type tap-changer or when bridged in an operating position for a reactor type tap-changer

Note 1 to entry: The circulating current is due to the voltage difference between the taps.

**3.24**
**switched current**
prospective current to be broken during switching operation by each set of main switching or transition contacts (resistor type tap-changer) or transfer contacts (reactor type tap-changer) incorporated in the diverter switch or the selector switch

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**3.25**
**recovery voltage**
power-frequency voltage which appears across each set of main switching or transition contacts (resistor type tap-changer) or transfer contacts (reactor type tap-changer) of the diverter switch or selector switch after these contacts have broken the switched current

**3.26**
**tap-change operation**
complete sequence of events from the initiation to the completion of a tap-change from one service tap position to an adjacent position

**3.27**
**cycle of operation**
movement of the tap-changer from one end of its range to the other end and the return to its original position

**3.28**
**rated insulation level**
withstand values of the impulse and applied voltages to earth, and where appropriate between phases, and between those parts where insulation is required

**3.29**
**rated through-current**
$I_r$
current flowing through an on-load tap-changer towards the external circuit, which the apparatus is capable of transferring from one tap to the other at the relevant rated step voltage and which can be carried continuously while meeting the requirements of this standard

**3.30**
**maximum rated through-current**
$I_{rm}$
highest rated through-current for which the tap-changer is designed for and all the current related tests are based on

**3.31**
**rated step voltage**
$U_{ir}$
for each value of rated through-current, the highest permissible voltage between terminals which are intended to be connected to successive taps of the transformer

**3.32**
**relevant rated step voltage**
highest step voltage permitted in connection with a given rated through-current

**3.33**
**maximum rated step voltage**
$U_{irm}$
highest value of the rated step voltage for which the tap-changer is designed

**3.34**
**rated frequency**
frequency of the alternating current for which the tap-changer is designed

**3.35**
**number of inherent tap positions**
highest number of tap positions for half a cycle of operation for which a tap-changer can be used according to its design

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

Note 1 to entry: The term “tap positions” is generally given as the ± value of the relevant number, for example, ±11 positions. They are in principle also valid for the motor-driven mechanism. When using a “number of tap positions” in connection with a transformer, this always refers to the number of service tap positions of the transformer.

**3.36**
**number of service tap positions**
number of tap positions for half a cycle of operation for which a tap-changer is used in the transformer

Note 1 to entry: The term “tap position” is generally given as the ± values of the relevant number, for example, ±11 positions. They are in principle also valid for the motor-driven mechanism. When using the term “number of tap positions” in connection with a transformer, this always refers to the number of service tap positions of the transformer.

**3.37**
**type test**
test made on a tap-changer which is representative of other tap-changers, to demonstrate that these tap-changers comply with the specified requirements not covered by the routine tests: a tap-changer is considered to be representative of others if it is built to the same drawings using the same techniques and same materials

Note 1 to entry: In general a type test can be carried out on a tap-changer or the components of a tap-changer or a family of tap-changers or components.

Note 2 to entry: A family of tap-changers is a number of tap-changers based on the same design and having the same characteristics, with the exception of the insulation levels to earth and possibly between phases, the number of steps and in the case of OLTCs the value of the transition impedance.

Note 3 to entry: Design variations that are clearly irrelevant to a particular type test would not require that type test to be repeated.

Note 4 to entry: Design variations that cause a reduction in values and stresses relevant to a particular type test do not require a new type test if accepted by the purchaser and the manufacturer.

**3.38**
**routine test**
test to which each individual tap-changer is subjected

Note 1 to entry: In general a routine test can be carried out on a tap-changer or the components of a tap-changer.

**3.39**
**motor-drive mechanism**
driving mechanism which incorporates an electric motor and a control circuit

**3.40**
**step-by-step control** <of a motor-drive mechanism>
device for stopping the motor-drive mechanism after completion of a tap-change, independently of the operating sequence of the control switch

**3.41**
**tap position indicator**
device for indicating the tap position of the tap-changer

**3.42**
**tap-change in progress indicator**
device for indicating that the motor-drive mechanism is running

**3.43**
**limit switches**
devices for preventing operation of the tap-changer beyond either end position, but allowing operation in the opposite direction

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**3.44**
**mechanical end stop**
device which physically prevents operation of the tap-changer beyond either end position, but allows operation in the opposite direction

**3.45**
**parallel control device**
control device to move, in the case of parallel operation of several transformers with taps, all tap-changers to the required position and to avoid divergence of the respective motor-drive mechanisms

Note 1 to entry: Such devices would be necessary also in the case of single-phase transformers forming a three-phase bank when each single-phase tap-changer is fitted with its own motor-drive mechanisms.

**3.46**
**emergency tripping device**
device for stopping the motor-drive mechanism at any time in such a way that a special action has to be performed before the next tap-change operation can be started

**3.47**
**overcurrent blocking device**
device for preventing or interrupting operation of the motor-drive mechanism for the period in which an overcurrent exceeding a pre-set value is flowing in the transformer winding

Note 1 to entry: Where diverter or selector switches are actuated by spring energy systems, interruption of the operation of the motor-drive mechanism will not prevent operation of the diverter or selector switch if the spring release has been actuated.

**3.48**
**restarting device**
device designed to restart the motor-drive mechanism after an interruption of the supply voltage to complete a tap-change operation already initiated

**3.49**
**operation counter**
device for indicating the number of tap-changes accomplished

**3.50**
**manual operation of a motor-drive mechanism**
operation of the tap-changer manually by a device, blocking at the same time operation by the electric motor

**3.51**
**motor-drive cubicle**
cubicle that houses the motor-drive mechanism

**3.52**
**protective device against running-through**
device that stops the motor-drive mechanism in case of a failure of the step-by-step control circuit which would cause the motor-drive mechanism to run through several tap positions

**3.53**
**class I tap-changer**
tap-changer only suitable for use at the neutral point of windings

**3.54**
**class II tap-changer**
tap-changer suitable for use at any position in the windings

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**3.55**
**in-tank tap-changer**
tap-changer mounted inside the main transformer tank and immersed in the insulating liquid of the transformer

Note 1 to entry: See IEC 60214-2 for further details.

**3.56**
**compartment type tap-changer**
tap-changer with its own housing mounted outside the main transformer tank and immersed in its own insulating liquid

Note 1 to entry: See IEC 60214-2 for further details.

**3.57**
**gas immersed tap-changer**
tap-changer mounted inside the main tank of the gas filled type transformer or in a container outside the main tank and immersed in the insulating gas

Note 1 to entry: Usually the insulating gas is $SF_6$.

**3.58**
**air insulated tap-changer**
tap-changer where the insulation medium is the air at atmospheric pressure

Note 1 to entry: This kind of tap-changer is usually mounted to a dry-type transformer and does not need its own container.

**3.59**
**maintenance**
measure on the tap-changer that needs the transformer to be taken out of service

Note 1 to entry: Inspection is a measure on the tap-changer that does not need the transformer to be taken out of service.

Note 2 to entry: Replacement of parts is dependent on the findings resulting from the maintenance.

**3.60**
**highest voltage for equipment**
$U_m$
highest r.m.s. phase-to-phase voltage in a three-phase system for which a tap-changer is designed with respect to its insulation

## 4 Service conditions

### 4.1 Temperature of tap-changer environment

Unless more onerous conditions are specified by the purchaser, liquid immersed tap-changers shall be regarded as suitable for operation over the ranges of temperature given in Table 1.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**Table 1 – Temperature of tap-changer environment**

| Tap-changer | Temperature | |
|---|---|---|
| | Minimum | Maximum |
| Compartment type tap-changer | –25 °C | 40 °C |
| In-tank tap-changer | –25 °C | 105 °C |

NOTE 1 For the definitions of the tap-changer, see 3.55 and 3.56.

NOTE 2 The value of 105 °C quoted above is based on the maximum top oil temperature in case of normal cyclic loading as specified in IEC 60076-7.

NOTE 3 Minimum and maximum liquid temperatures of step-voltage regulators established in IEC 60076-21 take precedence.

### 4.2 Temperature of motor-drive mechanism environment

Unless more onerous conditions are specified by the purchaser, motor-drive mechanisms shall be regarded as suitable for operation in any ambient temperature between –25 °C and 40 °C.

For more onerous conditions for tap-changer or motor-drive mechanism environments, reference should be made to IEC 60214-2.

### 4.3 Overload conditions

Tap-changers which comply with this standard and are selected and installed in accordance with IEC 60214-2 shall not restrict emergency loading of the transformer according to IEC 60076-7, which could result in top oil temperatures as high as 115 °C.

See Note 3 in Table 1 in which maximum liquid temperature limit of step-voltage regulators relates to 200 % overload for half an hour.

## 5 Requirements for on-load tap-changers

### 5.1 General requirements

#### 5.1.1 Rating

##### 5.1.1.1 Rated characteristics

The rated characteristics of an on-load tap-changer are:

– rated through-current;
– maximum rated through-current;
– rated step voltage;
– maximum rated step voltage;
– rated frequency;
– rated insulation level.

##### 5.1.1.2 Interrelation between rated through-current and rated step voltage

Up to the maximum rated through-current of the on-load tap-changer there may be different assigned combinations of values of rated through-current and corresponding rated step voltage. When a value of rated step voltage is referred to a specific value of rated through-current it is called the “relevant rated step voltage”.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 5.1.2 Compartments for diverter and selector switches

The liquid filled compartments for diverter and selector switches shall be liquid-tight. The gas filled compartments for diverter and selector switches shall be gas-tight. Where appropriate, pressure and vacuum withstand values shall be declared by the manufacturer.

If the insulating liquid is to be supervised by dissolved and free gases analysis (DGA), the liquid filled compartment of the diverter or selector switch should be provided with a liquid conservator which has a liquid and gas-tight barrier. In case of vacuum type OLTCs this matter should be discussed between transformer manufacturer and customer

### 5.1.3 Liquid-level gauges and gas monitoring devices

Liquid compartments for diverter or selector switches with integral expansion volume or separate conservators for these compartments, when fitted, shall be provided with liquid-level gauges.

Gas compartments for diverter or selector switches shall be provided with gas monitoring devices.

### 5.1.4 Safety requirements for protection against internal failure

#### 5.1.4.1 General

In order to reduce the consequences resulting from an internal failure within the diverter or selector switch compartment, a protective device shall be fitted. The protective device shall have a function to detect a failure arc or a failure mode that finally will lead to a failure arc.

It is up to the manufacturer to recommend a protection device for the selected OLTC. At least one protective device shall be fitted.

The most common types of protection devices for liquid immersed OLTC are described below.

The tap selector compartments of compartment type on-load tap-changers are usually piped to the main transformer buchholz relay. Consideration should also be given to fitting a separate buchholz relay between the tap selector compartment and the conservator.

NOTE For those types of on-load tap-changers that do not create an arc and are installed in sealed compartments, other protective devices can be used.

#### 5.1.4.2 Liquid-flow controlled relay

The liquid-flow controlled relay, installed in the pipe between the top of the diverter or selector switch and the liquid conservator, shall respond at a predetermined liquid flow and enable the transformer to be tripped.

#### 5.1.4.3 Overpressure relay

The overpressure relay shall respond in the event of the pressure in the diverter or selector switch compartment exceeding a predetermined value, and enable the transformer to be tripped.

#### 5.1.4.4 Pressure relief device

The pressure relief device shall open when a predetermined pressure is exceeded and its opening shall protect the diverter or selector switch compartment.

Where a pressure relief device is the sole protection, it shall also be arranged with contacts to enable the transformer to be tripped.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

If a pressure relief device is fitted, the use of a self-sealing diaphragm type is possible. Consideration should also be given to fitting an outlet such as ducting or trunking from the pressure relief device to protect personnel from the displaced liquid. The use of such devices should be subject to agreement between the manufacturer and the purchaser.

#### 5.1.5 Limiting devices for the protection against transient overvoltages

For on-load tap-changers which incorporate limiting devices for transient overvoltages, the manufacturer of the on-load tap-changer shall give full details of the protective characteristics, together with any limitations which might be imposed during tests on the completed transformer.

When spark gaps are used, care shall be taken to ensure that, after spark-over, the discharge is quenched automatically.

#### 5.1.6 Change-over selector recovery voltages

When coarse or reversing change-over selectors operate they momentarily disconnect the tap winding. This can cause high recovery voltages across the change-over selector contacts during contact separation due to capacitive coupling between the tap winding and adjacent winding(s). The on-load tap-changer manufacturer shall declare any limiting switching parameters for change-over selectors incorporated in an on-load tap-changer.

NOTE IEC 60214-2 gives further details of selection, control circuits and devices and transformer testing recommendations.

#### 5.1.7 Leakage inductance in coarse fine regulation arrangements

When changing from the end of the tap winding to the end of the coarse winding or vice versa with resistor type tap-changers, a high leakage inductance can be set up with the two windings in series opposition. This can cause a phase shift between the switched current and recovery voltage of the diverter or selector switch. This may result in extended arcing of the switch.

The on-load tap-changer manufacturer shall declare any switching limitations.

NOTE IEC 60214-2 gives further details of selection and winding configurations regarding leakage inductance.

### 5.2 Type tests

#### 5.2.1 General

The following type tests shall be performed on samples of the relevant on-load tap-changers after their final development or on equivalent components provided that the manufacturer can demonstrate that the relevant test conditions and results are not influenced by testing only components instead of the complete tap-changer:

NOTE No differentiation has to be made with respect to the test supplies with frequencies of 50 Hz or 60 Hz. The tests can be carried out with either frequency.

– temperature rise of contacts (5.2.2);
– switching tests (5.2.3);
– short-circuit current test (5.2.4);
– transition impedance test (5.2.5);
– mechanical tests (5.2.6);
– tightness test (5.2.7)
– dielectric tests (5.2.8).

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 5.2.2 Temperature rise of contacts

Tests shall be performed to verify that the temperature rise above the medium surrounding each type of contact which carries through-current continuously in service does not exceed the values given in Table 2 when the contacts have reached a steady temperature when carrying 1,2 times the maximum rated through-current. Contacts that should be tested are those which carry current continuously in service and are opened and closed or being moved at some instant during service life or maintenance, except bolted connections.

NOTE 1 If a current carrying contact carries at least 90 % of the through-current, it is not necessary to measure the temperature rise of the contacts being by-passed.

NOTE 2 Contacts operating in vacuum do not need to be measured.

For reactor type tap-changers without an equalizer winding the highest temperature rise is experienced in the bridging position which has the highest tap voltage impressed upon it.

For reactor type tap-changers with an equalizer winding the highest temperature rise will be experienced in either the bridging or non-bridging positions. The preventive autotransformer (reactor) is energized in all tap positions (non-bridging and bridging). Highest temperature rise will be experienced in the bridging or non-bridging position that has the highest total tap voltage impressed upon the reactor.

The current in these positions is determined by the through-current, as well as by the circulating current and the power factor of the through-current. The type test shall be performed in the position in which the highest total current flows through the tap-changer. The currents are calculated on the following basis:

– through-current equal to 1,2 times the maximum rated through-current;
– circulating current equal to 50 % of the maximum rated through-current (or otherwise specified by the manufacturer and stated in the type test report);
– power factor equal to 80 %.

Refer to Annex A and Annex B for the most onerous conditions for resistor and reactor type tap-changers, respectively, for the majority of contact arrangements.

Meeting these conditions proves the overload capacity as referred to in 4.3.

**Table 2 – Contact temperature-rise limits for on-load tap-changers**

| Contact material | In air<br>K | In $SF_6$<br>K | In liquid<br>K |
|---|---|---|---|
| Plain copper | 35 | 40 | 20 |
| Silver-faced copper/alloys | 65 | 40 | 20 |
| Other materials | By agreement | By agreement | 20 |
| In $SF_6$ the maximum allowable contact temperature under overload conditions is 150 °C. When the temperature of $SF_6$ is controlled by a specific method, the manufacturer shall specify an allowable contact temperature rise, which takes into consideration reduced $SF_6$ temperature surrounding the OLTC. Subsequent tests by the manufacturer using that method shall verify that the maximum allowable contact temperature of 150 °C will not be exceeded. | | | |

When the surrounding medium is liquid, the test shall be performed at a starting liquid temperature of not more than 40 °C and not less than 10 °C.

The temperature of the surrounding medium shall be measured at not less than 25 mm below the contacts.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

The temperature shall be measured by thermocouples or other suitable means positioned in a manner to accurately reflect the actual contact temperature as near the point of contact as possible. The measuring device should be embedded into the contact or brazed or welded onto the contact so that it is measuring the bulk temperature of the contact and not the temperature of the interface between contact and cooling medium.

The temperature condition is considered to be steady when the difference of the temperature between the contact and the surrounding medium does not change more than 1 K over an hour.

The cross-section and insulation of the conductor carrying the current into the on-load tap-changer or components under test shall be stated.

### 5.2.3 Switching tests

#### 5.2.3.1 General

Switching tests which include service duty tests and breaking capacity tests, shall simulate the most onerous conditions for which the on-load tap-changer is rated. Refer to Annex A and Annex B for the most onerous conditions for resistor and reactor type tap-changers, as well as for vacuum-type and non-vacuum type tap-changers, respectively, for the majority of contact arrangements.

For vacuum type on-load tap-changers the breaking capacity test shall be performed after the completion of the service duty test using the identical test sample.

The switching tests may be limited to the diverter or selector switch after proving that the contact operating conditions are not affected by such limitations.

If the diverter or selector switch has several sets of contacts which operate in a definite sequence, it is not permitted to test each set of contacts separately from the others unless it can be proved that the operating conditions of any one set of contacts are not affected by the operation of the other sets of contacts.

Where resistors are used as transition impedances, these may be placed outside the apparatus if necessitated by the construction of the on-load tap-changer or the test circuit, and they may have a higher thermal capacity than those which are employed in service, unless otherwise specified.

The value and type of transition impedance shall be stated.

Contacts and transformer liquid in the case of liquid-immersed tap-changers, shall not be renewed during the tests.

In the case of three-phase switches, it is normally sufficient to test the contacts of one phase.

If a particular on-load tap-changer has more than one combination of rated through-current and rated step voltage, at least two breaking capacity tests shall be performed, one at maximum rated through-current $I_{\mathrm{rm}}$ and its relevant step voltage $U_{\mathrm{ir}}$ and one at the maximum rated step voltage $U_{\mathrm{irm}}$ and its rated through-current $I_{\mathrm{r}}$.

The switching curve can be drawn using the results of the two tests above and a value of voltage at mid-current calculated from the following formula:

$$\frac{I_{\mathrm{rm}} + I_{\mathrm{r}}}{2}\left(U_{\mathrm{x}}\right) = \sqrt{U_{\mathrm{ir}} I_{\mathrm{rm}} \times U_{\mathrm{irm}} I_{\mathrm{r}}}$$

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

The arrangement for testing shall be such that, except where otherwise specified, the switched current, the recovery voltage, or the product of these shall not, in any case, be less than 95 % of the calculated values appropriate to the switching cycle, see Tables A.1 and A.3 and Tables B.1, B.2, B.3 and B.4 at the appropriate through-current and relevant rated step voltage.

#### 5.2.3.2 Service duty test

##### 5.2.3.2.1 General

This test shall be performed in accordance with one of the tests in 5.2.3.2.2 to 5.2.3.2.6, the appropriate method to be decided by the manufacturer. After the tests, inspections of contact wear shall take place, the results of these leaving no doubt as to the suitability of the on-load tap-changer for service. The number of tap-change operations $N$ to be carried out depends on the type of on-load tap-changer. For non-vacuum type on-load tap-changers $N$ shall be 50 000 tap-change operations. In case of vacuum type on-load tap-changers $N$ shall be equal to 1,2 times the number of tap-change operations between maintenance according to the manufacturer's handbook but $N$ shall not be less than 50 000 operations. This number of operations shall be declared by the tap-changer manufacturer.

NOTE The results of this test can be used by the manufacturer to demonstrate that the contacts used for making and breaking current are capable of performing, without replacement of the contacts, the number of tap-change operations declared by the manufacturer at the maximum rated through-current and at the relevant rated step voltage.

For non-vacuum type on-load tap-changers, this test can be combined with the tightness test, see 5.2.7.2.

##### 5.2.3.2.2 Service duty test at rated step voltage

The contacts of the diverter and selector switches shall be subjected to a number of operations corresponding to $N$ tap-change operations in normal service when carrying a current corresponding to not less than the maximum rated through-current and the relevant rated step voltage.

Comparison of oscillograms taken at regular intervals during the test shall show that there is no significant alteration in the characteristics of the on-load tap-changer in such a way as to endanger the operation of the apparatus. Twenty oscillograms shall be taken at the start of the test, and 20 after each succeeding quarter of the number of $N$ ($N$/4) operations, making a total of 100 oscillograms.

NOTE Generally, it is sufficient to compare the series of oscillograms taken at the beginning and at the end of the test.

##### 5.2.3.2.3 Service duty test at reduced step voltage (non-vacuum type on-load tap-changers)

A test at reduced step voltage may be performed under the following conditions:

a) 100 operations at the maximum rated through-current and the relevant rated step voltage shall be performed with new contacts in clean transformer liquid. Each operation shall be oscillographically recorded;

b) when the oscillograms taken at a) indicate that no arcing time exceeds 1,2/2$f$ s, where $f$ is the rated frequency in hertz, then the number of operations of the service duty test as in d) shall be $N$;

c) when the oscillograms taken at a) indicate that arcing times in excess of 1,2/2$f$ s are occurring, then the number of operations of the service duty test as in d) shall be increased by (2$S$/100) $\times$ $N$ where $S$ is the total number of half cycles of arcing current, in the 100 operations from item a) above, which exceed 1,2/2$f$ s;

d) a service duty test of $N$ operations, increased by the number of operations resulting from item c) if applicable, shall be performed with a current not less than the maximum rated

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

through-current and at reduced step voltage. This voltage shall be such that the switched current is not less than that occurring during operations at the relevant rated step voltage. Furthermore, current chopping shall not significantly affect the contact erosion. In order to obtain the specified test conditions, the value of the transition impedance shall be suitably modified;

e) without change of contacts or liquid, 100 operations shall be performed at the maximum rated through-current and the relevant rated step voltage, each operation being oscillographically recorded. Comparison of these oscillograms with those taken in the series of operations under item a) shall show no alteration in the characteristics of the on-load tap-changer which might endanger the operation of the apparatus.

The test sequence specified above is designed to give substantially the same contact erosion as would occur during $N$ operations at maximum rated through-current and the relevant rated step voltage.

#### 5.2.3.2.4 Service duty test at reduced step voltage (vacuum type on-load tap-changers)

A test at reduced step voltage may be performed under the following conditions:

a) 1 000 operations at the maximum rated through-current and the relevant rated step voltage shall be performed with new contacts in clean transformer liquid. Each operation shall be oscillographically recorded. Arcing times exceeding $1{,}2/2f$ s shall not occur;

b) a service duty test of $N$ operations shall be performed with a current not less than the maximum rated through-current and at reduced step voltage. This voltage shall be such that the switched current and the arcing times are not less than those occurring during operations. In order to obtain the specified test conditions, the value of the transition impedance shall be suitably modified;

c) without change of contacts or liquid, 1 000 operations shall be performed at the maximum rated through-current and the relevant rated step voltage, each operation being oscillographically recorded. Arcing times exceeding $1{,}2/2f$ s shall not occur. Comparison of these oscillograms with those taken in the series of operations under item a) shall show no alteration in the characteristics of the on-load tap-changer which might endanger the operation of the apparatus.

The test sequence specified above is designed to give substantially the same contact erosion as would occur during $N$ operations at maximum rated through-current and the relevant rated step voltage.

#### 5.2.3.2.5 Service duty test in a synthetic test circuit (vacuum type on-load tap-changers)

##### 5.2.3.2.5.1 General

The service duty test is allowed to be performed in a synthetic test circuit as long as the following requirements are fulfilled:

– the charges dissipated in the arcs shall be at least the same as those gained in an a.c. test circuit;

– the current through the breaking arcs shall be tuned to be substantially sinusoidal and the charge shall be at least that of the corresponding sine half wave and the peak value should be at least 95% of that of the corresponding sine half wave;

– the polarity of the breaking current in the arcs shall be changed regularly and ending up with almost the same amount of operations with each polarity;

– the arcing times when breaking shall be varied in substantially the same way as in an a.c. test circuit;

– a statistically correct number of operations shall start at a current range equal to the corresponding a.c. r.m.s-value times $\sqrt{2}$;

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

– dissipated charges, oscillograms showing the current shapes and arcing time distributions shall be presented in the final report;
– the test can be performed with a recovery voltage or not, see the paragraphs below;
– for contacts closing with a voltage across the contacts before closing, a making voltage shall be applied across the contacts in due time before closing the contacts to gain the correct closing conditions;
– when the pre-arc starts, the current obtained shall correspond to that in real service both regarding value and derivative;
– the polarity of the making voltage shall be changed regularly and ending up with almost the same amount of operations with each polarity;
– the making voltage has to be varied in substantially the same way as in an a.c. test circuit;
– oscillograms and data showing the making conditions shall be presented in the final report;
– in case of having more than one set of contacts operating in a sequence, these contacts are allowed to be tested in this circuit separately after each other. However, all set of contacts have to be operated to achieve the correct mechanical properties (such as velocity, bouncing, etc.).

#### 5.2.3.2.5.2 Synthetic test circuit without recovery voltage

After the $1{,}2 \times N$ operations have been carried out, and before the breaking capacity test, 1 000 operations at full step voltage in an a.c. test circuit shall be performed as in 5.2.3.2.4. No arcing times exceeding $1{,}2/2f$ s are allowed.

#### 5.2.3.2.5.3 Synthetic test circuit with recovery voltage

The recovery voltage applied after the arc is extinguished is allowed to be a d.c. voltage or an a.c. voltage.

In case of an a.c. recovery voltage, this shall be substantially sinusoidal and having at least the same derivative during voltage rise as the corresponding sine half wave and reach at least 95 % of the peak value of the corresponding sine half wave.

In case of a d.c. recovery voltage, the voltage shall be applied not later than 0,1 ms after the arc is extinguished. The level of the applied d.c. voltage shall be the same as the peak value of the true a.c. recovery voltage.

The recovery voltage should be of opposite polarity to that of the previous arc.

In case of re-ignitions of the arc exceeding $1{,}2/2f$ s, the following applies:

– the charge dissipated in the arc following the re-ignition, shall be at least that in an a.c. test circuit or
– the number of such re-ignitions shall be counted and a number of additional operations equal to twice as many as having arcing times exceeding $1{,}2/2f$ s shall be carried out.

For example, see Annex E.

#### 5.2.3.2.6 Service duty test for selector switches

The tests may be performed as specified in either 5.2.3.2.2 to 5.2.3.2.5, whichever is applicable.

In order to approximate to service conditions, non-vacuum type selector switches shall have the test performed at not more than eight tap-change operations, these being centrally disposed about the change-over selector if such is incorporated in the tap-changer design (mid-position plus/minus 4 positions, without dead positions).

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

In case of vacuum type selector switches, the breaking action will take place within the vacuum interrupters and does not depend on the tap-changer position. Therefore, the above-mentioned approximation to the service conditions is not required.

When non-vacuum type selector switches are designed for operating cycle number 2 switching and no restrictions are made regarding operation sequence or load direction, the most onerous sequence according to Annex A should be applied.

When non-vacuum type selector switches are designed for operating cycle number 2 switching, and restrictions for use are such that the operation sequence and load direction will result in operation in the least onerous direction only according to Annex A, the test shall be performed with $N/2$ operations at full load parameters and $N/2$ at no-load parameters.

#### 5.2.3.3 Breaking capacity test

Forty operations under the most onerous conditions (see Annex A and Annex B) shall be performed at a current corresponding to twice the maximum rated through-current and at its relevant rated step voltage.

In order to approximate to service conditions, non-vacuum selector switches shall have the test performed at not more than eight tap-change operations, these being centrally disposed about the change-over selector if such is incorporated in the on-load tap-changer design (mid-position plus/minus 4 positions, without dead positions).

In case of vacuum type selector switches, the breaking action will take place within the vacuum interrupters and depends not on the tap-changer position. Therefore, the above mentioned approximation to the service conditions is not required.

The oscillograms taken for each operation shall indicate that in no case is the arcing time such as to endanger the operation of the apparatus.

For resistor type tap-changers, the breaking capacity test shall be performed, if possible, with a transition resistor of the same thermal and ohmic design as that to be employed in service. If this is not possible, the impedance as used in service shall be tested separately in accordance with 5.2.5.1, but with twice the maximum rated through-current for one operation only.

For vacuum type on-load tap-changers the breaking capacity test shall be performed after the completion of the service duty test using the identical test sample.

#### 5.2.3.4 Requirements for special types of vacuum type on-load tap-changers

To cover the decrease of dielectric strength (only in cases where the VI is the only insulating distance between selected and preselected tap) the tests have to be carried out in the following order:

a) service duty test;

b) breaking capacity test;

c) dielectric test between diverter switch contacts in their final open position with the full wave lightning impulse only at 80% of the rated values (see 5.2.8.2, e)).

#### 5.2.3.5 Simulated a.c. test circuits

The tests in 5.2.3.2.2, 5.2.3.2.3, 5.2.3.2.4 and 5.2.3.3 may be performed with simulated test circuits provided it is proved that the test conditions are substantially equivalent. Two simulated test circuits that are relevant for resistor type tap-changers only are described in Annex D.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 5.2.4 Short-circuit current test

All contacts of different design carrying current continuously shall be subject to short-circuit currents, each of 2 s (±10 %) duration. In the case of liquid immersed on-load tap-changers, the test shall be performed in transformer liquid.

In the case of three-phase on-load tap-changers, it is sufficient to test the contacts of one phase only unless otherwise specified.

Three applications shall be made with an initial peak current of 2,5 (±5 %) times the r.m.s. value of the rated short-circuit test current. The contacts shall not be moved between these applications.

When there are no facilities for point-on-wave switching and it is not possible to obtain three short-circuit applications with initial peak current 2,5 times the r.m.s. value, the following test may be used.

The r.m.s. value of the short-circuit test current may be increased so that the rated peak current is obtained for the three applications and the test duration reduced. When using this method, the product of the square of the increased r.m.s. current and the shorter test duration shall be not less than the product of the square of the rated short-circuit r.m.s. current and the two second duration.

The values of the short-circuit test current to be applied shall be as given in Figure 1.

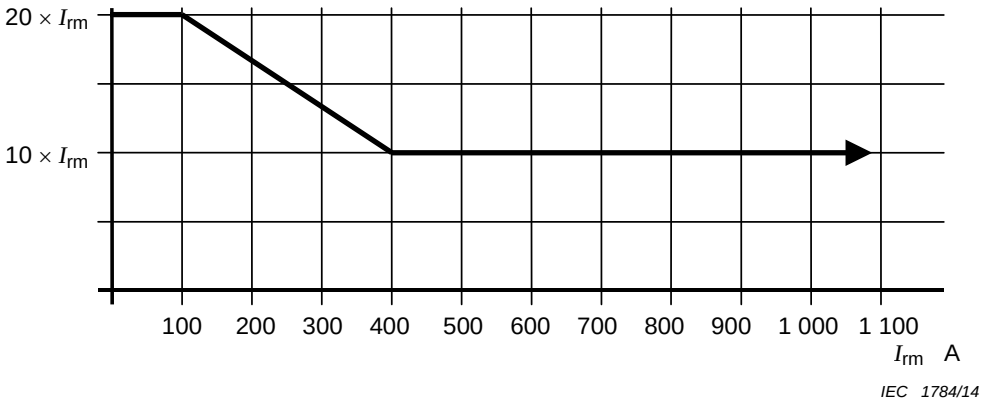



**Figure 1 – Short-circuit test current (r.m.s. value) as a multiple of the maximum rated through-current (on-load tap-changer)**

The open-circuit voltage for the test shall be at least 50 V.

At the conclusion of the test, the contacts shall not have been damaged so as to prevent continuing correct operation at maximum rated through-current. This has to be proven for a diverter switch or selector switch by a no load operation, oscillographically recorded, breaking any created weld. Comparison of this oscillogram with those obtained before the test shall show suitability for service. For a motor-driven sliding contact such as tap selector or change-over selector contacts, the initial operating torque shall be measured before and after the test and show suitability for service.

Other current-carrying parts shall not show signs of permanent mechanical distortion, which can influence the normal operation of the tap-changer.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

For reactor type tap-changers, the short-circuit current is divided into two equal parts at the tap selector or selector switch contacts and the transfer or bypass contacts. Therefore, the current carried by each contact will be only 50 % of the full test current.

Short-circuit test parameters of step-voltage regulators in IEC 60076-21 take precedence.

### 5.2.5 Transition impedance test

#### 5.2.5.1 Transition resistors

To meet the overload requirements of 4.3, the test shall be performed with 1,5 times the maximum rated through-current at the relevant rated step voltage.

The resistor shall be mounted in the on-load tap-changer as in service.

The resistor shall be loaded by operating the on-load tap-changer. The number of operations shall be equivalent to one-half of a cycle of operation. The operations shall be uninterrupted with the driving mechanism operating at its normal speed.

The temperature of the resistor at the final operation shall be recorded and determined.

The temperature rise above the surrounding liquid at 1,5 times maximum rated through-current shall not exceed 400 K for externally mounted on-load tap-changers (compartment type on-load tap-changers) or 350 K for internally mounted on-load tap-changers (in-tank on-load tap-changers).

In the case of gas immersed on-load tap-changers, the allowable temperature-rise limits depend on the nature of the gas insulation used and the materials which are in contact with or the surrounding area of the transition resistors. Gas immersed on-load tap-changers which are not encapsulated in a gas tight housing shall not be used in hazardous environments.

However, the temperature of resistors and of parts adjacent to them shall be limited to a value so that the characteristics of the assembly are not affected.

If it is not practicable to determine the temperature of the transition resistor according to the above, the method given in Annex C may then be employed.

The transition resistors shall also be tested with a current equal to at least the maximum value that would flow during the breaking capacity test at twice the maximum rated through-current and relevant rated step voltage. This test can be included in the breaking capacity test (5.2.3.3) or done as a separate test. This test is successful if the value of the resistors, measured before and after the test, should be within ± 10 % and the overall condition of the resistors shall be such that continuous service is permissible.

In cases where the rated through-current or the relevant rated step voltage is different from the maximum rated through-current and the relevant rated step voltage, it is permissible to calculate the thermal rating of the resistor from the results of the type test.

#### 5.2.5.2 Transition reactors

Transition reactors are normally tested in accordance with the specification for the transformer with which the on-load tap-changer is intended for use.

Precautions should be taken in the design of the transition reactors to avoid high inrush currents during switching.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 5.2.6 Mechanical tests

#### 5.2.6.1 Simulation of the transformer drying procedure

To simulate a transformer drying process, the on-load tap-changer shall run through a drying procedure during type test prior to the mechanical tests listed in 5.2.6.2 to 5.2.6.5. The drying procedure and type of drying shall be declared by the manufacturer of the OLTC.

For example maximum temperatures, maximum temperature rate of rise, time sequence and vacuum level shall take into account conventional drying methods. Limitations to any of the variables shall be declared by the manufacturer of the OLTC to avoid stresses, which exceed the design characteristics of the OLTC and can result in abnormal deformation.

#### 5.2.6.2 Mechanical endurance test

If the on-load tap-changer is of liquid-immersed design, it shall be assembled and filled with clean liquid or immersed in a test tank filled with clean liquid, and operated as for normal service conditions. The contacts shall not be energized and the full range of taps shall be utilized until a minimum of 500 000 tap-change operations have been performed. At least 50 000 tap-change operations shall be carried out on the change-over selector.

If the number of operations carried out during the service duty test is higher than or equal to the requested 500 000 operations during mechanical endurance test, it is allowed to use these operations for the verification of the 500 000 operations, provided that all test conditions fit.

For compartment type on-load tap-changers, this test may be performed at ambient temperature. For in-tank on-load tap-changers, half the number of operations shall be performed at a temperature of not less than 75 °C and half at a lower temperature, for example during the heating or cooling period, with daily temperature cycles being permitted.

Ten timing oscillograms for the diverter switch and tap selector or the selector switch, and if applicable for the change-over selector, shall be taken at the start and at the end of the mechanical endurance test. Comparison of these timing oscillograms shall show no significant difference.

For liquid immersed in-tank tap-changers, 100 operations shall be performed with the diverter switch at 115 °C and with the tap selector at 105 °C or with the selector switch at 115 °C to demonstrate the capability to withstand the mineral insulating oil temperatures during emergency loading as stated in 4.3. There are selector switch designs where the change-over selector is mounted beneath the selector switch compartment. In those cases it is allowed to test the change-over selector at 105 °C. The operation of the diverter switch or selector switch shall be oscillographically recorded. Comparison of these oscillograms with those obtained at the start and the end of the mechanical endurance test shall show suitability for service.

For both in-tank and compartment type on-load tap-changers, 100 operations shall be performed at –25 °C, with the diverter switch only or with a selector switch, and the operation of the diverter switch or selector switch oscillographically recorded. Comparison of these oscillograms with those obtained in accordance with the previous paragraph shall show suitability for service. The viscosity at -25 °C of the liquid used in this test shall be stated.

Because of the higher viscosity of currently available alternative liquids (such as ester fluids (natural or synthetic) or silicon fluids), the test at -25 °C is not applicable for those liquids. The tap-changer manufacturer has to be consulted on the minimum allowable temperature.

During the test, there shall be no failure or undue wear of the contacts or mechanical parts that would lead to mechanical failure if operation continued.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

Normal maintenance according to the manufacturer's handbook is permitted during the test.

It is permitted to perform this mechanical endurance test separately on diverter switches, selector switches, tap selectors, or other components of the on-load tap-changer, provided that in each case the operation duplicates mechanically its normal service condition.

NOTE The surrounding mediums declared suitable for operation can typically be mineral insulating oil, alternative liquids (such as ester fluids (natural or synthetic) or silicon fluids), air and other gases.

#### 5.2.6.3 Sequence test

With the on-load tap-changer assembled as in service and, if of liquid-immersed design, in clean transformer liquid, it shall be operated over one complete cycle of operations. With the contacts energized at the voltage of the recording equipment, the exact time sequence of operation of the tap selector, change-over selector, diverter switch or selector switch, as appropriate, shall be recorded.

#### 5.2.6.4 Operation under maximum allowable static pressure

##### 5.2.6.4.1 General

For both compartment and in-tank type on-load tap-changers of vacuum type only, 100 operations shall be performed at ambient temperature at the highest and lowest allowed pressure stated by the manufacturer. These tests can be performed on the diverter switch only or selector switch and the operation of the diverter switch or selector switch oscillographically recorded. Comparison of these oscillograms with those obtained in normal atmospheric pressure at ambient temperature shall show suitability for service.

##### 5.2.6.4.2 Liquid immersed tap-changers

This test has to be carried out at a temperature of the surrounding liquid of not more than 40 °C. If there are no significant differences between the switching times gained without additional static pressure and maximum static pressure, the test is valid for the whole temperature range.

The manufacturer shall declare his values.

##### 5.2.6.4.3 Gas immersed tap-changers

This test has to be carried out at a temperature of the surrounding gas of 80 °C. If there are no significant differences between the switching times gained without additional static pressure and maximum static pressure, the test is valid for the whole temperature range.

The manufacturer shall declare his values.

#### 5.2.6.5 Pressure and vacuum tests

Appropriate tests shall be performed on the compartment and bushings of the on-load tap-changer to prove pressure and vacuum withstand values and the continued correct operation of the tap-changer. The manufacturer shall declare his pressure and vacuum values.

The external pressure test in addition to the internal pressure test shall be performed on the gas immersed tap-changer. This external pressure shall be at least 125 kPa higher than the pressure estimated at maximum temperature in the transformer main tank or container.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 5.2.7 Tightness test

#### 5.2.7.1 General

Appropriate tests shall be performed on compartments and bushings of the on-load tap-changer to prove the tightness. The manufacturer shall declare his values.

#### 5.2.7.2 Tightness test during the service duty test

The tightness of the diverter or selector switch compartment shall be verified by a test. This test can be made at the same time as the service duty test or as a separate test as stated in 5.2.7.3.

The liquid immersed switching compartment tightness shall be verified by means of dissolved and free gases analysis (DGA).

The diverter switch or selector switch compartment shall be attached to a closed container in the same way as it is to the transformer. The volume of the container shall not exceed 10 times that of the switch compartment.

The mineral insulating oil in the diverter switch or selector switch compartment shall have a pressure of at least 20 kPa above the container pressure.

From the container, mineral insulating oil samples shall be taken at the beginning and at the end of the test. The results of the gas-in-oil analysis shall not show an increase greater than 10 ppm (by volume) of the gases usually developed during operations of on-load tap-changers, namely hydrogen ($H_2$), methane ($CH_4$), ethylene ($C_2H_4$), acetylene ($C_2H_2$) and ethane ($C_2H_6$).

The mineral insulating oil in the closed container should be degassed before the start of the test.

Diverter switches and selector switches employing vacuum interrupters or other devices preventing arcing to occur in the insulating liquid are not required to carry out the above tightness test providing the manufacturer can demonstrate that no other arcing takes place within the diverter/selector switch compartment.

#### 5.2.7.3 Separate tightness test

The diverter or selector switch compartment may be tested separately as an alternative to the test described in 5.2.7.2.

The liquid immersed switching compartment tightness shall be verified by means of dissolved and free gases analysis (DGA).

The diverter switch or selector switch compartment shall be attached to a closed container in the same way as it is to the transformer. The volume of the container shall not exceed 10 times that of the switch compartment.

The mineral insulating oil in the diverter switch or selector switch compartment shall:

– have a pressure of at least 20 kPa above the container pressure;
– be doped by acetylene ($C_2H_2$) to a level of at least 100 000 ppm (by volume).

With the diverter switch or selector switch fully assembled, but without the contacts energized, the on-load tap-changer shall be manoeuvred for 50 000 operations. The test time shall be at least 2 weeks.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

From the container, mineral insulating oil samples shall be taken at the beginning and at the end of the test. The results of the dissolved and free gases analysis (DGA) shall not show an increase greater than 10 ppm of acetylene ($C_2H_2$).

The mineral insulating oil in the closed container should be degassed before the start of the test.

Diverter switches and selector switches employing vacuum interrupters or other devices preventing arcing to occur in the insulating liquid are not required to carry out the above tightness test providing the manufacturer can demonstrate that no other arcing takes place within the diverter/selector switch compartment.

#### 5.2.7.4 Tightness test for gas immersed on-load tap-changers

The switching operation of vacuum interrupters can be compromised by increase of pressure external to the interrupters. Therefore, the tightness test shall show that no gas penetration occurs from the main transformer tank into the diverter switch compartment. This shall be verified with an external pressure test at the beginning and end of the type test. The external pressure test shall be done under at least 125 kPa higher external pressure than that pressure estimated at 20 °C temperature in the transformer main tank or container. In addition, it shall be verified that the amount of penetrated gas has no influence on the long term switching operation.

### 5.2.8 Dielectric tests

#### 5.2.8.1 General

The dielectric requirements of an on-load tap-changer depend on the transformer winding to which it is to be connected.

The transformer manufacturer shall be responsible not only for selecting an on-load tap-changer of the appropriate insulation level, but also for the insulation level of the connecting leads between the on-load tap-changer and the windings of the transformer.

On-load tap-changers for liquid-immersed designs shall be filled with clean transformer liquid or immersed in a test tank filled with clean transformer liquid before the tests detailed in 5.2.8.2 are performed.

**Table 3 – Test voltage levels for on-load tap-changers**

| **Highest voltage for equipment** $U_m$ kV | **Full wave lightning impulse** kV | **Chopped wave lightning impulse** kV | **Switching impulse** kV | **Applied voltage** kV |
|---|---|---|---|---|
| < 1,1 | - | - | - | 3 |
| 3,6 | 40 | 44 | - | 10 |
| 7,2 | 75* | 83* | - | 20 |
| 12 | 110* | 121* | - | 34* |
| 17,5 | 125* | 138* | - | 38 |
| 24 | 150* | 165* | - | 50 |
| 36 | 200* | 220* | - | 70 |
| 52 | 250 | 275 | - | 95 |
| 72,5 | 350* | 385* | - | 140 |
| 100 | 450 | 495 | 375* | 185 |

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

| Highest voltage for equipment $U_m$ kV | Full wave lightning impulse kV | Chopped wave lightning impulse kV | Switching impulse kV | Applied voltage kV |
|---|---|---|---|---|
| 123 | 550 | 605 | 460* | 230 |
| 145 | 650 | 715 | 540* | 275 |
| 170 | 750 | 825 | 620* | 325 |
| 245 | 1 050 | 1 155 | 850* | 460 |
| 300 | 1 050 | 1 155 | 850 | 460 |
| 362 | 1 175 | 1 290 | 950 | 510 |
| 420 | 1 425 | 1 570 | 1 175* | 630 |
| 550 | 1 675* | 1 845* | 1 390* | 680 |
| 800 | 2 100 | 2 310 | 1 675* | - |
| 1 100 | 2 250 | 2 475 | 1 800 | - |
| 1 200 | 2 250 | 2 475 | 1 800 | - |

NOTE Values marked with an asterisk (*) are not given in IEC 60076-1:2011 for the particular value of $U_m$ but are included either because they represent common practice in some parts of the world or for some switching impulse levels, because they represent a co-ordinated value for a particular value of lightning impulse level (see IEC 60076-3:2013).

#### 5.2.8.2 Nature of tests

The insulation level of the on-load tap-changer shall be proved by dielectric tests performed at the following distances:

a) to earth;

b) between phases (where applicable);

c) between the first and last contacts of the tap selector or selector switch and, where fitted, of the change-over selector;

NOTE In case of designs, where the fixed contacts are arranged in a straight line, this test is not applicable.

d) between any two adjacent contacts of the tap selector or selector switch or any other contacts relevant to the on-load tap-changer contact configuration;

e) between diverter switch contacts in their final open position.

In case of vacuum type tap-changers, where any of the vacuum interrupters are open in their final open position and represent the only insulating distance between selected and pre-selected tap, item e) of the above listed dielectric tests has to be repeated after the service duty test with full wave lightning impulse only at 80 % of the rated values (see 5.2.3.4).

#### 5.2.8.3 Test voltages

– Class I

  For test a), the test voltages shall comply with appropriate values from Table 3. For tests b), c), d) and e), appropriate withstand values of full and chopped wave lightning impulse voltage, applied voltage and if applicable of switching impulse shall be declared by the manufacturer of the on-load tap-changer.

– Class II

  For tests a) and b), test voltage shall comply with the appropriate values from Table 3. For tests c), d) and e), appropriate withstand values of full and chopped wave lightning impulse, applied voltage and, if applicable of switching impulse, shall be declared by the manufacturer of the on-load tap-changer.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

The values in Table 3 are the highest selected test voltages for $U_m$ and are based on Clause 7 of IEC 60076-3:2013. Table 3 should be used for selecting the test levels for 5.2.8.5 through 5.2.8.9.

#### 5.2.8.4 Application of test voltages

For the dielectric tests, the on-load tap-changer shall be assembled, arranged and dried-out in a manner similar to that in service. It is not, however, necessary to include leads for connecting the on-load tap-changer to the windings of a transformer. If using leads they should be an approximation of that in service. Tests may be performed on separate components provided it can be shown that the same dielectric conditions apply.

For test a) of 5.2.8.2 when applied to class I and class II on-load tap-changers and test b) of 5.2.8.2 when applied to class II on-load tap-changer, the live parts of each phase shall be short-circuited and connected either to the voltage source or to the earth as appropriate.

Where the on-load tap-changer incorporates external air insulation to earth, this external insulation shall be proved in accordance with the relevant tests described in IEC 60137.

The preferred testing sequence is as follows:

– full wave lightning impulse test;
– chopped wave lightning impulse test;
– switching impulse test, when required;
– applied voltage test;
– measurement of partial discharges, when required.

#### 5.2.8.5 Full wave lightning impulse test (LI)

The test impulse shall be a full standard lightning impulse (1,2 μs ± 30 % / 50 μs ± 20 %) with a maximum overshoot of 5 %. The tolerance on the test voltage value is ± 3 %. Each test shall comprise three voltage applications of positive polarity and three voltage applications of negative polarity, at the required value.

#### 5.2.8.6 Chopped wave lightning impulse test (LIC)

The wave shape of the full wave impulses shall be as given in 5.2.8.5. The chopped wave lightning impulse shall have a time chopping between 3 μs and 6 μs. The time to first voltage zero after the instant of chopping shall be as short as possible. Each test shall comprise three voltage applications of positive polarity and three voltage applications of negative polarity, at the required value.

NOTE As an alternative, this requirement can be fulfilled carrying out a full wave lightning impulse test with the test values of the chopped wave lightning test.

#### 5.2.8.7 Switching impulse test (SI)

This test is applicable to on-load tap-changers of $U_m$ 100 kV and above. The test shall be made between the live and earthed parts of the on-load tap-changer. The test configuration shall be stated by the on-load tap-changer manufacturer. The impulse shape shall be 250/2 500 as specified in IEC 60060-1. Each test shall comprise three voltage applications of positive polarity and three voltage applications of negative polarity, at the required value.

#### 5.2.8.8 Applied voltage test (AV)

The test shall be performed with a single-phase alternating voltage in accordance with IEC 60060-1, at the required value. The duration of each test application shall be 60 s.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

#### 5.2.8.9 Measurement of partial discharges

This test is not required on class I tap-changers.

For class II on-load tap-changers a test shall also be made between live parts and earthed parts of the tap-changer.

For class II on-load tap-changers combining more than one phase in one unit (see example in IEC 60214-2) a test shall be made between the phases, which are adjacent in the tap-changer. The test sequence described below can be used for measurement of partial discharges between phases as well, however, the reference value $U_m$ / √3 shall be exchanged with $U_m$.

The test configuration shall be stated by the on-load tap-changer manufacturer. The screening of terminals to which tap leads will be connected is permissible.

The test shall be performed with a single-phase alternating voltage in accordance with IEC 60060-1.

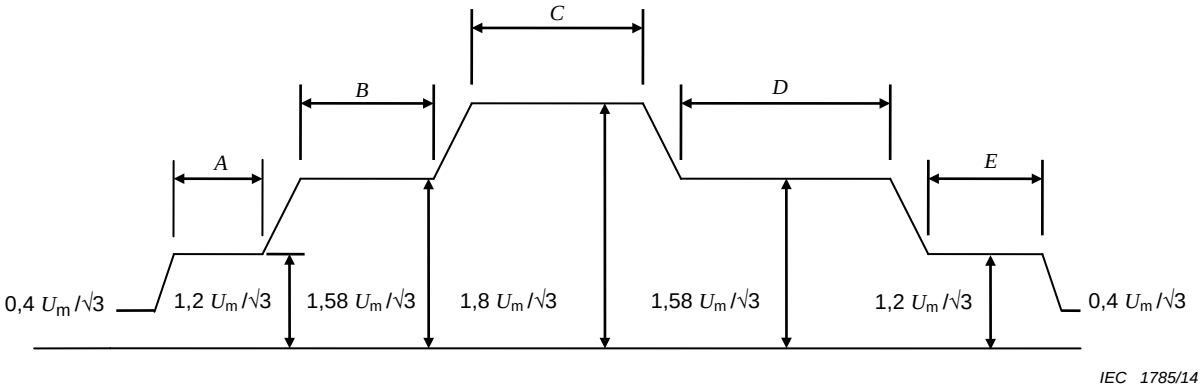
The test sequence shall be as follows:

– the voltage shall be switched on at a level not higher than 0,4 $U_m$ / √3;
– the background PD measurement shall be measured and recorded;
– the voltage shall be raised to 1,2 $U_m$ / √3 and held there for a minimum duration of 1 min;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be raised to 1,58 $U_m$ / √3 and held there for a minimum duration of 5 min;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be raised to the enhancement voltage 1,8 $U_m$ / √3 and held there for a duration of 60 s in case $U_m \leq 800$ kV and 300 s in case $U_m > 800$ kV;
– immediately after the test time, the voltage shall be reduced without interruption to 1,58 $U_m$ / √3;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be held at 1,58 $U_m$ / √3 for a duration of at least 60 min;
– the PD level shall be measured and recorded every 5 min during the 60 min period;
– after the last PD measurement in the 60 min period, the voltage shall be reduced to 1,2 $U_m$ / √3 and held there for a minimum duration of 1 min;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be reduced to 0,4 $U_m$ / √3;
– the background PD measurement shall be measured and recorded;
– the voltage shall be reduced to a value below 0,4 $U_m$ / √3;
– the voltage shall be switched off.

The partial discharge level shall be continuously observed on at least one measuring channel for the entire duration of test.

The duration of the test shall be as shown in Figure 2.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe




**Key**

$A$ = 1 min

$B$ = 5 min

$C$ = 60 s in case $U_m \leq$ 800 kV and 300 s in case $U_m >$ 800 kV

$D$ = 60 min

$E$ = 1 min

**Figure 2 – Time sequence for the application of test voltage (on-load tap-changer)**

Partial discharges shall be measured by a method according to IEC 60270.

Each PD measurement channel including the associated coupling capacitor shall be calibrated in terms of apparent charge (pC) according to the method given in IEC 60270.

The PD measurement shall be given in pC and shall refer to the highest steady-state repetitive impulses indicated by the measuring instrument.

Occasional bursts of high PD level may be disregarded.

The test can only be considered valid if the measured background PD level does not exceed 10 pC at both the beginning and the end of the test.

The test is successful if all the following criteria are fulfilled:

a) no collapse of the test voltage occurs;

b) the continuous level of partial discharges does not exceed 50 pC during the 60 min period (duration $D$);

c) the PD behaviour shows no continuously rising tendency and no sudden sustained increase in the levels occur during the last 20 min of the 60 min period (duration $D$);

d) the PD level at a voltage of 1,2 $U_m/\sqrt{3}$ after the 60 min period does not exceed 30 pC.

If the criterion c) is not met, the 60 min period may be extended and this criterion will be considered to have been met if it is fulfilled for a continuous period of 60 min.

NOTE The above test procedure is equivalent to the partial discharge test specified in 11.3 of IEC 60076-3:2013.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

#### 5.2.9 Type-test certificate

The certificate shall include:

– full details of the test arrangements adopted (for example, assembly, arrangement and drying out) with explanatory sketches as necessary;
– full details of all tests applied in accordance with 5.2.2 to 5.2.8;
– full details of limiting devices for transient overvoltages, where appropriate, see 5.1.5;
– photographs of all contacts breaking and commutating currents.

The erosion of the contacts in the vacuum interrupters and any other current commutating contacts shall be presented and shall not exceed the limits according to the manufacturer's specifications. No signs of arcs on contacts not intended to have arcs are allowed.

### 5.3 Routine tests

#### 5.3.1 General

The following routine tests shall be performed on each completed on-load tap-changer:

– mechanical test (5.3.2);
– sequence test (5.3.3);
– auxiliary circuits insulation test (5.3.4);
– pressure and vacuum tests (5.3.5).

NOTE Attention is drawn to tests to be carried out on on-load tap-changers after assembly on transformers, which are detailed in 11.7 of IEC 60076-1:2011.

#### 5.3.2 Mechanical test

With the on-load tap-changer fully assembled but without the contacts energized, ten complete cycles of operation shall be performed without failure.

#### 5.3.3 Sequence test

During the routine mechanical test in 5.3.2, a sequence of operations of the on-load tap-changer shall be recorded, the operation of the diverter or selector switch being recorded oscillographically. The results of this recording shall be substantially in agreement with those of the sequence type test from 5.2.6.3.

#### 5.3.4 Auxiliary circuits insulation test

The tap-changer auxiliary circuits shall withstand without failure a separate source a.c. withstand voltage test of 2 kV applied for 1 min between all live terminals and the frame.

#### 5.3.5 Pressure and vacuum tests

All liquid or gas containing compartments shall be tested at a pressure and vacuum declared by the manufacturer.

## 6 Requirements for motor-drive mechanisms for on-load tap-changers

### 6.1 General requirements

#### 6.1.1 Compliance of component parts

Unless otherwise specified, component parts of motor-drive mechanisms shall comply with the relevant IEC standard.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 6.1.2 Permissible variation of auxiliary supply

The driving motor and the control equipment of the motor-drive mechanism shall be designed to operate satisfactorily between 85 % and 110 % of the rated supply voltage (a.c. and d.c. voltage), the frequency, in the case of a.c. voltage, being the rated supply frequency.

The standard values of rated a.c. supply frequency are 50 Hz and 60 Hz.

### 6.1.3 Step-by-step control

The step-by-step circuit shall be designed in such a way as to operate the on-load tap-changer by one complete voltage step only in the case of signals which may be continuous or immediately repetitive as well as simultaneous from separate sources within one tap-change operation. This requirement applies also in the case of earth faults or interruption of a control wire.

### 6.1.4 Tap position indicator

Clear and reliable indication of the tap position of the on-load tap-changer shall be provided. It shall be possible to easily check the state of the tap position of the position-indicating device when operating locally.

If required, a remote position transmitter may be provided for indicating the tap position at a remote location.

### 6.1.5 Tap-change in progress indication

If required, a suitable device may be fitted to operate a means of indicating at a remote point that the motor-drive mechanism is performing a tap-change operation.

### 6.1.6 Limiting devices

The limiting device shall prevent the overrun of the permissible operation range of the on-load tap-changer.

The motor-drive mechanism shall be provided with a limiting device that prevents an effect of control impulses beyond the end position and stops the drive in case of initiation of a tap-change operation beyond the end position respectively.

Additionally, a mechanical limit device shall be incorporated in either the on-load tap-changer or the motor-drive mechanism. No damage shall be caused when reaching the mechanical end stop.

### 6.1.7 Parallel control devices

Provision of the necessary devices shall be agreed, the purchaser being responsible for ensuring that the correct requirements are specified.

### 6.1.8 Direction of rotation protection

If required, a device for the prevention of incorrect rotation of three-phase motors may be fitted by agreement between the manufacturer and purchaser.

### 6.1.9 Overcurrent blocking device

If required by the operational conditions of the transformer, an overcurrent blocking device may be fitted by agreement between manufacturer and purchaser.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 6.1.10 Restarting device

If required, a device may be provided which, after a possible interruption of the supply voltage, will complete a tap-change operation once it has been initiated.

### 6.1.11 Operation counter

Operation counters shall be suitable for their intended duty in terms of environmental conditions and for the number of operations specified for the on-load tap-changer. The number of operations of the on-load tap-changer can be provided as an electrical information (stored in a memory) or with a six-figure or greater non-resettable counter.

If required, a device indicating the number of operations shall be provided (in case of electrical information).

### 6.1.12 Manual operation of the motor-drive mechanism

A device shall be provided which, in the event of power supply failure of the motor-drive mechanism, facilitates a tap-change operation of the on-load tap-changer. The device shall ensure a blocking of the motor-drive mechanism to prevent unintended operation (e.g. remote control, voltage recovery, etc.).

The direction of rotation and further instructions shall be indicated adjacent to the point of engagement.

The design of the device should permit the operation by one person without undue effort.

NOTE This subclause does not apply to step-voltage regulators as defined in IEC 60076-21.

### 6.1.13 Motor-drive cubicle

The motor-drive cubicle shall meet the protection requirements of IP44 according to IEC 60529 and shall be protected against condensation by suitable means.

If required, higher degrees of protection according to IEC 60529 may be agreed between manufacturer and purchaser.

### 6.1.14 Protective device against running-through

A device to prevent the motor-drive mechanism from running through in case of failure of the step-by-step control circuit shall be provided.

### 6.1.15 Protection against access to hazardous parts

Driving mechanism cubicles fitted with doors shall continue to provide protection to at least category IP1X (according to IEC 60529) with any door open.

NOTE This will provide protection against accidental “back of the hand” contact as a minimum.

External drive shafts shall be protected with guards.

## 6.2 Type tests

### 6.2.1 Mechanical load test

The motor-drive mechanism output shaft shall be loaded by the largest torque on-load tap-changer for which it is designed or by an equivalent simulated load torque cycle, based on service conditions. At such a load, 500 000 operations shall be performed across the whole tap range.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

Additional cooling of the motor-drive is permissible during this test.

During this test, performed at rated frequency:

– 10 000 operations shall be performed at the minimum voltage as specified in 6.1.2;
– 10 000 operations at the maximum voltage as specified in 6.1.2;
– 100 operations shall be performed at a temperature of −25 °C. The temperature inside the motor-drive cabinet when the test starts shall be not higher than −25 °C. The motor-drive mechanism shall be tested at rated voltage and rated frequency. The temperature inside the cabinet shall be measured during the test and stated in the test report.

The correct functioning of the devices covered by 6.1.6, 6.1.10, 6.1.11, 6.1.12 and 6.1.14 shall be verified during this test. The test shall be completed without failure or any undue wear of the mechanical parts.

Normal maintenance according to the manufacturer's handbook is permitted during the test.

During the test, the heating system of the motor-drive mechanism shall be switched off.

#### 6.2.2 Overrun test

It shall be demonstrated that in the event of a failure of the limiting device of the motor-drive mechanism, the additional mechanical limiting device of the motor-drive mechanism or the on-load tap-changer prevent operation beyond the end positions when a motorized tap-change operation is performed. No electrical or mechanical damage shall occur.

#### 6.2.3 Degree of protection of motor-drive cubicle

When applicable, the motor-drive cubicle shall be tested in accordance with IEC 60529.

### 6.3 Routine tests

#### 6.3.1 Mechanical tests

The motor-drive mechanism in the service condition or with an equivalent simulated load shall be operated electrically for ten cycles of operation without failure. During this test, correct functioning in accordance with any requirements of 6.1.6, 6.1.10, 6.1.11, 6.1.12 and 6.1.14 shall be checked.

After the above test, two further cycles of operation shall be performed, one at the minimum and one at the maximum level of the rated voltage of the auxiliary supply. These shall be performed without failure.

NOTE The mechanical tests can be performed on the motor-drive mechanism separately or as in 5.3.2.

#### 6.3.2 Auxiliary circuits insulation test

Auxiliary circuits, except the motor and other elements which are to be tested with lower test voltages according to the appropriate IEC standards, shall be subjected to a separate source a.c. withstand test of 2 kV r.m.s applied for 1 min between all live terminals and the frame.

## 7 Requirements for de-energized tap-changers

### 7.1 General requirements

#### 7.1.1 Rated characteristics

The rated characteristics are as follows:

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

– maximum rated through-current;
– maximum rated step voltage;
– rated frequency;
– rated insulation level.

### 7.1.2 Types

De-energized tap-changers may comprise of hand or motor-drive operated mechanical rotary or linear switches.

### 7.1.3 Handles and drives

Handles used as drive mechanisms are typically hand-wheels or hand cranks and are either directly fitted to the de-energized tap-changer for transformer lid mounting, fitted to the de-energized tap-changer head cover or fitted to a remote gland housing mounted on the outside of the transformer. In the latter case, they are connected to the de-energized tap-changer for example by means of drive shafts or cables.

The operating handle for hand operated de-energized tap-changers shall be mounted externally.

The tap position shall be clearly indicated when the de-energized tap-changer is fully on position. The direction of rotation for raising and lowering the tap position shall be clearly indicated. In addition, the number of rotations for one tap-change operation shall be given where applicable.

A system shall be provided to positively latch the DETC in service position to carry full operating current.

### 7.1.4 Glands

All sealing glands of the de-energized tap-changer between the liquid or gas filled transformer or tap-changer tank and the environment shall be liquid or gas tight.

### 7.1.5 Interlocks

A safety device shall be provided to prevent the equipment from being actuated unintentionally or by unauthorized personnel. Such a device may consist of a locking device at the manual drive mechanism which requires a deliberate act by the operator to remove it.

Solely when the de-energized tap-changer is in a proper position state, it shall be possible to operate, remove or reinstall the safety device.

If a motor-drive mechanism is used to operate the de-energized tap-changer, preference shall be given to automatic interlocks by means of electrical interlocking circuits.

### 7.1.6 Mechanical end stops

It shall not be possible to operate the de-energized tap-changer past the end of range to an unselected position. Where the number of selectable positions may vary, mechanical end stops or a mechanical means shall be incorporated into either the selector or the manual drive mechanism to prevent operation past the first and last positions.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

## 7.2 Type tests

### 7.2.1 General

The following type tests shall be performed on samples of the relevant de-energized tap-changers after their final development or on equivalent components provided that the manufacturer can demonstrate that the relevant test conditions and results are not influenced by testing only components instead of the complete tap-changer.

NOTE No differentiation has to be made with respect to the test supplies with frequencies of 50 Hz or 60 Hz. The tests can be carried out with either frequency.

– temperature rise of contacts (7.2.2);
– short-circuit current test (7.2.3);
– mechanical tests (7.2.4);
– dielectric tests (7.2.5).

### 7.2.2 Temperature rise of contacts

Tests shall be performed to verify that the temperature rise above the medium surrounding each type of contact which carries current continuously in service does not exceed the values given in Table 4 when the contacts have reached a steady temperature when carrying 1,2 times the maximum rated through-current.

Meeting this condition proves the overload capacity as referred to in 4.3.

When the surrounding medium is liquid, the test shall be performed at a starting liquid temperature of not more than 40 °C and not less than 10 °C.

The temperature of the surrounding medium shall be measured at not less than 25 mm below the contacts.

The temperature shall be measured by thermocouples or other suitable means positioned in a manner to accurately reflect the actual contact temperature as near the point of contact as possible. The measuring device should be embedded into the contact or brazed or welded onto the contact so that it is measuring the bulk temperature of the contact and not the temperature of the interface between contact and cooling medium.

The temperature condition is considered to be steady when the difference of the temperature between the contact and the surrounding medium does not change by more than 1 K over an hour.

The cross-section and insulation of the conductor carrying the current into the de-energized tap-changer or components under test shall be stated.

**Table 4 – Contact temperature-rise limits for de-energized tap-changers**

| **Contact material** | **In air**<br>K | **In $SF_6$**<br>K | **In liquid**<br>K |
|---|---|---|---|
| Plain copper | 25 | 35 | 15 |
| Silver-faced copper/alloys | 40 | 35 | 15 |
| Other materials | By agreement | By agreement | 15 |
| In $SF_6$ the maximum allowable contact temperature under overload conditions is 150 °C. When the temperature of $SF_6$ is controlled by a specific method, the manufacturer shall specify an allowable contact temperature rise, which takes into consideration reduced $SF_6$ temperature surrounding the DETC. Subsequent tests by the manufacturer using that method shall verify that the maximum allowable contact temperature of 150 °C will not be exceeded. | | | |

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 7.2.3 Short-circuit current test

All contacts of different design carrying current continuously shall be subject to short-circuit currents, each of 2 s (±10 %) duration. In the case of liquid immersed de-energized tap-changers, the test shall be performed in transformer liquid.

In the case of three-phase de-energized tap-changers, it is sufficient to test the contacts of one phase only unless otherwise specified.

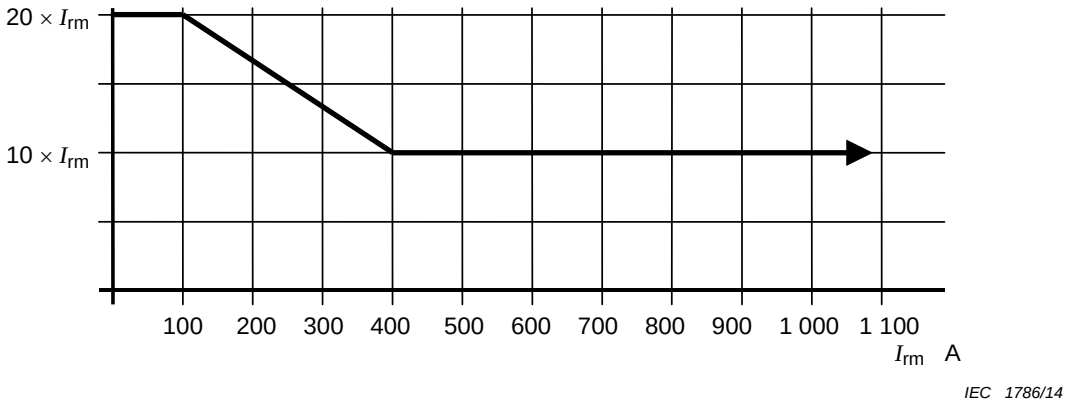



**Figure 3 – Short-circuit test current (r.m.s. value) as a multiple of the maximum rated through-current (de-energized tap-changer)**

Three applications shall be made with an initial peak current of 2,5 (±5 %) times the r.m.s. value of the rated short-circuit test current. The contacts shall not be moved between these applications.

When there are no facilities for point-on-wave switching and it is not possible to obtain three short-circuit applications with initial peak current 2,5 times the r.m.s. value, the following test may be used.

The r.m.s. value of the short-circuit test current may be increased so that the rated peak current is obtained for the three applications and the test duration reduced. When using this method, the product of the square of the increased r.m.s. current and the shorter test duration shall be not less than the product of the square of the rated short-circuit r.m.s. current and the two second duration.

The values of the short-circuit test current to be applied shall be as given in Figure 3.

The open-circuit voltage for the test shall be at least 50 V.

At the conclusion of the test, the contacts shall not have been damaged so as to prevent continuing correct operation at maximum rated through-current. The initial operating torque shall be measured before and after the test and show suitability for service.

Other current-carrying parts shall not show signs of permanent mechanical distortion, which can influence the normal operation of the tap-changer.

### 7.2.4 Mechanical tests

#### 7.2.4.1 Mechanical endurance test

If the de-energized tap-changer is of liquid-immersed design, it shall be assembled and filled with clean liquid or immersed in a test tank filled with clean liquid, and operated as for normal

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

service conditions. The contacts shall not be energized and the full range of taps shall be utilized until a minimum of 2 000 tap-change operations have been performed.

For de-energized tap-changers declared suitable for use with a motor-drive mechanism, then 20 000 operations shall be performed.

For compartment type de-energized tap-changers, this test may be performed at ambient temperature. For in-tank de-energized tap-changers, half the number of operations shall be performed at a temperature of not less than 75 °C and half at a lower temperature, for example during the heating or cooling period, with daily temperature cycles being permitted.

During the test, there shall be no failure or undue wear of the contacts or mechanical parts that would lead to mechanical failure if operation continued.

NOTE The surrounding mediums declared suitable for operation can typically be mineral insulating oil, alternative liquids (such as ester fluids (natural or synthetic) or silicon fluids), air and other gases.

#### 7.2.4.2 Pressure and vacuum tests

Appropriate tests shall be performed on all glands and seals to prove pressure and vacuum values. The manufacturer shall declare his values.

### 7.2.5 Dielectric tests

#### 7.2.5.1 General

The dielectric requirements of a de-energized tap-changer depend on the transformer winding to which it is to be connected.

The transformer manufacturer shall be responsible not only for selecting a de-energized tap-changer of the appropriate insulation level, but also for the insulation level of the connecting leads between the de-energized tap-changer and the windings of the transformer.

De-energized tap-changers for liquid-immersed design shall be filled with clean liquid or immersed in a test tank filled with clean liquid before the tests detailed in 7.2.5.2 are performed.

#### 7.2.5.2 Nature of tests

The insulation level of the de-energized tap-changer shall be proved by dielectric tests performed at the following distances:

a) to earth;

b) between phases (where applicable);

c) between the first and last contacts of the de-energized tap-changer;

NOTE In case of designs, where the fixed contacts are arranged in a straight line, this test is not applicable.

d) between any two adjacent contacts of the de-energized tap-changer;

e) any distance that, due to the contact configuration, will have a higher stress than the ones tested above.

#### 7.2.5.3 Test voltages

– Class I

  For test a), the test voltages shall comply with appropriate values from Table 5. For tests b), c), d) and e), appropriate withstand values of full and chopped wave lightning impulse voltage, applied voltage and if applicable of switching impulse shall be declared by the manufacturer of the de-energized tap-changer

– Class II

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

For tests a) and b), test voltage shall comply with the appropriate values from Table 5. For tests c), d) and e), appropriate withstand values of full and chopped wave lightning impulse, applied voltage and if applicable of switching impulse shall be declared by the manufacturer of the de-energized tap-changer.

The values in Table 5 are the highest selected test voltages for $U_m$ and are based on Clause 7 of IEC 60076-3:2013. Table 5 should be used for selecting the test levels for 7.2.5.5 through 7.2.5.9.

**Table 5 – Test voltage levels for de-energized tap-changers**

| **Highest voltage for equipment** $U_m$ kV | **Full wave lightning Impulse** kV | **Chopped wave lightning Impulse** kV | **Switching impulse** kV | **Applied voltage** kV |
|---|---|---|---|---|
| < 1,1 | - | - | - | 3 |
| 3,6 | 40 | 44 | - | 10 |
| 7,2 | 75* | 83* | - | 20 |
| 12 | 110* | 121* | - | 34* |
| 17,5 | 125* | 138* | - | 38 |
| 24 | 150* | 165* | - | 50 |
| 36 | 200* | 220* | - | 70 |
| 52 | 250 | 275 | | 95 |
| 72,5 | 350* | 385* | - | 140 |
| 100 | 450 | 495 | 375* | 185 |
| 123 | 550 | 605 | 460* | 230 |
| 145 | 650 | 715 | 540* | 275 |
| 170 | 750 | 825 | 620* | 325 |
| 245 | 1 050 | 1 155 | 850* | 460 |
| 300 | 1 050 | 1 155 | 850 | 460 |
| 362 | 1 175 | 1 290 | 950 | 510 |
| 420 | 1 425 | 1 570 | 1 175* | 630 |
| 550 | 1 675* | 1 845* | 1 390* | 680 |
| 800 | 2 100 | 2 310 | 1 675* | - |
| 1 100 | 2 250 | 2 475 | 1 800 | - |
| 1 200 | 2 250 | 2 475 | 1 800 | - |

NOTE Values marked with an asterisk (*) are not given in IEC 60076-1:2011 for the particular value of $U_m$ but are included either because they represent common practice in some parts of the world or for some switching impulse levels, because they represent a co-ordinated value for a particular value of lightning impulse level (see IEC 60076-3:2013).

### 7.2.5.4 Application of test voltages

For the dielectric tests, the de-energized tap-changer shall be assembled, arranged and dried-out in a manner similar to that in service. It is not, however, necessary to include leads for connecting the de-energized tap-changer to the windings of a transformer. If using leads they should be an approximation of that in service. Tests may be performed on separate components provided it can be shown that the same dielectric conditions apply.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

For test a) of 7.2.5.2 when applied to class I and class II de-energized tap-changers and test b) of 7.2.5.2 when applied to class II de-energized tap-changer, the live parts of each phase shall be short-circuited and connected either to the voltage source or to the earth as appropriate.

Where the de-energized tap-changer incorporates external insulation to earth, this external insulation shall be proved in accordance with the relevant tests described in IEC 60137.

The preferred testing sequence is as follows:

– full wave lightning impulse test;
– chopped wave lightning impulse test
– switching impulse test, when required;
– applied voltage test;
– measurement of partial discharges, when required.

#### 7.2.5.5 Full wave lightning impulse test (LI)

The test impulse shall be a full standard lightning impulse (1,2 μs ± 30 % / 50 μs ± 20 %) with a maximum overshoot of 5 %. The tolerance on the test voltage value is ± 3 %. Each test shall comprise three voltage applications of positive polarity and three voltage applications of negative polarity, at the required value.

#### 7.2.5.6 Chopped wave lightning impulse test (LIC)

The wave shape of the full wave impulses shall be as given in 7.2.5.5 The chopped wave lightning impulse shall have a time chopping between 3 μs and 6 μs. The time to first voltage zero after the instant of chopping shall be as short as possible. Each test shall comprise three voltage applications of positive polarity and three voltage applications of negative polarity, at the required value.

NOTE As an alternative, this requirement can be fulfilled carrying out a full wave lightning impulse test with the test values of the chopped wave lightning test.

#### 7.2.5.7 Switching impulse test (SI)

This test is applicable to de-energized tap-changers of $U_m$ 100 kV and above. The test shall be made between the live and earthed parts of the de-energized tap-changer. The test configuration shall be stated by the de-energized tap-changer manufacturer. The impulse shape shall be 250/2 500 μs as specified in IEC 60060-1. Each test shall comprise three voltage applications of positive polarity and three voltage applications of negative polarity, at the required value.

#### 7.2.5.8 Applied voltage test (AV)

The test shall be performed with a single-phase alternating voltage in accordance with IEC 60060-1, at the required value. The duration of each test application shall be 60 s.

#### 7.2.5.9 Measurement of partial discharges

This test is not required on class I tap-changers.

For class II de-energized tap-changers a test shall be made between live parts and earthed parts of the tap-changer.

For class II de-energized tap-changers combining more than one phase in one unit (see example in IEC 60214-2) a test shall also be made between the phases, which are adjacent in the tap-changer. The test sequence described below can be used for measurement of partial

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

discharges between phases as well, however, the reference value $U_m$ / √3 shall be exchanged with $U_m$.

The test configuration shall be stated by the de-energized tap-changer manufacturer. The screening of terminals to which tap leads will be connected is permissible.

The test shall be performed with a single-phase alternating voltage in accordance with IEC 60060-1.

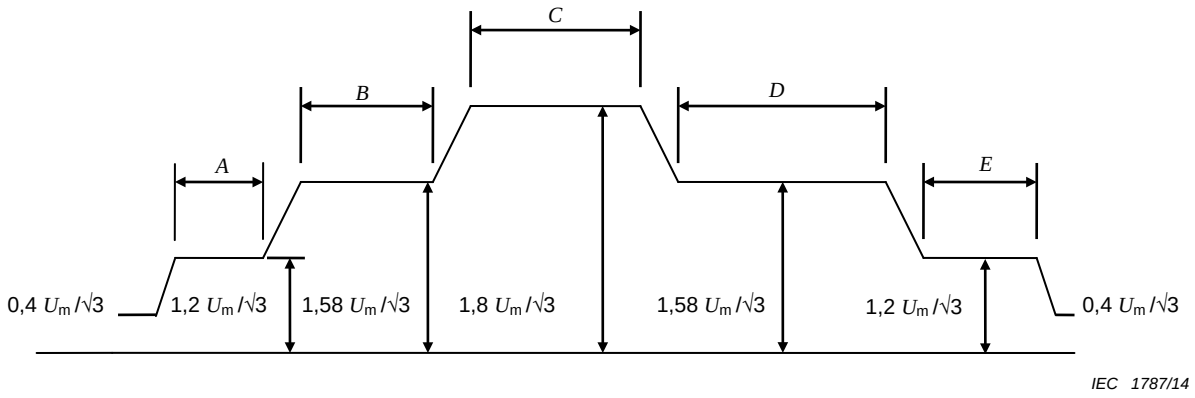
The test sequence shall be as follows:

– the voltage shall be switched on at a level not higher than 0,4 $U_m$ / √3;
– the background PD measurement shall be measured and recorded;
– the voltage shall be raised to 1,2 $U_m$ / √3 and held there for a minimum duration of 1 min;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be raised to 1,58 $U_m$ / √3 and held there for a minimum duration of 5 min;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be raised to the enhancement voltage 1,8 $U_m$ / √3 and held there for a duration of 60 s in case $U_m \leq 800$ kV and 300 s in case $U_m > 800$ kV;
– immediately after the test time, the voltage shall be reduced without interruption to 1,58 $U_m$ / √3;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be held at 1,58 $U_m$ / √3 for a duration of at least 60 min;
– the PD level shall be measured and recorded every 5 min during the 60 min period;
– after the last PD measurement in the 60 min period the voltage shall be reduced to 1,2 $U_m$ / √3 and held there for a minimum duration of 1 min;
– the PD level shall be measured and recorded;
– the voltage shall be reduced to 0,4 $U_m$ / √3;
– the background PD measurement shall be measured and recorded;
– the voltage shall be reduced to a value below 0,4 $U_m$ / √3;
– the voltage shall be switched off.

The partial discharge level shall be continuously observed on at least one measuring channel for the entire duration of test.

The duration of the test shall be as shown in Figure 4.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe




**Key**

$A$ = 1 min

$B$ = 5 min

$C$ = 60 s in case $U_m \leq$ 800 kV and 300 s in case $U_m >$ 800 kV

$D$ = 60 min

$E$ = 1 min

**Figure 4 – Time sequence for the application of test voltage (de-energized tap-changer)**

Partial discharges shall be measured by a method according to IEC 60270.

Each PD measurement channel including the associated coupling capacitor shall be calibrated in terms of apparent charge (pC) according to the method given in IEC 60270.

The PD measurement shall be given in pC and shall refer to the highest steady-state repetitive impulses indicated by the measuring instrument.

Occasional bursts of high PD level may be disregarded.

The test can only be considered valid if the measured background PD level does not exceed 10 pC at both the beginning and the end of the test.

The test is successful if all the following criteria are fulfilled:

a) no collapse of the test voltage occurs;

b) the continuous level of partial discharges does not exceed 50 pC during the 60 min period (duration $D$);

c) the PD behaviour shows no continuously rising tendency and no sudden sustained increase in the levels occurs during the last 20 min of the 60 min period (duration $D$);

d) the PD level at a voltage of 1,2 $U_m$ / $\sqrt{3}$ after the 60 min period does not exceed 30 pC.

If the criterion c) is not met, the 60 min period may be extended and this criterion will be considered to have been met if it is fulfilled for a continuous period of 60 min.

NOTE The above test procedure is equivalent to the partial discharge test specified in 11.3 of IEC 60076-3:2013.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

#### 7.2.6 Type test certificate

The test certificate shall include:

– full details of the test arrangements adopted (for example, assembly arrangements and drying out) with explanatory sketches as necessary;
– full details of all tests applied in accordance with 7.2.2 to 7.2.5.

### 7.3 Routine tests

#### 7.3.1 Mechanical tests

With the de-energized tap-changer fully assembled but without the contacts energized, two complete cycles of operation shall be performed without failure. During this test any end stops described under 7.1.6 shall be checked for correct operation and setting.

#### 7.3.2 Pressure and vacuum tests

Tests shall be performed on all liquid-tight glands and levels shall be declared by the manufacturer. A declared value of zero indicates this test has not been carried out.

NOTE Pressure and vacuum tests on small de-energized tap-changers are often not carried out.

## 8 Requirements for motor-drive mechanisms for de-energized tap-changers

### 8.1 General requirements

#### 8.1.1 General

Motor-drive mechanisms for on-load tap-changers may be used for de-energized tap-changer applications. For de-energized tap-changers, the requirements in 8.1.2 to 8.1.9 as a minimum shall apply.

If a motor-drive mechanism is used to operate the de-energized tap-changer, preference shall be given to automatic interlocks by means of electrical interlocking circuits.

#### 8.1.2 Compliance of component parts

Unless otherwise specified, component parts of motor-drive mechanisms shall comply with the relevant IEC standard.

#### 8.1.3 Permissible variation of auxiliary supply

The driving motor and the control equipment of the motor-drive mechanism shall be designed to operate satisfactorily between 85 % and 110 % of the rated supply voltage (a.c. and d.c. voltage), the frequency, in the case of a.c. voltage, being the rated supply frequency.

The standard values of rated a.c. supply frequency are 50 Hz and 60 Hz.

#### 8.1.4 Tap position indicator

Clear and reliable indication of the tap position of the de-energized tap-changer shall be provided. It shall be possible to easily check the state of the tap position of the position-indicating device when operating locally.

If required, a remote position transmitter may be provided for indicating the tap position at a remote location.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

### 8.1.5 Limiting devices

A mechanical limit device shall be incorporated in either the de-energized tap-changer or the motor-drive mechanism.

### 8.1.6 Operation counter

Operation counters shall be suitable for their intended duty in terms of environmental conditions and for the number of operations specified for the de-energized tap-changer. The number of operations of the de-energized tap-changer can be provided as an electrical information (stored in a memory) or with a five-figure or greater non-resettable counter.

If required, a device indicating the number of operations shall be provided (in case of electrical information).

### 8.1.7 Manual operation of the motor-drive mechanism

A device shall be provided which, in the event of power supply failure of the motor-drive mechanism, facilitates a tap-change operation of the de-energized tap-changer. The device shall ensure a blocking of the motor-drive mechanism to prevent unintended operation (e.g. remote control, voltage recovery, etc.).

The direction of rotation and further instructions shall be indicated adjacent to the point of engagement.

The design of the device should permit the operation by one person without undue effort.

### 8.1.8 Motor-drive cubicle

The motor-drive cubicle shall meet the protection requirements of IP44 according to IEC 60529 and shall be protected against condensation by suitable means.

If required, a higher degree of protection according to IEC 60529 may be agreed between manufacturer and purchaser.

### 8.1.9 Protection against access to hazardous parts

Driving mechanism cubicles fitted with doors shall continue to provide protection to at least category IP1X according to IEC 60529 with any door open.

NOTE This will provide protection against accidental “back of the hand” contact as a minimum.

External drive shafts shall be protected with guards.

## 8.2 Type tests

### 8.2.1 Mechanical load test

The motor-drive mechanism output shaft shall be loaded by the greatest torque for the de-energized tap-changer for which it is designed or by an equivalent simulated load torque cycle, based on service conditions. At such a load, 20 000 operations shall be performed across the whole tap range.

Additional cooling of the motor-drive is permissible during this test.

During this test, performed at rated frequency:

– 1 000 operations shall be performed at the minimum voltage as specified in 8.1.3;
– 1 000 operations shall be performed at the maximum voltage as specified in 8.1.3;

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

– 50 operations shall be performed at a temperature of –25 °C. The temperature inside the motor-drive cabinet when the test starts shall be -25 °C. The motor-drive mechanism shall be tested at rated voltage and rated frequency. The temperature inside the cabinet shall be measured during the test and stated in the test report.

The correct functioning of the device covered by 8.1.5, 8.1.6, and 8.1.7 shall be verified during this test. The test shall be completed without failure or any undue wear of the mechanical parts.

Normal maintenance according to the manufacturer's handbook is permitted during the test.

During the test, the heating system of the motor-drive mechanism shall be switched off.

#### 8.2.2 Overrun test

It shall be demonstrated that in the event of a failure of the electrical limit switches, the mechanical end stops prevent operation beyond the end positions when a motorized tap-change is performed and that the motor-drive mechanism will not suffer either electrical or mechanical damage.

#### 8.2.3 Degree of protection of motor-drive cubicle

When applicable, the motor-drive cubicle shall be tested in accordance with IEC 60529.

### 8.3 Routine tests

#### 8.3.1 Mechanical tests

The motor-drive mechanism in the service condition or with an equivalent simulated load shall be operated electrically for two cycles of operation without failure. During this test, correct functioning in accordance with requirements of 8.1.5, 8.1.6 and 8.1.7 shall be checked.

After the above test two further cycles of operation shall be performed, one at the minimum and one at the maximum level of the rated voltage of the auxiliary supply. These shall be performed without failure.

NOTE The mechanical tests can be performed on the motor-drive mechanism separately or as in 7.3.1.

#### 8.3.2 Auxiliary circuits insulation test

Auxiliary circuits, except the motor and other elements which are to be tested with lower test voltages according to the appropriate IEC standards, shall be subjected to a separate source a.c. withstand test of 2 kV r.m.s. applied for 1 min between all live terminals and the frame.

## 9 Nameplate

### 9.1 Tap-changers (on-load and de-energized)

Each tap-changer shall be provided with a nameplate of weatherproof material fitted in a visible position showing at least the following items:

– number and year of the relevant national standard and/or this IEC standard;
– the manufacturer's name;
– the manufacturer's serial number;
– the manufacturer's type designation;
– the year of manufacture;
– the rated through-current;

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

– the rated step voltage (if applicable);
– the transition resistor value (if applicable);
– static vacuum and pressure capabilities of the tap-changer.

The entries shall be indelibly marked, for example by etching, engraving, stamping or by a photo-chemical process.

NOTE For small de-energized tap-changers where size makes it impracticable to fit all of the above information on a nameplate, either a separate loose nameplate can be supplied or the information can be provided in the manufacturers' instructions.

### 9.2 Motor-drive mechanisms

Each motor-drive mechanism shall be provided with a nameplate of weatherproof material fitted in a visible position showing the appropriate items listed in 9.1. In addition, if appropriate, the nameplate shall show the following information:

– the rated voltage and rated frequency of the electric motor;
– the rated voltage and rated frequency of the control equipment;

NOTE In the case of a d.c. supply, the symbol --- can be used instead of the indication of the rated frequency.

– the number of service tap positions.

The entries shall be indelibly marked, for example by etching, engraving, stamping or photo-chemical process.

## 10 De-energized tap-changer warning label

For de-energized tap-changers, a warning label or instruction shall either be attached to the tap-changer or supplied as a separate label which shall be fitted adjacent to the operating handle. Figure 5 shows an example of such a warning label. The minimum and necessary requirement for a warning label is that operating the DETC is only allowed if the transformer is de-energized.

The conformity of the warning label (e.g. drawing, symbols) with local or national law is in the responsibility of the transformer manufacturer.

The transformer manufacturer is responsible to fit an appropriate warning label that is clearly visible, near the operating mechanism of the DETC on the transformer.

A similar label shall be attached to motor-drive mechanisms.

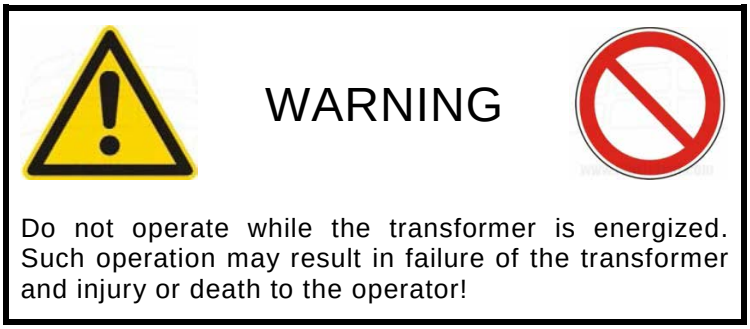



**Figure 5 – Warning label (example)**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

## 11 Manufacturers operating instructions

The manufacturer shall provide a handbook to facilitate the safe and proper operation of the tap-changer including maintenance criteria.

The handbook shall cover but not be limited to installation, operation, maintenance criteria and in addition identify any inherent dangers or risks (for example, electric shock, stored energy devices, unexpected starting of the mechanism following interruption of supply, etc.).

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# Annex A
(normative)

## Supplementary information on switching duty on main and transition contacts relating to resistor type tap-changers

Tables A.1 and A.3 show typical contact arrangements used for diverter and selector switches. Only one pair of contacts is shown for each function, although in practice this may represent a set of contacts.

Tables A.1 and A.3 also show the number of circuit-transfer operations performed together with the duty performed by each pair of contacts for each combination of switched current and recovery voltage during a number of cycles of operation corresponding to $N$ tap-change operations.

In the expressions for current and voltage in Tables A.1 and A.3, the '+' and '–' signs indicate vectorial addition and subtraction, not algebraic. The duty on the contacts is consequently affected by the power-factor of the load on the transformer, which controls the phase angle between the through-current $I$ and the step voltage $E$. The effect of the load power-factor on the duty of the various contacts is shown in Table A.2 for non-vacuum type on-load tap-changers and for vacuum type on-load tap-changers in Note 2 of Table A.3.

Additionally, Table A.3 shows not only the breaking stresses for the VIs of vacuum-type on-load tap-changers, but also the making stresses, which are of importance for this kind of tap-changers. The effect of the load power-factor on the duty of the various contacts of vacuum type tap-changers is mentioned in Note 2 of Table A.3.

If the transition impedance is divided into two units, these are assumed to be of equal value, each equal to $R$.

The arrangements shown in Figure A.1 are by no means exhaustive. Other possible arrangements exist and are used, such as the multiple resistor cycle, which may be an extension of the above-mentioned basic principles.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

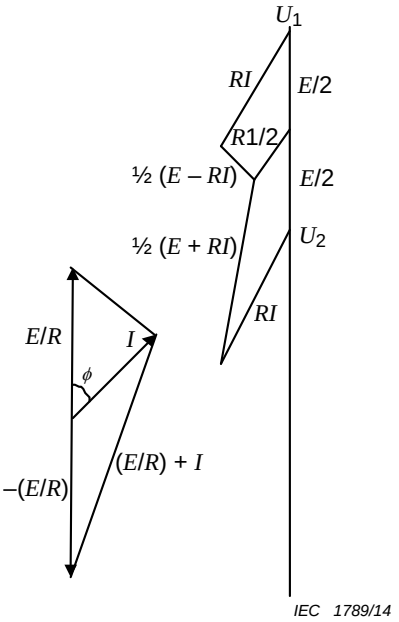



**Figure A.1a – Diverter or selector switch with operating cycle number 1**

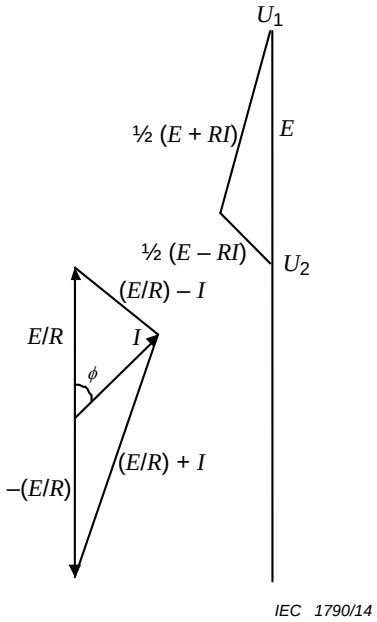



**Figure A.1b – Diverter switch with operating cycle number 2**

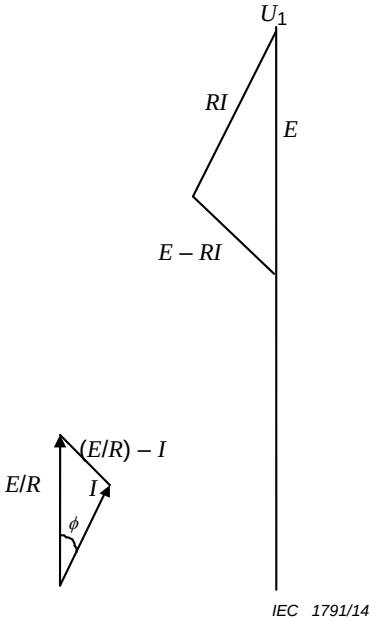


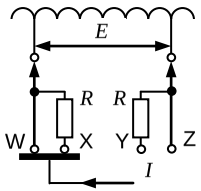
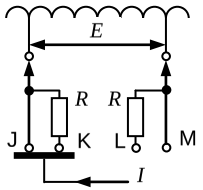
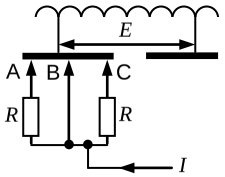
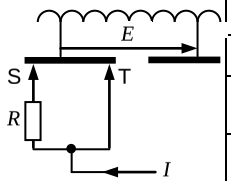

**Figure A.1c – Selector switch with operating cycle number 2**

NOTE The numbering of the operating cycles only refers to Table A.1.

**Figure A.1 – Examples of current and voltage vectors for resistor type tap-changers**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**Table A.1 – Duty of main and transition contacts for resistor type tap-changers (non-vacuum type)**

| Type of switch | Operating cycle number | Diagram of connections | Contact operating order | Duty of main contact | | | | Duty of transition contact | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Contact | Switching current | Recovery voltage | Number of operations | Contact | Switching current | Recovery voltage | Number of operations |
| Non-vacuum type diverter switch | 1 |  | W breaks | W | $I$ | $RI$ | $N/2$ | X | $½(E/R + I)$ | $E + RI$ | $N/4$ |
| | | | Y makes | | | | | | $½(E/R - I)$ | $E - RI$ | $N/4$ |
| | | | X breaks | Z | $I$ | $RI$ | $N/2$ | Y | $½(E/R + I)$ | $E + RI$ | $N/4$ |
| | | | Z makes | | | | | | $½(E/R - I)$ | $E - RI$ | $N/4$ |
| | 2 |  | L makes | J | $E/R + I$ | $½(E + RI)$ | $N/4$ | K | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | J breaks | | $E/R - I$ | $½(E - RI)$ | $N/4$ | | | | |
| | | | M makes | M | $E/R + I$ | $½(E + RI)$ | $N/4$ | L | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | K breaks | | $E/R - I$ | $½(E - RI)$ | $N/4$ | | | | |
| Non-vacuum type selector switch | 1 |  | C breaks | B | $I$ | $RI$ | $N$ | A | $½(E/R + I)$ | $E + RI$ | $N/2$ |
| | | | B breaks | | | | | | | | |
| | | | C makes | | | | | | | | |
| | | | A breaks | | | | | C | $½(E/R - I)$ | $E - RI$ | $N/2$ |
| | | | B makes | | | | | | | | |
| | | | A makes | | | | | | | | |
| | 2 |  | T breaks | T | $I$ | $RI$ | $N/2$ | S | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | T makes | | | | | | | | |
| | | | S breaks | | $E/R + I$ or $E/R - I$ (NOTE 3) | $E + RI$ or $E - RI$ (NOTE 3) | $N/2$ or $N/2$ (NOTE 4) | | 0 | 0 | $N/2$ |
| | | | S makes | | | | | | | | |

NOTE 1 Other circuits involving multiple resistors are not included as they are extensions of the above basic circuits.

NOTE 2 For the purpose of clarity, the diagram of connections and contact operating order are given for one direction of movement of the switch. The expressions for contact duty and number of operations, however, take into account the movement of the switch in both directions.

NOTE 3 Duties depends on the power flow direction and are given here for both directions.

NOTE 4 The number of operations is given under the condition that the power flow will not change.

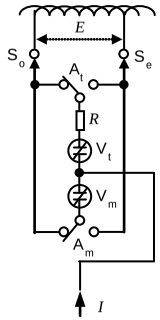
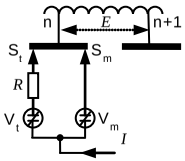
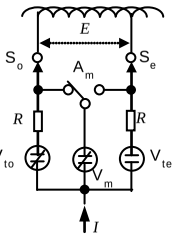
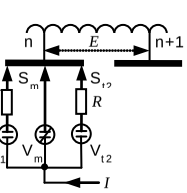
Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when print

**Table A.2 – Effect of load power-factor on circuit-breaking duty for resistor type tap-changers (non-vacuum type)**

| Type of switch | Operating cycle number | Main contacts | | Transition contacts | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Contact | Effect of load power-factor | Contact | Effect of load power-factor |
| Non-vacuum type diverter switch | 1 | W and Z | None | X and Y | Maximum duty at power-factor = 1,0 |
| | 2 | J and M | Maximum duty at power-factor = 1,0 | K and L | None |
| Non-vacuum type selector switch | 1 | B | None | A and C | Maximum duty at power-factor = 1,0 |
| | 2 | T | None for $N/2$ operations | S | None |
| | | | Maximum duty at power-factor = 0 for $N/2$ operations | | |
| NOTE Non-vacuum type selector switches employing the operating cycle number 2 are normally used with load current flow in one direction only. | | | | | |

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

## Table A.3 – Duty of main and transition contacts for resistor type tap-changers (vacuum type) *(1 of 2)*

| Type of switch | Operating Cycle number | Diagram of connections | Contact operating order | | Duty of main contact $V_m$ | | | | | Duty of transition contact $V_t$, $V_{to}$, $V_{te}$, $V_{t1}$, $V_{t2}$ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Changing from $S_o$ to $S_e$ or from $n$ to $n+1$ | Changing from $S_e$ to $S_o$ or from $n+1$ to $n$ | Switching current | Recovery voltage | Closing current | Closing voltage | Number of operations | Contact | Switching current | Recovery voltage | Closing current | Closing voltage | Number of operations |
| Diverter switch (with one transition resistor) | 1 |  | $V_m$ breaks | $V_m$ breaks | $I$ | $RI$ | $E/R+I$ | $E+RI$ | $N/2$ | $V_t$ | $E/R$ | $E$ | 0 | 0 | $N$ |
| | | | $A_m$ transfers | $A_m$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ makes | $V_m$ makes | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ breaks | $V_t$ breaks | | | $E/R-I$ | $E-RI$ | $N/2$ | | | | | | |
| | | | $A_t$ transfers | $A_t$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ makes | $V_t$ makes | | | | | | | | | | | |
| | 2 | | $V_t$ breaks | $V_t$ breaks | $E/R+I$ | $E+RI$ | $I$ | $RI$ | $N/2$ | $V_t$ | 0 | 0 | $E/R$ | $E$ | $N$ |
| | | | $A_t$ transfers | $A_t$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ makes | $V_t$ makes | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ breaks | $V_m$ breaks | $E/R-I$ | $E-RI$ | | | $N/2$ | | | | | | |
| | | | $A_m$ transfers | $A_m$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ makes | $V_m$ makes | | | | | | | | | | | |
| Selector switch (NOTE 3) | 1 |  | $V_m$ breaks | $V_t$ breaks | $I$ | $RI$ | $E/R+I$ or $E/R-I$ (NOTE 4) | $E+RI$ or $E-RI$ (NOTE 4) | $N/2$ or $N/2$ (NOTE 5) | $V_t$ | $E/R$ | $E$ | 0 | 0 | $N/2$ |
| | | | $S_m$ transfers | $S_t$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ makes | $V_t$ makes | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ breaks | $V_m$ breaks | $E/R+I$ or $E/R-I$ (NOTE 4) | $E+RI$ or $E-RI$ (NOTE 4) | $I$ | $RI$ | $N/2$ or $N/2$ (NOTE 5) | | 0 | 0 | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | $S_t$ transfers | $S_m$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ makes | $V_m$ makes | | | | | | | | | | | |
| Diverter switch (with two transition resistors) | 1 |  | $V_m$ breaks | $V_m$ breaks | $I$ | $RI$ | $I$ | $RI$ | $N$ | $V_{to}$ | 1/2($E/R+I$) | $E+RI$ | 1/2($E/R+I$) | $E+RI$ | $N/4$ |
| | | | $V_{te}$ makes | $V_{to}$ makes | | | | | | | 1/2($E/R-I$) | $E-RI$ | 1/2($E/R-I$) | $E-RI$ | $N/4$ |
| | | | $A_m$ transfers | $A_m$ transfers | | | | | | $V_{te}$ | 1/2($E/R+I$) | $E+RI$ | 1/2($E/R+I$) | $E+RI$ | $N/4$ |
| | | | $V_{to}$ breaks | $V_{te}$ breaks | | | | | | | 1/2($E/R-I$) | $E-RI$ | 1/2($E/R-I$) | $E-RI$ | $N/4$ |
| | | | $V_m$ makes | $V_m$ makes | | | | | | | | | | | |
| | 2 | | $V_{te}$ makes | $V_{to}$ makes | $E/R+I$ | 1/2($E+RI$) | $E/R-I$ | 1/2($E-RI$) | $N/2$ | $V_{to}$ | $E/R$ | $E$ | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | $V_m$ breaks | $V_m$ breaks | | | | | | | | | | | |
| | | | $A_m$ transfers | $A_m$ transfers | $E/R-I$ | 1/2($E-RI$) | $E/R+I$ | 1/2($E+RI$) | $N/2$ | $V_{te}$ | | | | | $N/2$ |
| | | | $V_m$ makes | $V_m$ makes | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{to}$ breaks | $V_{te}$ breaks | | | | | | | | | | | |
| Selector switch (with two transition resistors) | 1 |  | $V_{t1}$ makes | $V_{t2}$ makes | $I$ | $RI$ | $I$ | $RI$ | $N$ | $V_{t1}$ | 1/2($E/R+I$) or 1/2($E/R-I$) (NOTE 3) | $E+RI$ or $E-RI$ (NOTE 3) | 1/2($E/R+I$) or 1/2($E/R-I$) (NOTE 3) | $E+RI$ or $E-RI$ (NOTE 3) | $N/2$ or $N/2$ (NOTE 4) |
| | | | $V_m$ breaks | $V_m$ breaks | | | | | | | | | | | |
| | | | $S_{t2}$ transfers | $S_{t1}$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{t2}$ makes | $V_{t1}$ makes | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{t1}$ breaks | $V_{t2}$ breaks | | | | | | $V_{t2}$ | 1/2($E/R-I$) or 1/2($E/R+I$) (NOTE 3) | $E-RI$ or $E+RI$ (NOTE 3) | 1/2($E/R-I$) or 1/2($E/R+I$) (NOTE 3) | $E-RI$ or $E+RI$ (NOTE 3) | $N/2$ or $N/2$ (NOTE 4) |
| | | | $S_m$ transfers | $S_m$ transfers | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ makes | $V_m$ makes | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{t2}$ breaks | $V_{t1}$ breaks | | | | | | | | | | | |
| | | | $S_{t1}$ transfers | $S_{t2}$ transfers | | | | | | | | | | | |

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**Table A.3** *(2 of 2)*

| |
|---|
| **Key**<br><br>$E$ is the step voltage<br><br>$I$ is the load current<br><br>$S_o$, $S_e$ are the tap selector contacts<br><br>$S_m$, $S_{t1}$, $S_{t2}$ are selector contacts of a selector switch<br><br>$V_m$ is the main contact (vacuum interrupter)<br><br>$V_t$, $V_{to}$, $V_{te}$, $V_{t1}$, $V_{t2}$ are the transition contacts (vacuum interrupters)<br><br>$A_m$, $A_t$ are the auxiliary transfer switches |
| NOTE 1 The above circuits with 1 or 2 transition resistors and 2 or 3 vacuum interrupters are the most basic and typical circuits for vacuum type tap-changers. Other circuits involving multiple resistors and more number of vacuum interrupters are not included as they are extensions of the above basic circuits.<br><br>NOTE 2 Duties including ($E/R+I$) will be maximum at power-factor = 1,0, duties including ($E/R-I$) will be maximum at power-factor = 0 and duties including neither ($E/R+I$) or ($E/R-I$) are not affected by the power-factor.<br><br>NOTE 3 The given contact duties in the upper row are valid for one switching direction, the duties given in the lower row are valid for the opposite direction.<br><br>NOTE 4 Duties depends on the power flow direction and are given here for both directions.<br><br>NOTE 5 The number of operations is given under the condition that the power flow direction will not change. |

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# Annex B
(normative)

# Supplementary information on switching duty relating to reactor type tap-changers

## B.1 Additional test parameters

### B.1.1 Service duty test

The requirements in 5.2.3.2 apply with the following provisions:

a) preventive auto-transformer: circulating current in bridging position equal to 50 % of the rated through-current or as otherwise specified by the manufacturer and stated in the design test report;

b) power factor: 80 %.

### B.1.2 Breaking capacity test

a) The requirements in 5.2.3.3 apply with the following provisions:

b) preventive auto transformer: circulating current in bridging position equal to 50 % of the rated through-current or as otherwise specified by the manufacturer and stated in the design test report;

c) power factor: 0 %;

d) number of operations: 40.

## B.2 Duty of switching contacts

Tables B.1 to B.4 respectively, show the duty on switching contacts for reactor type tap-changers with the following types of switching:

– selector switch;

– selector switch and equalizing winding;

– diverter switch and tap selector;

– vacuum interrupter and tap selector.

Similarly, Figures B.1 to B.8 show the sequence and vector diagrams for the four types of reactor type tap-changers.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**Table B.1 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with selector switch – Switching direction from P1 to P5**

| Operating sequence (NOTE 1) | Contact operation | Contact | Switching current | Recovery voltage |
|---|---|---|---|---|
| P1 | N/A | G | - | - |
| On tap 1 | | H | - | - |
| P2 | H breaks | G | - | - |
| Transition to bridging (selector switch opens) | | H | ½$I$ (NOTE 2) | ½$IZ$ |
| P3 | H makes | G | - | - |
| Bridging taps 1 and 2 | | H | - | - |
| P4 | G breaks | G | ½$I$ + $E_T/Z$ (NOTE 3) | $E_T$ + ½$IZ$ |
| Transition to on-tap 2 | | H | - | - |
| P5 | G makes | G | - | - |
| On tap 2 | | H | - | - |

NOTE 1 P1, P3 and P5 are service tap positions.

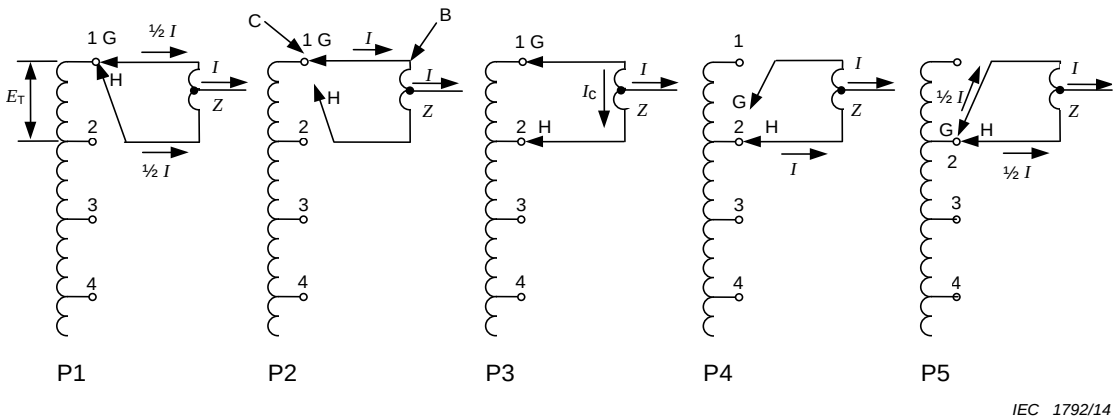
NOTE 2 $I$ is the load current.

NOTE 3 $E_T/Z$ is equal to $I_C$, the circulating current, $Z$ is the impedance of the preventive autotransformer and $E_T$ is the tap voltage.

NOTE 4 When the transition to on-tap is in the reverse direction, that is, from P5 to P1, the switching current at the G contact is ½$I$ and the corresponding recovery voltage is ½$IZ$ (P4). The switched current at H contact is $E_T/Z$ – ½$I$ and the corresponding recovery voltage is $E_T$ – ½$IZ$ (P2).

NOTE 5 See Figure B.1 for the operating sequence diagrams and Figure B.2 for the vector diagrams.

NOTE 6 All additions shown in the table are vector additions.




**Key**

B is the reactor

C is the selector switch (2 in total)

**Figure B.1 – Operating sequence of reactor type tap-changers with selector switch**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

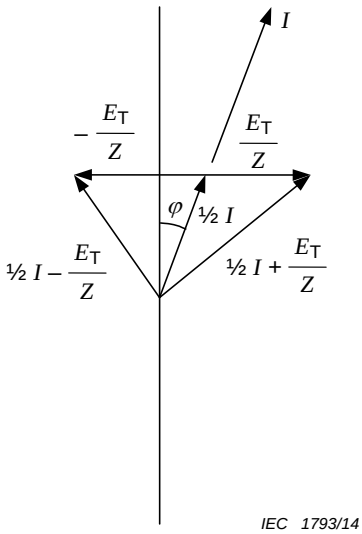



**Figure B.2a – Current**

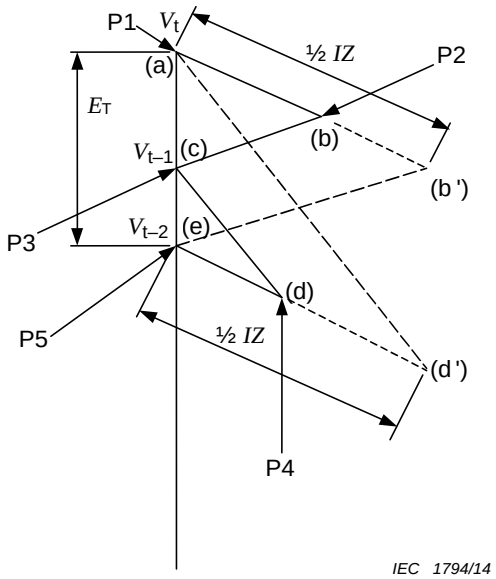



**Figure B.2b – Voltage**

NOTE 1 System voltage progression during transition steps for two tap position change operations are shown in brackets (a) to (e) in Figure B.2b. Points (a), (c) and (e) represent quiescent operation. Points (b) and (d) represent momentary operations due to reactance drop.

NOTE 2 Vectors (a-b') and (e-d') represent reactor voltage due to transformer action.

NOTE 3 Shown for $|E_T/Z| \cong 0{,}5\,|I|$.

**Figure B.2 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with selector switch**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**Table B.2 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with selector switch and equalizer windings – Switching direction from P1 to P5**

| Operating sequence (NOTE 1) | Contact operation | Contact | Switching current | Recovery voltage |
|---|---|---|---|---|
| P1 | N/A | G | - | - |
| On tap 1 | | H | - | - |
| P2 | H breaks | G | - | - |
| Transition to bridging (selector switch opens) | | H | $½I + ½E_T/Z$ (NOTE 2) | $½IZ + ½E_T$ |
| P3 | H makes | G | - | - |
| Bridging taps 1 and 2 | | H | - | - |
| P4 | G breaks | G | $½I + ½E_T/Z$ (NOTE 3) | $½E_T + ½IZ$ |
| Transition to on-tap 2 | | H | - | - |
| P5 | G makes | G | - | - |
| On tap 2 | | H | - | - |

NOTE 1 P1, P3 and P5 are service tap positions.

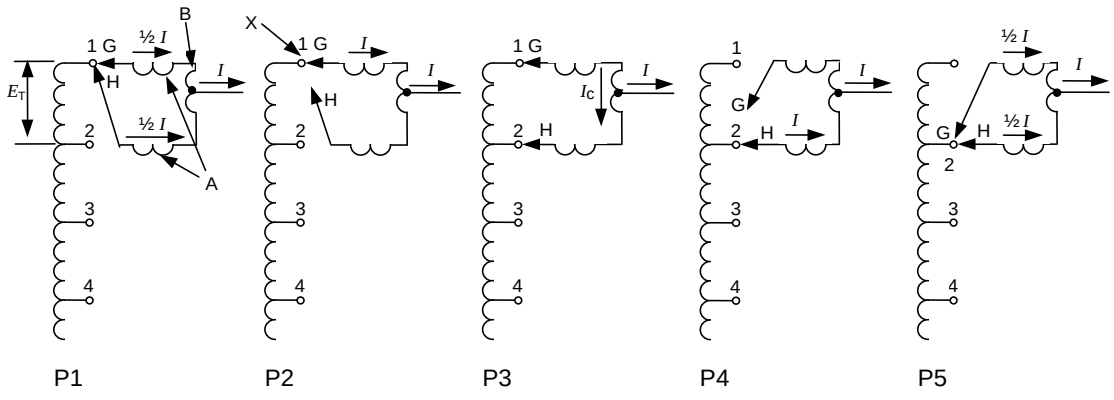
NOTE 2 $I$ is the load current.

NOTE 3 $½\ E_T/Z$ is equal to $I_C$, the circulating current, $Z$ is the impedance of the preventive autotransformer and $E_T$ is the tap voltage. $½\ E_T$ is the equalizer winding voltage.

NOTE 4 When the transition to on-tap is in the reverse direction, that is, from P5 to P1, the switching current at the G contact is $½\ E_T/Z - ½I$ and the corresponding recovery voltage is $½\ E_T - ½IZ$ (P4). The switched current at the H contact is $½\ E_T/Z - ½I$ and the corresponding recovery voltage is $½\ E_T - ½IZ$ (P2).

NOTE 5 See Figure B.3 for the operating sequence diagrams and Figure B.4 for the vector diagrams.

NOTE 6 All additions shown in the Table are vector additions.




**Key**

A is the reactor (2 in total)

B is the equalizing winding

X is the selector switch (2 in total)

**Figure B.3 – Operating sequence of reactor type tap-changers with selector switch and equalizer windings**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

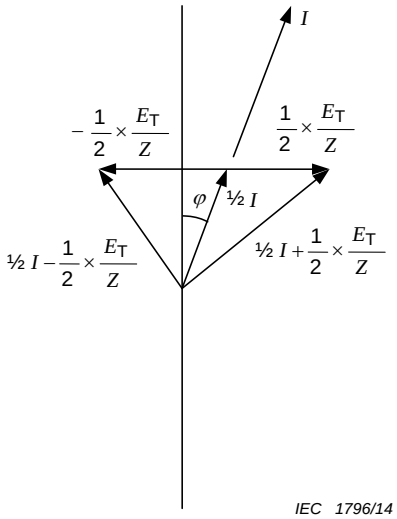



**Figure B.4a – Current**

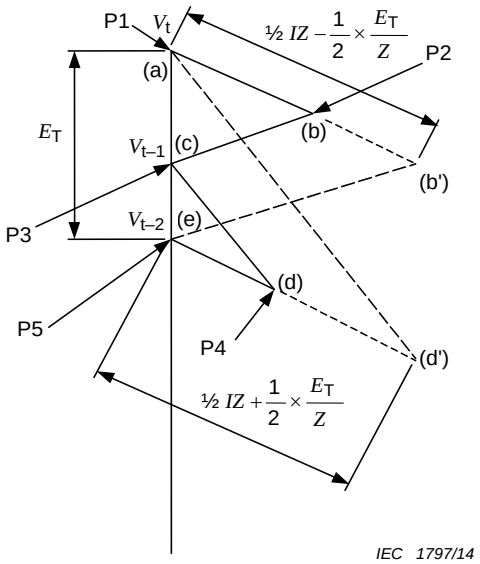



**Figure B.4b – Voltage**

NOTE 1 System voltage progression during transition steps for two tap position change operations are shown in brackets (a) to (e) in Figure B.4b. Points (a), (c) and (e) represent quiescent operation. Points (b) and (d) represent momentary operations due to reactance drop.

NOTE 2 Vectors (a-b') and (e-d') represent reactor voltage due to transformer action.

NOTE 3 Shown for $|E_T/2Z| \cong 0{,}5\,|I|$.

**Figure B.4 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with selector switch and equalizer windings**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**Table B.3 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with diverter switch and tap selector – Switching direction from P1 to P7**

| Operating sequence (NOTE 1) | Contact operation | Contact | Switching current | Recovery voltage |
|---|---|---|---|---|
| P1<br>On tap 1 | N/A | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P2<br>Transition to bridging (diverter switch opens) | H breaks | G | - | - |
| | | H | ½$I$ (NOTE 2) | ½$IZ$ |
| P3<br>Transition to bridging (selector moves to bridging) | Selector moves to bridge taps 1 and 2 | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P4<br>Bridging taps 1 and 2 | H makes | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P5<br>Transition to on-tap 2 (diverter switch opens) | G breaks | G | ½$I$ + $E_T/Z$ (NOTE 3) | $E_T$ + ½$IZ$ |
| | | H | - | - |
| P6<br>Transition to on-tap 2 | Selector moves to tap 2 | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P7<br>On tap 2 | G makes | G | - | - |
| | | H | - | - |

NOTE 1 P1, P4 and P7 are operating positions.

NOTE 2 $I$ is the load current.

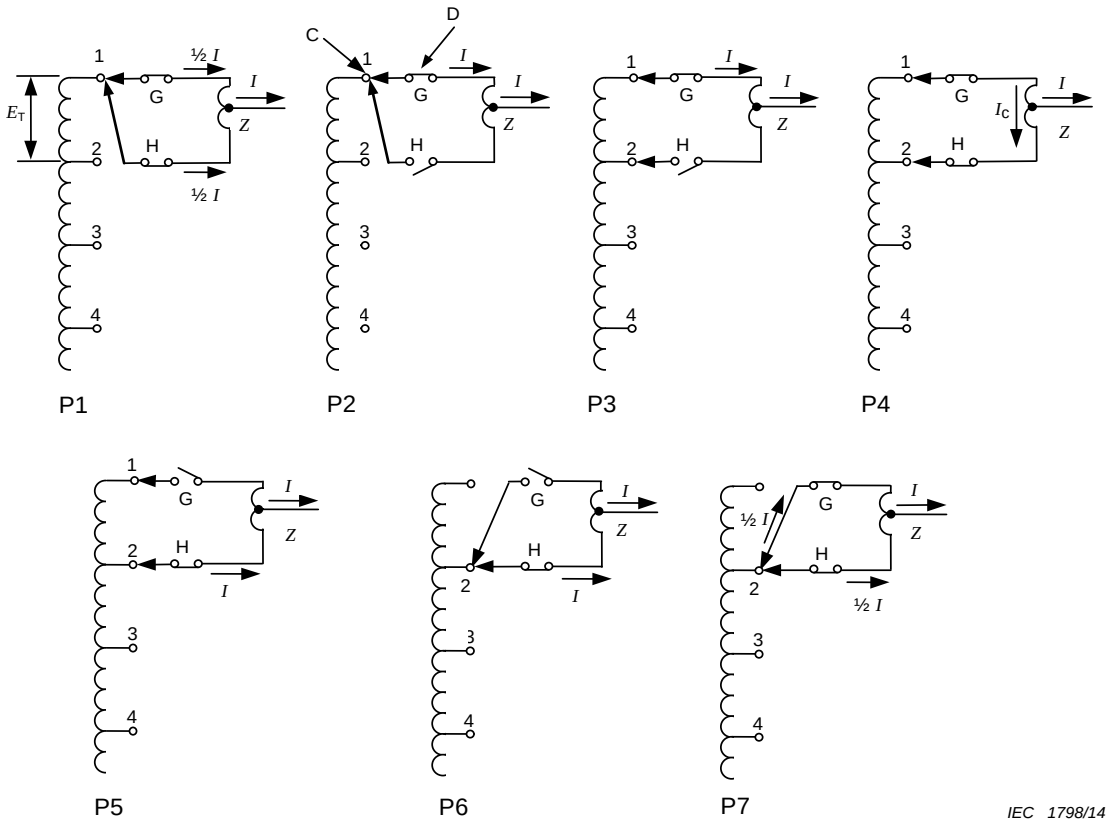
NOTE 3 $E_T/Z$ is equal to $I_C$, the circulating current, $Z$ is the impedance of the preventive auto-transformer and $E_T$ is the tap voltage.

NOTE 4 When the transition to on-tap is in the reverse direction, that is, from P7 to P1, the switching current at the G contact is ½$I$ and the corresponding recovery voltage is ½$IZ$ (P6). The switched current at the H contact is ½$I$ – $E_T/Z$ and the corresponding recovery voltage is $E_T$ – ½$IZ$ (P3).

NOTE 5 See Figure B.5 for the operating sequence diagrams and Figure B.6 for the vector diagrams.

NOTE 6 All additions shown in the table are vector additions.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe




**Key**

C is the tap selector (2 in total)

D is the diverter switch (2 in total)

G and H are the diverter switches

Position P1 shows operation on tap 1

Position P4 shows taps 1 and 2 being bridged

Position P7 shows operation on tap 2

**Figure B.5 – Operating sequence of a reactor type tap-changer with diverter switch and tap selector**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

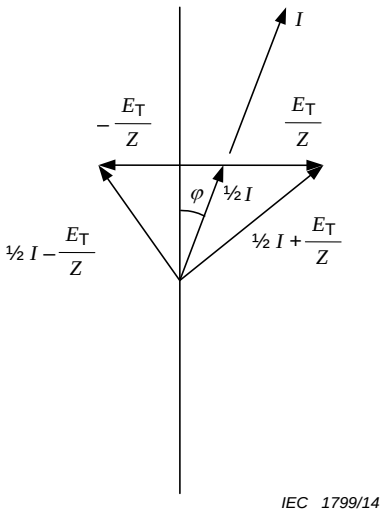



**Figure B.6a – Current**

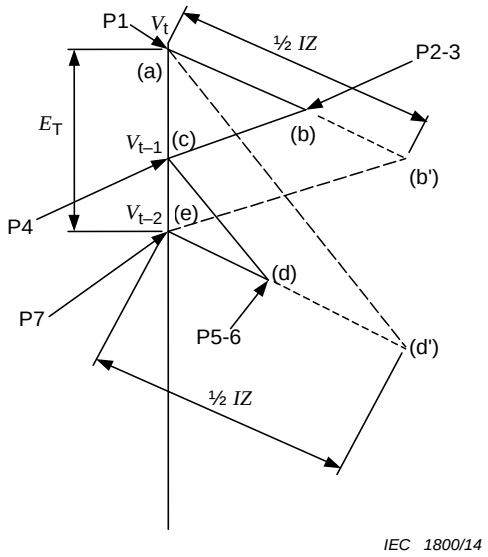



**Figure B.6b – Voltage**

NOTE 1 System voltage progression during transition steps for two tap position change operations are shown in brackets (a) to (e) in Figure B.6b. Points (a), (c) and (e) represent quiescent operation. Points (b) and (d) represent momentary operations due to reactance drop.

NOTE 2 Vectors (a-b') and (e-d') represent reactor voltage due to transformer action.

NOTE 3 Shown for $|E_T/Z| \cong 0{,}5\,|I|$.

**Figure B.6 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with diverter switch and tap selector**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

**Table B.4 – Duty of switching contacts for reactor type tap-changers with vacuum interrupter and tap selector – Switching direction from P1 to P11**

| Operating sequence (NOTE 1) | Contact | Contact operation | Switching current | Recovery voltage |
|---|---|---|---|---|
| P1<br>On tap 1 | G | Closed | - | - |
| | V | Closed | - | - |
| | H | Closed | - | - |
| P2<br>Transition to bridging (by-pass switch opens) | G | Closed | - | - |
| | V | Closed | - | - |
| | H | Open | - | - |
| P3<br>Transition to bridging (vacuum switch opens) | G | Closed | - | - |
| | V | Breaks | $\frac{1}{2}I$ (NOTE 2) | $\frac{1}{2}IZ$ |
| | H | Open | - | - |
| P4<br>Transition to bridging (selector moves to tap 2) | G | Closed | - | - |
| | V | Open | - | - |
| | H | Open | - | - |
| P5<br>Transition to bridging (vacuum switch closes) | G | Closed | - | - |
| | V | Makes | - | - |
| | H | Open | - | - |
| P6<br>Bridging taps 1 and 2 (by-pass switch closes) | G | Closed | - | - |
| | V | Closed | - | - |
| | H | Closed | - | - |
| P7<br>Transition to on-tap 2 (by-pass switch opens) | G | Open | - | - |
| | V | Closed | - | - |
| | H | Closed | - | - |
| P8<br>Transition to on-tap 2 (vacuum switch opens) | G | Open | - | - |
| | V | Breaks | $\frac{1}{2}I + E_T/Z$ (NOTE 3) | $E_T + \frac{1}{2}IZ$ |
| | H | Closed | - | - |
| P9<br>Transition to on-tap 2 (selector moves to tap 2) | G | Open | - | - |
| | V | Open | - | - |
| | H | Closed | - | - |
| P10<br>Transition to on-tap 2 (vacuum switch closes) | G | Open | - | - |
| | V | Makes | - | - |
| | H | Closed | - | - |
| P11<br>On tap 2 | G | Closed | - | - |
| | V | Closed | - | - |
| | H | Closed | - | - |

NOTE 1 P1, P6 and P11 are operating positions.

NOTE 2 $I$ is the load current.

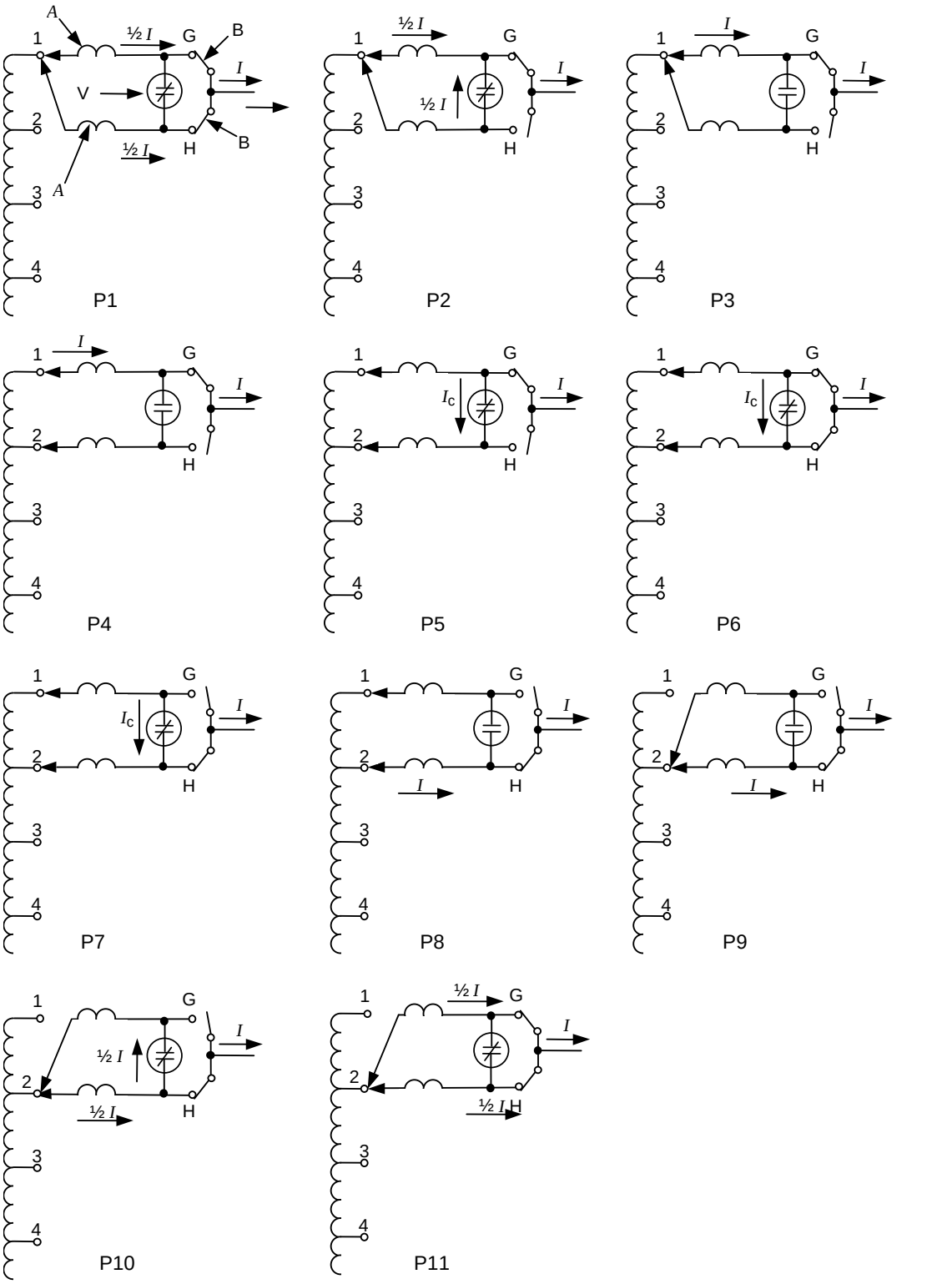
NOTE 3 $E_T/Z$ is equal to $I_C$, the circulating current, $Z$ is the impedance of the preventive autotransformer and $E_T$ is the tap voltage.

NOTE 4 When the transition to on-tap is in the reverse direction, that is, from P11 to P1, the switching current at the V contact is $\frac{1}{2}I$ and the corresponding recovery voltage is $\frac{1}{2}IZ$ (P9). The switched current at V contact is $E_T/Z - \frac{1}{2}I$ and the corresponding recovery voltage is $E_T - \frac{1}{2}IZ$ (P4).

NOTE 5 See Figure B.7 for the operating sequence diagrams and Figure B.8 for the vector diagrams.

NOTE 6 All additions shown in the table are vector additions.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe




**Key**

*A* is the reactor (2 in total)

B is the by-pass switch (2 in total)

V is the vacuum interrupter

**Figure B.7 – Operating sequence of a reactor type tap-changer with vacuum interrupter and tap selector**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

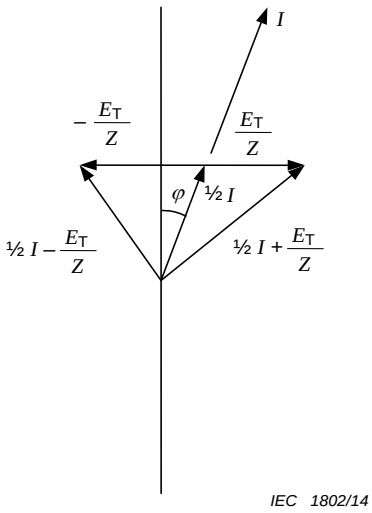



**Figure B.8a – Current**

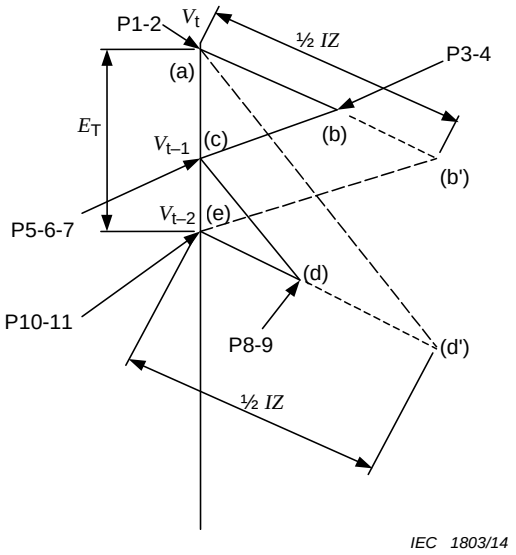



**Figure B.8b – Voltage**

NOTE 1 System voltage progression during transition steps for two tap position change operations are shown in brackets (a) to (e) in Figure B.8b. Points (a), (c) and (e) represent quiescent operation. Points (b) and (d) represent momentary operations due to reactance drop.

NOTE 2 Vectors (a-b') and (e-d') represent reactor voltage due to transformer action.

NOTE 3 Shown for $|E_T/Z| \cong 0{,}5\,|I|$.

**Figure B.8 – Current and voltage vectors for reactor type tap-changers with vacuum interrupter and tap selector**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# Annex C
(normative)

## Method for determining the equivalent temperature of the transition resistor using power pulse current

Set up the resistor in an on-load tap-changer or in a thermally equivalent situation, suitable arrangements being made to measure the temperature of the resistance material. The thermo-couples or thermometers for measuring the temperature of the cooling medium should be positioned not less than 25 mm below the lowest point of the resistance material.

Measure and record the temperature of the resistance material and of the cooling medium at the start of the test.

The test shall be performed with current $I_p$, the r.m.s. value of which is obtained from

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{k}} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} \left( I_i^2 \times t_i \right)}{\sum_{i=1}^{n} t_i}}$$

where

$I_i$ is the current value loading the transition resistor throughout different steps of the switching sequence. For the calculation of the particular currents, the through-current has to be set to 1,5 times the maximum through-current (see 5.2.5);

$t_i$ is the time during which the particular currents $I_i$ are flowing. These values have to be taken as a mean value from the service duty test according to 5.2.3.2;

$k$ is the coefficient chosen to suit the testing requirements of the resistor; the value adopted should be below 5. Values between 5 and 10 shall only be used if the heating phenomenon remains to be adiabatic.

It has to be considered that the current $I_i$ and the time $t_i$ are depending on the operating cycle of the diverter/selector switch.

The resistor shall be subjected to the above current for a number of times corresponding to one-half of one cycle of operations. The duration of the current application shall be determined from

$$t_p = k \sum_{i=1}^{n} t_i$$

The rest period during which current does not flow through the resistor shall be equal to the minimum time interval that can occur between two consecutive operations of the tap-changer.

To determine the peak temperature, extrapolation of recorded values may be necessary.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# Annex D
(informative)

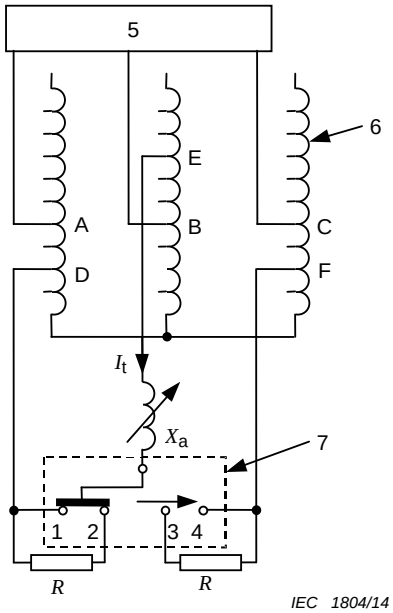
# Simulated a.c. circuits for service duty and breaking capacity tests

## D.1 General

Two proven simulated test circuits are shown in Figures D.1 and D.2. Figure D.1 being a transformer method and Figure D.2 a resistance method, see 5.2.3.5. These figures are given for information only and the use of different circuits is not excluded.

## D.2 Transformer method

In order to meet the requirements in 5.2.3.2 and 5.2.3.3 and to take into account the reactances of the circuit and supply, the current and voltage values occurring on the four contacts (see Figure D.1) should be controlled and when necessary suitably adjusted, for example, by means of variations of the $U_{ED}$, $X_a$ and $R$ values and/or of the mutual phase of the voltage vectors.




**Key**

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1 and 4 | are the main contacts | $R$ | is the transition resistor |
| 2 and 3 | are the transition contacts | $X_a$ | is an adjustable reactor |
| 5 | is the supply from a generator or network | $U_{AB} = U_{BC} = U_{CA}$ | is the three-phase supply voltage |
| 6 | is the auto-transformer, or transformer, with step adjustable voltages | $U_{DF}$ | is the step voltage relevant to $I_t$ |
| 7 | is the diverter switch | $I_t$ | is the test current to be adjusted by means of $U_{ED}$ and $X_a$ |

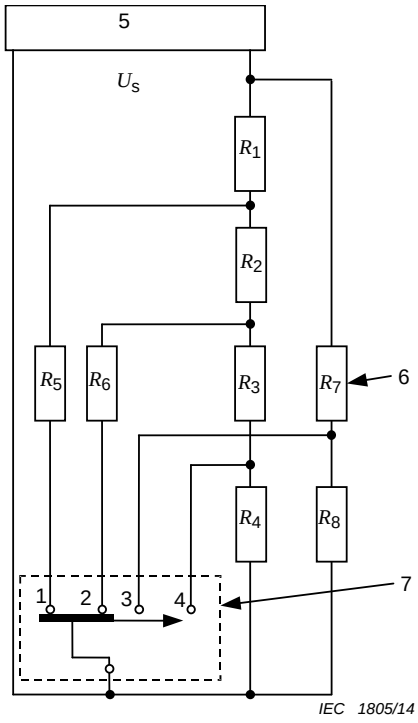
**Figure D.1 – Simulated test circuit – Transformer method**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

## D.3 Resistance method

In order to meet the requirements in 5.2.3.2 and 5.2.3.3 and to take into account the impedance of the circuit and supply, the current and voltage values occurring on the four contacts (see Figure D.2) should be controlled and when necessary, adjusted, by means of small variations of the $R_1$ ohmic value.

The calculated current and voltage values occurring in the whole tap-change operation on the four contacts should be used to calculate the power divider (see Figure D.2).




**Key**

1 and 4 are the main contacts

2 and 3 are the transition contacts

5 is the supply from a generator or network

6 is a power divider

7 is the diverter switch

$U_S$ is the single phase supply voltage

$R_1 \ldots R_8$ are resistors forming the power divider

where

$I_1$ and $I_2$ are the switched current r.m.s. values of contacts 1 and 2;

$U_1$ and $U_2$ are the recovery voltage r.m.s. values of contacts 1 and 2;

$U_3$ and $U_4$ are the applied voltage r.m.s. values of contacts 3 and 4;

$I_3$ and $I_4$ are the making current r.m.s. values of contacts 3 and 4.

**Figure D.2 – Simulated test circuit – Resistance method**

In the case under consideration (four-contact diverter switch with operating cycle number 1 according to Table A.1), the equation for the most onerous conditions is given in the following equations:

$$R_1 = \frac{U_S(U_S - U_1)}{I_4(U_S - U_4) + U_2 I_2} \quad \text{(D.1)}$$

$$R_2 = \frac{U_S(U_1 - U_2)}{I_4(U_S - U_4) + U_2 I_2} + \frac{U_S}{I_4(U_S - U_4)} \times \frac{U_2 I_2 (U_S - U_2)}{I_4(U_S - U_4) + U_2 I_2} \quad \text{(D.2)}$$

$$R_3 = \frac{U_S}{I_4} \times \frac{U_2 - U_4}{U_S - U_4} \quad \text{(D.3)}$$

$$R_4 = \frac{U_S}{I_4} \times \frac{U_4}{U_S - U_4} \quad \text{(D.4)}$$

$$R_5 = \frac{U_1}{I_1} - \frac{U_1(U_S - U_1)}{I_4(U_S - U_4) + U_2 I_2} \quad \text{(D.5)}$$

$$R_6 = \frac{U_2}{I_2} - \frac{U_2(U_S - U_2)}{I_4(U_S - U_4)} \quad \text{(D.6)}$$

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

$$R_7 = \frac{U_S}{I_3} \tag{D.7}$$

$$R_8 = \frac{U_3}{I_3} \times \frac{U_S}{U_S - U_3} \tag{D.8}$$

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# Annex E
(informative)

# Example of a synthetic test circuit for service duty test of vacuum type tap-changers

## E.1 Definitions with relevance to the synthetic test circuit

### E.1.1 Synthetic test circuit

test circuit with a power supply other than an a.c. generator or a transformer

### E.1.2 Simulated a.c. test circuit

test circuit according to Annex D

### E.1.3 Pre-arc

arc that appears between closing contacts when the distance has become so small that a flashover occurs between the contacts

### E.1.4 Making voltage

voltage applied across closing contacts

## E.2 Example for the test setup of a synthetic test circuit

Figure E.1 shows an example of an appropriate synthetic test circuit.

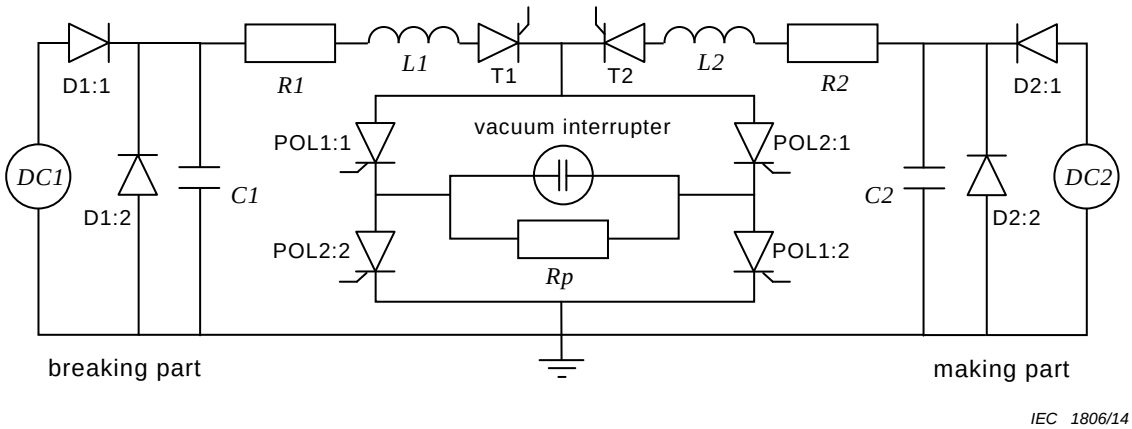



**Figure E.1 – Synthetic test circuit for service duty test of vacuum type tap-changers**

The principle is to use d.c. currents and d.c. voltages from charged capacitors instead of a.c. current and voltage. The capacitors are charged for each operation and the discharge is controlled by inductances and resistors.

In the breaking part, *DC1* is a d.c. generator charging capacitor *C1*. Thyristor T2 blocks or starts the discharge of *C1*. Inductance *L2* and resistor *R2* are tuned to give a substantially sine-wave shaped discharging current with a period time very close to that for 50 Hz or 60 Hz.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

In the making part, *DC2* is a d.c. generator charging capacitor *C2*. Thyristor T1 blocks or starts the discharge of *C2*. Inductance *L1* and resistor *R1* are tuned to give current derivative as close to that of a real transformer as possible.

The thyristors POL1:1, 1:2, 2:1 and 2:2 are for changing polarity on the test object. The resistor *Rp* keeps the making part thyristors conducting until a re-strike or the closing of the vacuum interrupter occurs.

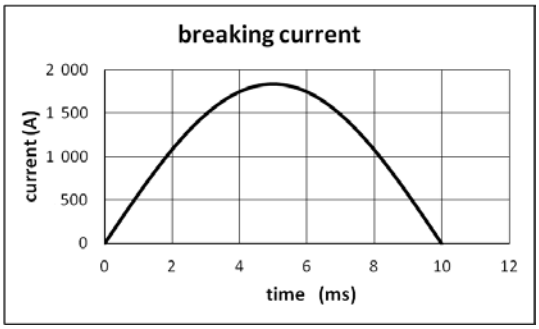



**Figure E.2a – Breaking current**

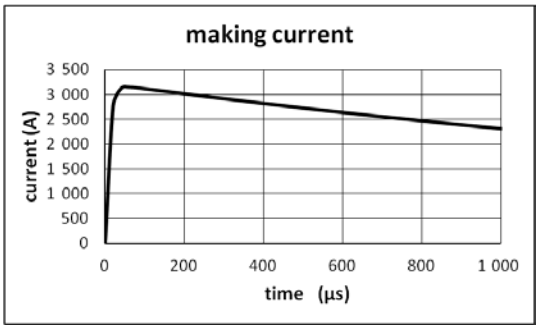



**Figure E.2b – Making current**

**Figure E.2 – Currents of the synthetic test circuit**

The breaking current is tuned to look as shown in Figure E.2a. In this case, it is approximately 1 300 A r.m.s at 50 Hz.

The making current is tuned to look as shown in Figure E.2b. In this example, it rises to 3 200 A in about 0,05 ms, giving a current derivative of about 70 kA/ms and a time constant of 10 µs. This example simulates closing conditions for a vacuum type tap-changer with a current rating of 1 300 A (operating cycles, where the closing voltage is $E + RI$ and the closing current is $E/R + I$, see Table A.3.).

## E.3 Example for the breaking/making condition during a switching operation

In the example below (Figure E.3), the recovery voltage and the making voltage are the same. These two voltages could be different and in such case two different circuits generating different recovery voltage and making voltage shall be applied.

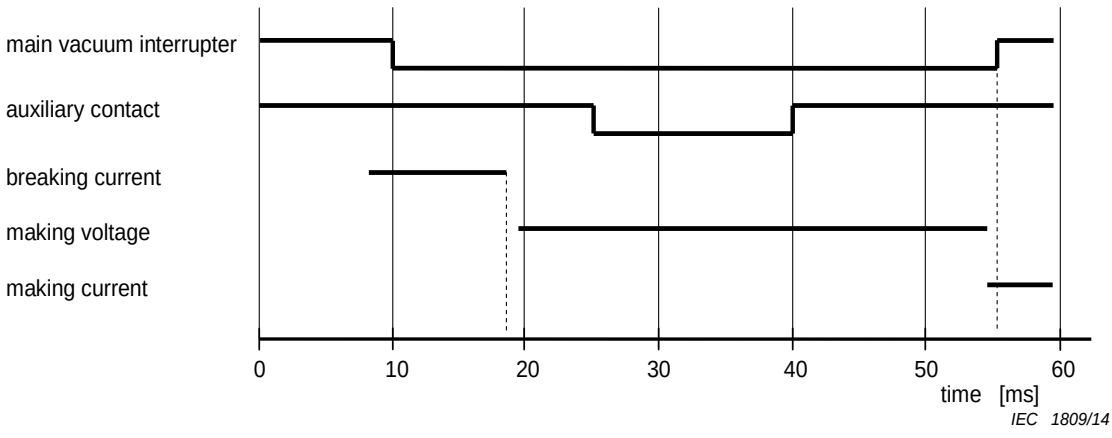



**Figure E.3 – Example of the synthetic test for a switching operation with equal voltages for breaking and making duty**

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

At time approximates 9 ms, the breaking current is switched on. At time 10 ms, the main vacuum interrupter opens. An arc of 9 ms (can be changed between 0 ms and 10 ms by varying the opening time of the vacuum interrupter) will be achieved. Just before 20 ms, the arc is extinguished and by measuring the arc voltage, a distinct and clear indication is given when the arc is extinguished.

Within less than or equal to 0,1 ms after extinguishing the arc, the recovery voltage is switched on. In case of no re-ignition the voltage will still be on before closing the contacts and acts as the making voltage. When the vacuum interrupter has started to close and the distance between the contacts has become small (approximately parts of millimetres), a pre-arc will occur and the making circuit will discharge generating the correct closing conditions.

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

## Bibliography

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

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

IEC 60076-12, *Power transformers – Part 12: Loading guide for dry-type power transformers*

IEC 60076-15, *Power transformers – Part 15: Gas-filled power transformers*

IEC 60376, *Specification of technical grade sulfur hexafluoride ($SF_6$) for use in electrical equipment*

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

———————

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when print

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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

Copyrighted material licensed to BR Demo by Thomson Reuters (Scientific), Inc., subscriptions.techstreet.com, downloaded on Nov-27-2014 by James Madison. No further reproduction or distribution is permitted. Uncontrolled when printe

# IEC/IEEE 60214-2

Edition 2.0 2019-06

# INTERNATIONAL STANDARD

## TAP-changers –
## Part 2: Application guidelines

IEC/IEEE 60214-2:2019-06(en)

**THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED**
**Copyright © 2019 IEC, Geneva, Switzerland**
**Copyright © 2019 IEEE**

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 being secured. Requests for permission to reproduce should be addressed to either IEC at the address below or IEC's member National Committee in the country of the requester or from IEEE.

IEC Central Office
3, rue de Varembé
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997
United States of America
stds.ipr@ieee.org
www.ieee.org

**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 the IEEE**
IEEE is the world's largest professional association dedicated to advancing technological innovation and excellence for the benefit of humanity. IEEE and its members inspire a global community through its highly cited publications, conferences, technology standards, and professional and educational activities.

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

**IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform**
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 once a month by email.

**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: sales@iec.ch.

**Electropedia - www.electropedia.org**
The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

**IEC Glossary - std.iec.ch/glossary**
67 000 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/IEEE 60214-2

Edition 2.0 2019-06

# INTERNATIONAL STANDARD

## TAP-changers –
## Part 2: Application guidelines

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

ICS 29.180

IEEE: ISBN 978-1-5004-5846-7 STD23696
IEC: ISBN 978-2-8322-6722-6

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.**

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission

# CONTENTS

FOREWORD ..... 7
INTRODUCTION ..... 10
1 Scope ..... 11
2 Normative references ..... 11
2.1 IEC references ..... 11
2.2 IEEE references ..... 12
3 Terms, definitions and abbreviated terms ..... 12
3.1 Terms and definitions ..... 12
3.2 Abbreviated terms ..... 13
4 Use of normative references ..... 13
5 Application of tap-changers for transformers and reactors ..... 14
5.1 General ..... 14
5.2 Typical circuits for regulation ..... 14
5.3 Basic arrangements of tapped windings with on-load tap-changers ..... 16
5.4 Basic arrangements of tapped windings with step-voltage regulator on-load tap-changers ..... 17
5.5 Basic arrangements of tapped windings with de-energized tap-changers ..... 17
5.5.1 Bridging contact scheme for DETC ..... 17
5.5.2 Linear contact scheme for DETC ..... 18
5.5.3 WYE (star) contact scheme for DETC ..... 18
5.5.4 Most common basic arrangements for different combinations ..... 18
6 Types of tap-changers ..... 19
6.1 On-load tap-changers (OLTCs) ..... 19
6.1.1 General ..... 19
6.1.2 Principles of operation ..... 20
6.1.3 Physical layouts ..... 27
6.2 De-energized tap-changers (DETCs) ..... 32
6.2.1 General ..... 32
6.2.2 Types of DETC ..... 32
6.2.3 Location of DETC in the transformer tank or enclosure ..... 32
6.3 Tap-changer environment ..... 34
6.3.1 Liquid immersed tap-changers ..... 34
6.3.2 Dry-type tap-changers (OLTC and DETC) ..... 35
6.3.3 Gas-immersed tap-changers ($SF_6$-insulated tap-changers) ..... 36
6.4 Other types ..... 38
6.4.1 General ..... 38
6.4.2 Electronic tap-changers ..... 38
6.4.3 Step-voltage regulators ..... 38
6.4.4 Advance retard switch (ARS) ..... 38
6.4.5 OLTCs for distribution transformers ..... 39
7 On-load tap-changers ..... 39
7.1 General ..... 39
7.2 Selection of OLTCs ..... 39
7.2.1 Basic parameters ..... 39
7.2.2 Additional data ..... 45
7.3 Application of OLTCs ..... 45

7.3.1 General ..... 45
7.3.2 OLTCs for application in special transformers with non-sinusoidal currents (HVDC, rectifier transformers, converter transformers, etc.) ..... 45
7.3.3 OLTCs for PSTs ..... 46
7.3.4 OLTCs for arc furnace transformers ..... 47
7.3.5 OLTCs for shunt reactors ..... 47
7.3.6 OLTCs for series reactors ..... 48
7.3.7 OLTCs for unit auxiliary transformers ..... 48
7.3.8 OLTCs for railway supply transformers ..... 48
7.3.9 Transformers and phases out-of-step condition ..... 48
7.4 Other important parameters for OLTCs ..... 49
7.4.1 Current wave shapes other than sinusoidal ..... 49
7.4.2 Operating pressure ..... 49
7.4.3 Operational life of breaking and making contacts ..... 50
7.4.4 Tap-changer mechanical life ..... 51
7.4.5 Motor-drive mechanism ..... 51
7.4.6 Pressure and vacuum test ..... 51
7.4.7 Temperature conditions ..... 52
7.4.8 Overloading conditions ..... 52
7.4.9 Continuous consecutive operations ..... 53
7.4.10 Preventive autotransformer circuit (reactor type tap-changer only) ..... 53
8 De-energized tap-changers ..... 54
8.1 General ..... 54
8.2 Selection of DETCs ..... 54
8.2.1 Currents ..... 54
8.2.2 Rated step voltage ..... 55
8.2.3 Insulation level ..... 55
8.2.4 Number of tap positions ..... 55
8.3 Application of DETCs ..... 55
8.3.1 General ..... 55
8.3.2 Frequencies ..... 55
8.3.3 Application involving non-sinusoidal currents (HVDCs, rectifier transformers, converter transformers, etc.) ..... 56
8.3.4 DETCs for arc furnace transformers and other high load cycle applications ..... 56
8.3.5 DETCs for peaking pulsing loads ..... 56
8.4 Other important parameters for DETCs ..... 56
8.4.1 Tap-changer mechanical life ..... 56
8.4.2 Motor-drive ..... 56
8.4.3 Paralleling de-energized tap-changers/current splitting ..... 56
9 Protective devices for OLTCs ..... 57
9.1 General ..... 57
9.2 Increase of pressure within diverter or selector switch liquid compartments ..... 58
9.2.1 General ..... 58
9.2.2 Liquid flow controlled relay ..... 58
9.2.3 Overpressure relay ..... 58
9.2.4 Sudden pressure relay ..... 59
9.2.5 Pressure relief device ..... 59
9.3 Increase of pressure within a diverter or selector switch in $SF_6$ ..... 59

9.3.1 General ..... 59
9.3.2 Pressure gauge (compound gauge) ..... 59
9.3.3 Sudden pressure relay ..... 60
9.4 Switching under excessive overload ..... 60
9.5 Extreme medium temperatures ..... 60
9.6 Increase of pressure within separate tap selector liquid compartments ..... 60
9.6.1 General ..... 60
9.6.2 Double element gas and liquid operated relay (Buchholz) ..... 61
9.6.3 Overpressure relay ..... 61
9.6.4 Pressure relief device ..... 61
9.7 Tap-change supervisory circuit and phase unbalance protection ..... 61
9.8 Vacuum interrupter monitoring system ..... 62
10 Fittings and accessories for OLTCs ..... 62
10.1 General ..... 62
10.2 Valves, air release vents and liquid-sampling devices ..... 62
10.3 Liquid-level gauges ..... 62
10.4 Low liquid-level alarms ..... 63
10.5 Dehydrating breathers ..... 63
10.6 Oil filtering equipment ..... 63
10.7 Devices to aid maintenance ..... 63
10.8 Nameplate and other plates ..... 63
11 Storage and installation of the tap-changer ..... 64
11.1 Storage of OLTC and DETC when not in operation ..... 64
11.1.1 General ..... 64
11.1.2 Storage prior to installation ..... 64
11.1.3 Storage after installation ..... 64
11.2 Leads assembly to/at the tap-changer ..... 65
11.3 Tap-changer mounting to the transformer tank ..... 65
11.4 Processing and filling ..... 66
11.5 Operation of OLTC for ratio measurement ..... 66
12 Field service (operation, maintenance and monitoring) ..... 67
12.1 Commissioning ..... 67
12.1.1 General ..... 67
12.1.2 Transformer ratio measurement ..... 67
12.1.3 Tap-changer concerns during winding resistance measurement ..... 68
12.1.4 Check of the synchronization of the drive system ..... 68
12.1.5 General functional checks ..... 69
12.2 Operation ..... 69
12.2.1 Parallel operation ..... 69
12.2.2 Contact erosion and liquid contamination ..... 69
12.2.3 Overheating of contacts when operating in fixed tap position ..... 70
12.2.4 Discharges during the operation of change-over selectors ..... 71
12.3 Maintenance ..... 71
12.3.1 General ..... 71
12.3.2 Maintenance intervals ..... 71
12.3.3 Performance of maintenance ..... 71
12.3.4 Maintenance work ..... 71
12.3.5 Contact resistance measurement ..... 72
12.3.6 Motor-drives and shafts ..... 72

12.3.7 Accessories ..... 72
12.4 Monitoring ..... 72
12.4.1 General ..... 72
12.4.2 Periodic monitoring ..... 73
12.4.3 Continuous monitoring ..... 75
12.4.4 Commercial monitoring systems ..... 75
13 Safety ..... 76
13.1 Gases ..... 76
13.2 Operation of an on-load tap-changer ..... 76
13.2.1 General ..... 76
13.2.2 Overpressure protection ..... 76
13.2.3 Pressure relief devices ..... 76
13.3 Operation of de-energized tap-changers ..... 76
13.3.1 General ..... 76
13.3.2 Manual drive operation ..... 77
13.3.3 Motor-drive operation ..... 77
13.4 Immersing medium ..... 78
14 Information to be provided by the transformer manufacturer ..... 78
14.1 Information required at the enquiry or order stage for an OLTC ..... 78
14.2 Information required at the enquiry or order stage for a DETC ..... 80
14.2.1 General ..... 80
14.2.2 Only for rack or slide-type design of DETC ..... 80
14.2.3 Small DETCs ..... 80
14.3 Documentation ..... 81
Bibliography ..... 82

Figure 1 – Tap-changers in a star-connected winding ..... 14
Figure 2 – Tap-changers in series transformers ..... 15
Figure 3 – Tap-changers in delta-connected windings ..... 15
Figure 4 – Tap-changers in autotransformers ..... 16
Figure 5 – Basic arrangements of the regulating winding ..... 17
Figure 6 – Common connection arrangements ..... 19
Figure 7 – Operating sequence of a diverter switch (d to i) and tap selector (a to c) (non-vacuum type diverter switch with operating cycle number 1) ..... 21
Figure 8 – Operating sequence of a selector switch (a to e) (non-vacuum type selector switch with operating cycle number 1) ..... 22
Figure 9 – Diagram of connections of non-vacuum, resistor type on-load tap-changers (IEC 60214-1:2014, Table A.1, or IEEE Std C57.131-2012, Table A.1) ..... 22
Figure 10 – Diagram of connections of vacuum, resistor type on-load tap-changers (IEC 60214-1:2014, Table A.3) ..... 24
Figure 11 – Operating sequence (a) to g)) of a diverter switch and tap selector (non-vacuum type) ..... 26
Figure 12 – Diagram of connections of non-vacuum, reactor type on-load tap-changers (IEC 60214-1:2014, Annex B, or IEEE Std C57.131-2012, Annex B) ..... 27
Figure 13 – Diagram of connections of reactor type on-load tap-changer with vacuum interrupter and tap selector (IEC 60214-1:2014, Annex B, or IEEE Std C57.131-2012, Annex B) ..... 27
Figure 14 – Common layouts for compartment type tap-changers ..... 29

Figure 15 – Common layouts for in-tank-type tap-changers ..... 31
Figure 16 – Common arrangements of DETCs in the transformer main tank ..... 33
Figure 17 – Externally mounted diverter compartment with an in-tank tap selector and a barrier board ..... 37
Figure 18 – ARS application and mode of operation in a PST ..... 39
Figure 19 – Selector at both fine tap and coarse winding ..... 44
Figure 20 – Tap-changer oil conservator arrangement ..... 50
Figure 21 – Current splitting in DETCs ..... 57
Figure 22 – Types of in-tank OLTC installations within the transformer ..... 65

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

# TAP-CHANGERS –

# Part 2: Application guidelines

## 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.

   IEEE Standards documents are developed within IEEE Societies and Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. IEEE develops its standards through a consensus development process, approved by the American National Standards Institute, which brings together volunteers representing varied viewpoints and interests to achieve the final product. Volunteers are not necessarily members of IEEE and serve without compensation. While IEEE administers the process and establishes rules to promote fairness in the consensus development process, IEEE does not independently evaluate, test, or verify the accuracy of any of the information contained in its standards. Use of IEEE Standards documents is wholly voluntary. *IEEE documents are made available for use subject to important notices and legal disclaimers (see* http://standards.ieee.org/IPR/disclaimers.html *for more information).*

   IEC collaborates closely with IEEE in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations. This Dual Logo International Standard was jointly developed by the IEC and IEEE under the terms of that agreement.

2) The formal decisions 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. The formal decisions of IEEE on technical matters, once consensus within IEEE Societies and Standards Coordinating Committees has been reached, is determined by a balanced ballot of materially interested parties who indicate interest in reviewing the proposed standard. Final approval of the IEEE standards document is given by the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board.

3) IEC/IEEE Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees/IEEE Societies in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC/IEEE Publications is accurate, IEC or IEEE 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 (including IEC/IEEE Publications) transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC/IEEE Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.

5) IEC and IEEE do not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC and IEEE are 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 IEEE or their directors, employees, servants or agents including individual experts and members of technical committees and IEC National Committees, or volunteers of IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board, 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/IEEE Publication or any other IEC or IEEE 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 implementation of this IEC/IEEE Publication may require use of material covered by patent rights. By publication of this standard, no position is taken with respect to the existence or validity of any patent rights in connection therewith. IEC or IEEE shall not be held responsible for identifying Essential Patent Claims for which a license may be required, for conducting inquiries into the legal validity or scope of Patent Claims or determining whether any licensing terms or conditions provided in connection with submission of a Letter of Assurance, if any, or in any licensing agreements are reasonable or non-discriminatory. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility.

International Standard IEC/IEEE 60214-2 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers, in cooperation with the Transformers Committee of the IEEE Power and Energy Society, under the IEC/IEEE Dual Logo Agreement between IEC and IEEE.

This publication is published as an IEC/IEEE Dual Logo standard.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2004. This edition constitutes a technical revision.

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

a) title has been updated from "Application guide" to "Application guidelines";
b) tap-changers for gas-filled transformers have been added;
c) description of typical circuits for regulation has been added;
d) description of basic arrangements of tapped windings with on-load tap-changers and de-energized tap-changers has been added;
e) types of tap-changers are explained in more detail (e.g. vacuum type on-load tap-changer) and new types have been added (e.g. step-voltage regulator, advance retard switch (ARS), on-load tap-changers for distribution transformers);
f) selection of tap-changers (on-load and de-energized) are described in more detail with respect to applications and parameters, which have to be considered (e.g. current wave shapes, operating pressure, temperature conditions, overloading conditions, continuous consecutive operations);
g) storage and installation has been considered;
h) field service, including commissioning, operation, maintenance and monitoring, has been considered;
i) safety aspects have been updated.

The text of this International Standard is based on the following IEC documents:

| FDIS | Report on voting |
|---|---|
| 14/1000/FDIS | 14/1006/RVD |

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

International Standards are drafted in accordance with the rules given in the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 60214 series, published under the general title *Tap-changers*, can be found on the IEC website.

The IEC Technical Committee and IEEE Technical Committee have decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website 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.

A bilingual version of this publication may be issued at a later date.

# INTRODUCTION

The recommendations in these application guidelines represent advice to the tap-changer manufacturer, the transformer manufacturer, and the end user. When using these guidelines, the recommendations and instructions of the tap-changer manufacturer should prevail.

These guidelines apply to typical tap-changers currently in production at the time of publication. However, much of the information is applicable to older designs.

It is stressed that the responsibility for the correct application of the fully assembled tap-changers in connection with the transformer lies with the manufacturer of the transformer.

# TAP-CHANGERS –

# Part 2: Application guidelines

## 1 Scope

This part of IEC 60214 is intended to assist in the selection of tap-changers designed in accordance with IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131 for use in conjunction with the tapped windings of transformers or reactors. Requirements, references and definitions relevant to either IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131 are given and their use is described in Clause 4. It is also intended to assist in understanding the various types of tap-changers and their associated equipment available. These application guidelines cover on-load tap-changers (resistor and reactor types) and de-energized tap-changers.

## 2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

### 2.1 IEC references

IEC 60050-421, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 421: Power transformers and reactors* (available at www.electropedia.org)

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

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

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

IEC 60076-7, *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*

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

IEC 60076-21, *Power transformers – Part 21: Standard requirements, terminology, and test code for step-voltage regulators*

IEC 60156, *Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method*

IEC 60214-1:2014, *Tap-changers – Part 1: Performance requirements and test methods*

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

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

IEC 60814, *Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard – Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration*

### 2.2 IEEE references

ASTM D877 / D877M-2013, *Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes*

ASTM D1533, *Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration*

ASTM D3487, *Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus*

IEEE Std C57.12.00™-2015, *IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*

IEEE Std C57.12.01™, *IEEE Standard for General Requirements for Dry-Type Distribution and Power Transformers*

IEEE Std C57.12.90™, *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*

IEEE Std C57.15™, *Power transformers – Part 21: Standard requirements, terminology, and test code for step-voltage regulators*

IEEE Std C57.91™, *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*

IEEE Std C57.131™-2012, *IEEE Standard Requirements for Tap Changers*

## 3 Terms, definitions and abbreviated terms

### 3.1 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-421, IEC 60214-1 and IEC 60076-21 apply for IEC-specified tap-changers. For IEEE-specified tap-changers, the terms and definitions given in IEEE Std C57.131 and IEEE Std C57.15 apply. For all tap-changers, the following apply and take precedence.

ISO, IEC and IEEE maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at http://www.electropedia.org/
- ISO Online browsing platform: available at http://www.iso.org/obp
- IEEE Dictionary Online: available at http://dictionary.ieee.org

**3.1.1**
**mechanically linear**
de-energized tap-changer, where the stationary contacts are arranged in a line (or series of lines) and the moving contacts operate in an inline manner to connect with the stationary contacts

Note 1 to entry: The definition only applies to the general operational characteristics of the switch, not to the type of contacts or actual operating mechanism.

**3.1.2**
**mechanically rotary**
de-energized tap-changer, where the stationary contacts are arranged along a circumference surrounding a central axis and the moving contacts operate in a rotational manner around that same central axis

Note 1 to entry: The definition only applies to the general operational characteristics of the switch, not to the type of contacts or actual operating mechanism.

**3.1.3**
**fritting**
electrically intimate metal-to-metal contact created by the dielectric breakdown of a very thin film of oil, oxides, sulfites, etc.

**3.1.4**
**continuous consecutive operation**
uninterrupted operation with the driving mechanism operating at its normal speed

### 3.2 Abbreviated terms

| | |
|---|---|
| ARS | Advance retard switch |
| DETC | De-energized tap-changer |
| DGA | Dissolved and free gases analysis |
| EAF | Electrical arc furnace |
| GIC | Geomagnetic induced current |
| HV | High-voltage |
| HVDC | High-voltage direct current |
| IGBT | Insulated-gate bipolar transistor |
| LCSET | Lowest cold start energizing temperature (see IEC 60296) |
| LV | Low-voltage |
| OLTC | On-load tap-changer |
| PD | Partial discharge |
| PST | Phase-shifting transformer |
| VI | Vacuum interrupter |
| VSR | Variable shunt reactor |

## 4 Use of normative references

This document can be used with either IEC or IEEE normative references but the references shall not be mixed. The purchaser shall include in the enquiry and order which normative references are to be used. If the choice of normative references is not specified, then IEC standards shall be used except for tap-changers intended for installation in North America where IEEE standards shall be used.

If only one alternative is given in a certain part of the document, i.e. only IEC reference(s) or only IEEE reference(s), then that/these reference(s) is/are valid independently of the choice of normative references.

# 5 Application of tap-changers for transformers and reactors

## 5.1 General

Tap-changers are devices that vary the active turns in a winding of a transformer or reactor. Tap-changers can perform this operation either on-load or with the transformer de-energized. Therefore, they can broadly be divided into two fundamental types as follows:

– on-load tap-changers;

– de-energized tap-changers.

When the operation of the tap-changer changes the excitation level of the device to which it is applied, then the volts per turn of all windings wound on the same core will change.

Tap-changers are used with all types of distribution and power transformers as well as with reactors. Also transformers for special applications (e.g. HVDC-transformers, phase-shifting transformers (PSTs), transformers for electrical arc furnace (EAF) applications) are equipped with tap-changers.

## 5.2 Typical circuits for regulation

Figure 1 shows a common winding arrangement for a typical star-connected winding with the regulating winding located at the neutral point. In those applications a compact three-phase tap-changer without a full insulation between phases can be used, when applicable.

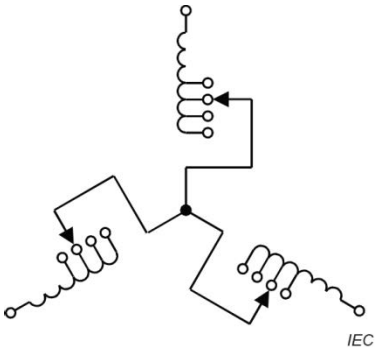



**Figure 1 – Tap-changers in a star-connected winding**

Series transformers (Figure 2) when applied to tap-changers are completely separate transformers or autotransformers used to trade off high current for increased voltage or high voltage for increased current. These devices, when applied, are supplied by and added to a larger main transformer where voltage regulation via an OLTC is needed. They are called series transformers because their output voltage is connected in series with the windings of the main transformer.

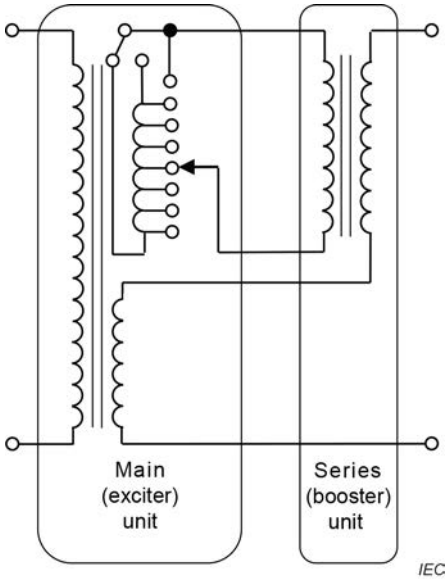
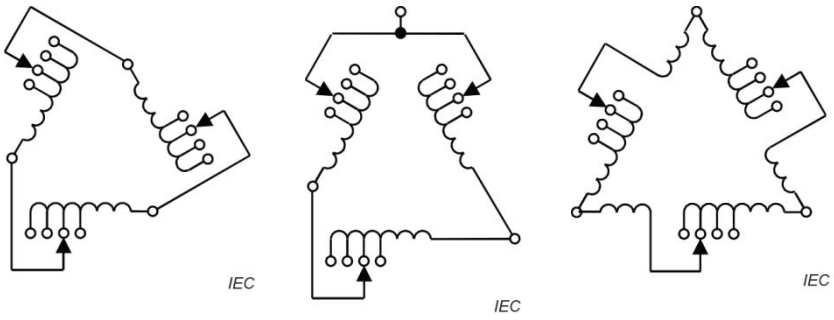



**Figure 2 – Tap-changers in series transformers**

Figure 3 a) to Figure 3 c) show the regulation in delta-connected windings. Figure 3 a) shows a winding arrangement where a three-phase tap-changer is needed with full insulation between phases dictated by the highest voltage for equipment $U_m$. The winding arrangement shown in Figure 3 c) allows the use of a tap-changer with reduced phase-to-phase insulation (around half of $U_m$). However, the insulation distance-to-ground shall be dimensioned for $U_m$ because of the applied voltage test (AV) of the transformer (see IEC 60076-3:2013, Clause 10). If three-phase tap-changers of the required insulation level are not available, both above-mentioned arrangements can be used, of course, with three single-phase line-end tap-changers. When using a winding arrangement as shown in Figure 3 b), the number of tap-changer units can be reduced to two, a two-phase and a single-phase unit.



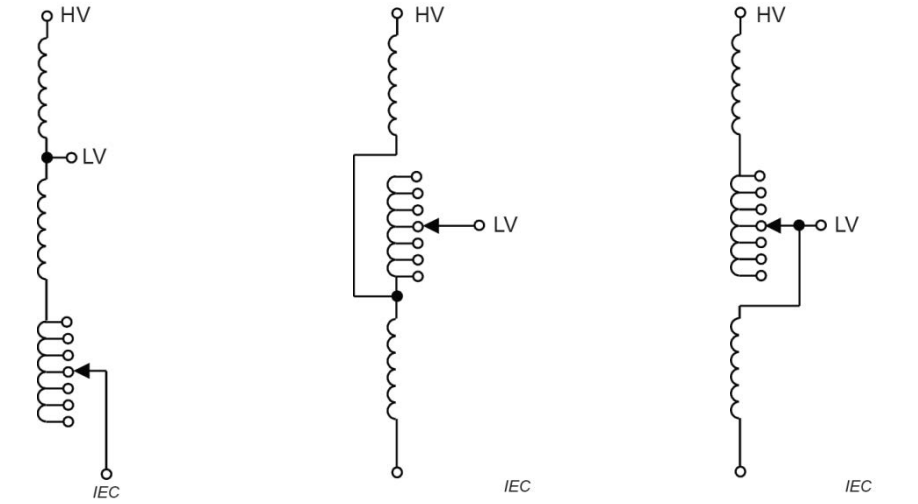

**a)**
**Line-end arrangement**

**b)**
**Line-end arrangement with two units**

**c)**
**Mid-winding arrangement**

**Figure 3 – Tap-changers in delta-connected windings**

Figure 4 shows winding arrangements for regulated autotransformers. The most appropriate arrangement is chosen depending on the regulating range, system conditions and/or weight and transportation restrictions.




**a) Neutral end arrangement** **b) Common winding (LV) arrangement** **c) Series winding (HV) arrangement**

**Figure 4 – Tap-changers in autotransformers**

The arrangement in Figure 4 a) shows the tap-changer at the neutral end, which allows, with respect to its insulation, the use of a compact design with a three-phase neutral end tap-changer. Such an autotransformer is used to compensate voltage fluctuations either on the HV or on the LV; however, this arrangement always has variable flux taps.

Figure 4 b) shows an arrangement mainly to vary the LV of the transformer. Using this arrangement to compensate for voltage fluctuations on the LV leads to constant flux taps. The compensation of voltage fluctuations on the HV leads to variable flux taps. The situation changes when using an arrangement according to Figure 4 c). In this case, the constant flux taps exist with the compensation of HV and the variable flux taps of LV voltage fluctuations. Single-column, three-phase tap-changers with full insulation between phases according to the $U_{\mathrm{m}}$ of the LV or three single-column line-end tap-changers have to be used in applications shown in Figure 4 b) and Figure 4 c).

### 5.3 Basic arrangements of tapped windings with on-load tap-changers

Each of the Figures 1 to 4 only shows one exemplary arrangement (linear regulation) of the tapped windings. For all these examples, one of the following three basic arrangements of the regulating winding (Figure 5) can be used. Depending on the system and design parameters of the transformer application, any of these arrangements can be used.

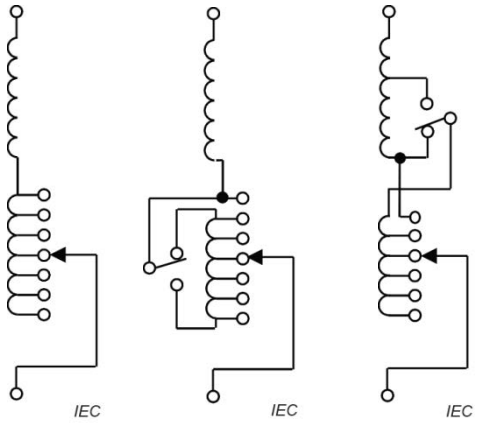



**Figure 5 – Basic arrangements of the regulating winding**

On power transformers, the linear connecting scheme (Figure 5 a)) is generally applied for a moderate regulating range up to typically 20 %. Industrial process transformers often work with a variable flux density and this scheme allows a variable number of turns between taps for optimum process control.

The regulating range can be approximately doubled by using a tap winding in conjunction with a change-over selector. A reversing change-over selector (Figure 5 b)) allows the tap winding to be connected in vectorial addition (boost) or subtraction (buck) to the main winding. Figure 5 c) shows a scheme with coarse and fine tap winding arrangements. The electrical length of the coarse winding is approximately the same as the fine tap winding. From the dielectric point of view this arrangement, however, requires a more sophisticated winding layout.

In the extreme "boost" position both regulating schemes with change-over selector show all windings in the circuit. In the extreme "buck" position, the reversing arrangement utilizes the main winding and the entire tap winding in the circuit, whereas the coarse/fine arrangement only utilizes the main winding, which furthermore has fewer turns. This leads to additional load losses with the reversing scheme when in buck tap-change position.

### 5.4 Basic arrangements of tapped windings with step-voltage regulator on-load tap-changers

See the latest edition of IEC 60076-21 or IEEE Std C57.15 for the different step-voltage regulator constructions such as:

– Type A,
– Type B,
– series transformer,
– equalizer winding.

### 5.5 Basic arrangements of tapped windings with de-energized tap-changers

#### 5.5.1 Bridging contact scheme for DETC

The arrangement of the interaction of stationary and moving contacts on a DETC is such that the moving contact connects two of the stationary contacts per phase on the DETC (see Figure 6 a)). Multiple connections can be made providing a wide variety of connection options (see Figure 6 b)).

### 5.5.2 Linear contact scheme for DETC

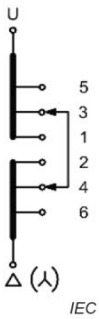
The arrangement of the interaction of stationary and moving contacts on a DETC is such that the moving contact connects a desired stationary contact to an output terminal (see Figure 6 c) and Figure 6 d)).

### 5.5.3 WYE (star) contact scheme for DETC

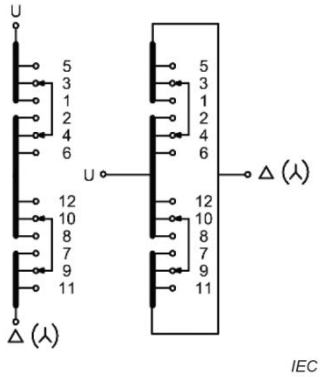
The arrangement of the interaction of stationary and moving contacts on a DETC is such that the three simultaneously operated moving contacts (one for each phase) connect three desired stationary contacts (one for each phase) to the star point, with or without a common neutral output (see Figure 6 e)).

### 5.5.4 Most common basic arrangements for different combinations

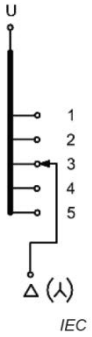
The choice of an electrically bridging contact scheme, electrically linear contact scheme, or combinations of the schemes is defined by the specific winding connections required. Various mechanical arrangements of the DETC are available. The tap-changer manufacturers should be consulted for specific options.



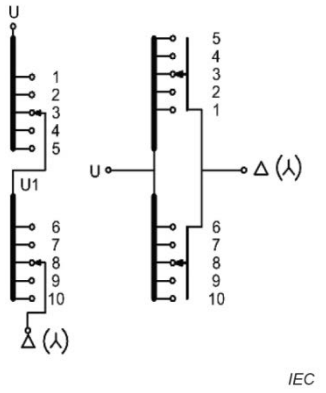

**a)**
**Bridging contact scheme (1-Ph)**



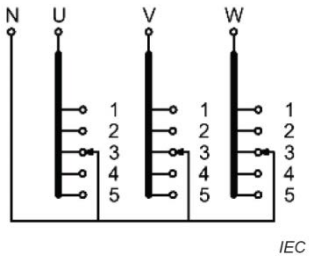

**b)**
**Double bridging contact scheme (1-Ph)**



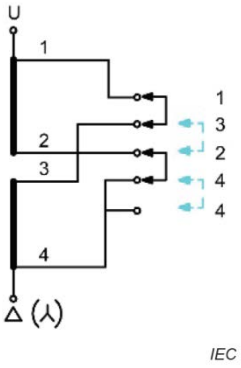

**c)**
**Linear contact scheme (1-Ph)**



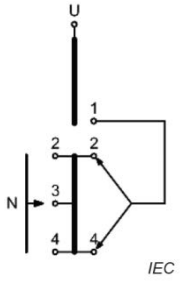

**d)**
**Double linear contact schemes (1-Ph)**



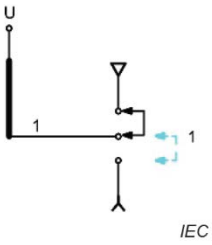

**e)**
**WYE (Star) contact scheme (3-Ph)**



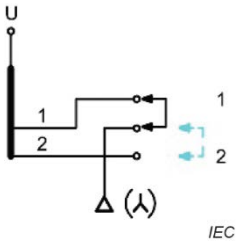

**f)**
**Series/parallel contact scheme (1-Ph)**



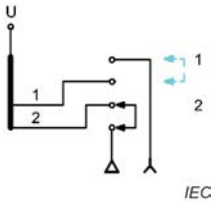

**g)**
**Linear contact scheme with polarity inversion (1-Ph)**




**h)**
**Delta/star contact scheme (1-Ph)**




**i)**
**Exclusion of turns contact scheme (1-Ph)**




**k)**
**Delta/star contact scheme with exclusion of turns (1-Ph)**

**Figure 6 – Common connection arrangements**

# 6 Types of tap-changers

## 6.1 On-load tap-changers (OLTCs)

### 6.1.1 General

The on-load tap-changer is designed to change tap connections while the transformer/reactor is both energized and on load. It performs this function without any interruption of the load. This is achieved with the mechanically operated components of the OLTC.

On-load tap-changing can be employed by using various switching principles.

The two most common switching principles can be distinguished by means of the transition impedance:

– resistor type switching, using a resistor as transition impedance (see 6.1.2.1);
– reactor type switching, using a reactor (preventive autotransformer) as transition impedance (see 6.1.2.2).

Furthermore, in reactor type tap-changers, both tap selector arms and both sides of the diverter switch are carrying the through-current in parallel in the service positions, whereas in resistor type tap-changers only one tap selector arm and one side of the diverter switch carries the through-current. This allows for reactor type tap-changers to use the position with the two tap selector arms connected to two adjacent taps (bridging position, IEC 60214-1:2014, 3.21) as well as the position with the tap selector arms connected to the same tap (non-bridging position, IEC 60214-1:2014, 3.22) as a service position. In resistor type tap-changers, the position between two taps is only a passage position. Therefore, the regulating winding for reactor type tap-changers needs only half as many taps to gain the same number of positions.

Traditionally, in the USA where tap-changers have been applied at the neutral end of the low-voltage windings, reactor tap-changers have been dominant. Conversely, elsewhere where tap-changers have frequently been applied to the high-voltage windings, resistance tap-changers have been dominant.

Both on-load tap-changer switching principles are available as non-vacuum type and vacuum type tap-changers.

Non-vacuum type tap-changers are equipped with contacts which break and make the load and circulating currents in liquid or gas. The arcing takes place within the same medium which is used as the insulation medium (and in case of liquids also as the lubrication medium) and causes a degradation of the medium.

Vacuum type tap-changers are not completely under vacuum, but they are equipped with vacuum interrupters (VIs) which break and make the load and circulating currents. However, the VI housing is sealed and therefore the degradation of the surrounding medium is minimized.

### 6.1.2 Principles of operation

#### 6.1.2.1 Resistor types

##### 6.1.2.1.1 General

Resistor type OLTCs are realized either as devices with a diverter switch (see IEC 60214-1:2014, 3.5, or IEEE Std C57.131-2012, Clause 3) and tap selector (see IEC 60214-1:2014, 3.4, or IEEE Std C57.131) or as selector switches (IEC 60214-1:2014, 3.6, or IEEE Std C57.131-2012, Clause 3). Such devices can be designed as:

– non-vacuum type on-load tap-changer (see 6.1.2.1.2);
– vacuum type on-load tap-changer (see 6.1.2.1.3).

In the diverter switch and tap selector concept, the switching operation is carried out by the positioning of the tap selector followed by the movement of the diverter switch. The basic mode of operation is exemplified in Figure 7 for a non-vacuum type diverter switch and tap selector utilizing operating cycle number 1 (according to IEC 60214-1). The tap selector is equipped with two independently movable contact decks. At first, that contact deck, which is not carrying the through-current, is actuated directly by the motor-drive mechanism. The tap adjacent to the tap in service will be pre-selected without any breaking or making of current (see Figures 7 a) to c)) in a time span of some seconds. Then, the diverter switch transfers

the load current from the tap in service to the pre-selected one in a time span of around 50 ms to 150 ms (see Figure 7 d) to Figure 7 i)). This action is actuated in most designs by a spring-loaded energy accumulator, which will be wound up during the tap selector operation and will be mechanically released when the tap selector operation is finished. For this load transfer, the diverter switch of a non-vacuum type is equipped with main switching and transition contacts made from copper or copper-tungsten alloys.

This concept of two consecutive steps of the tap selector and the diverter switch is used for non-vacuum as well as for vacuum type diverter switch and tap selector designs. In vacuum type tap-changers the main switching and transition contacts are replaced by vacuum interrupters.

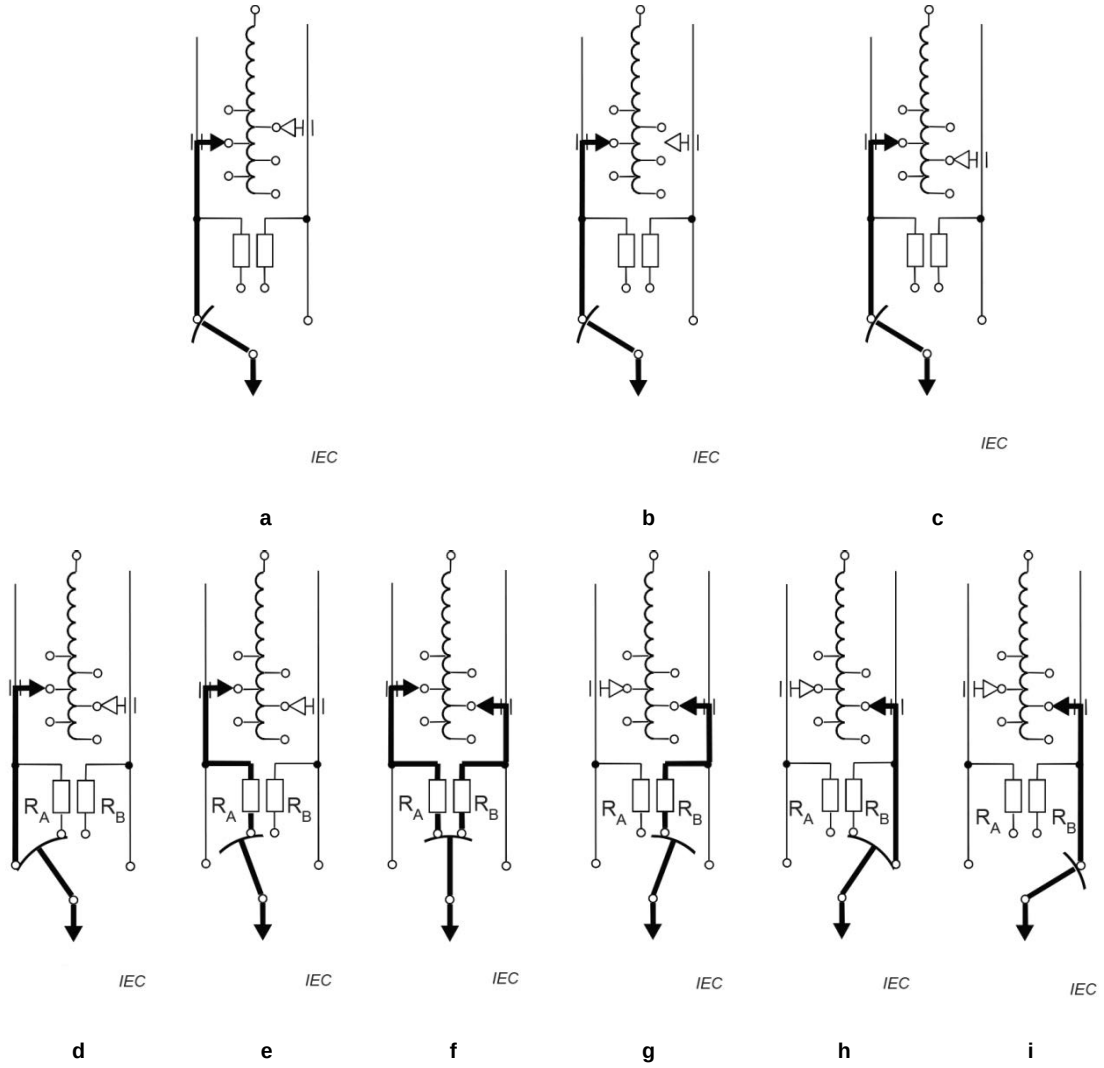



**Figure 7 – Operating sequence of a diverter switch (d to i) and tap selector (a to c) (non-vacuum type diverter switch with operating cycle number 1)**

The selector switch concept combines the aforementioned two moves of operation in one movement, in one device. Figure 8 exemplifies the operation order of contacts for a non-vacuum type selector switch utilizing operating cycle number 1 (see IEC 60214-1).

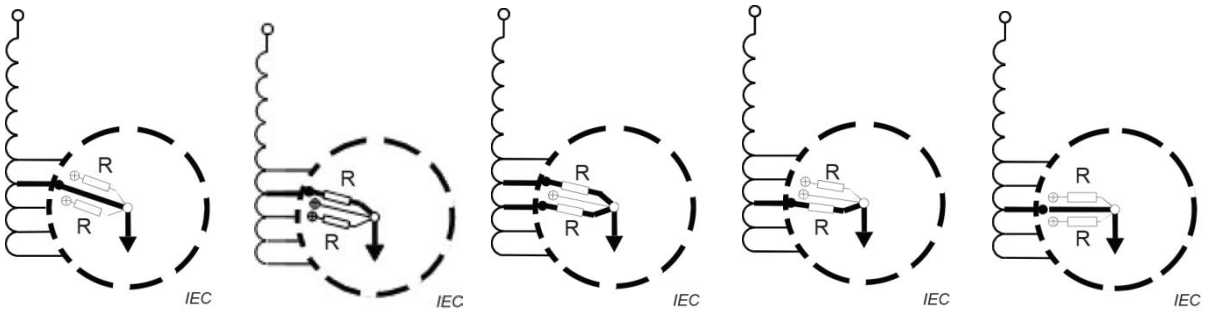



**Figure 8 – Operating sequence of a selector switch (a to e)**
**(non-vacuum type selector switch with operating cycle number 1)**

#### 6.1.2.1.2 Non-vacuum types

##### 6.1.2.1.2.1 General

Non-vacuum type OLTCs with the resistor switching principle according to IEC 60214-1:2014, 3.2, mostly operate utilizing one of the following three basic switching modes:

1) diverter switch (Figure 9 a)) or selector switch (Figure 9 b)) utilizing operating cycle number 1, formerly known as "flag cycle" operation (6.1.2.1.2.2);
2) diverter switch (Figure 9 a)) utilizing operating cycle number 2, formerly known as "symmetrical pennant cycle" operation (6.1.2.1.2.3);
3) selector switch (Figure 9 c)) utilizing operating cycle number 2, formerly known as "asymmetrical pennant cycle" operation (6.1.2.1.2.4).

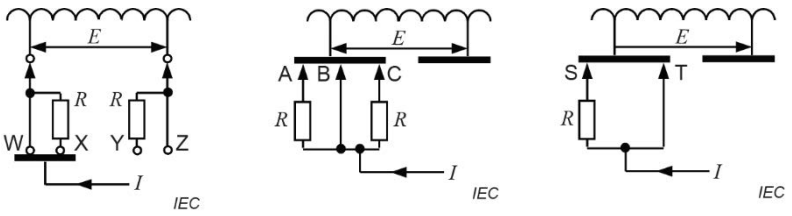



**Figure 9 – Diagram of connections of non-vacuum, resistor type on-load tap-changers**
**(IEC 60214-1:2014, Table A.1, or IEEE Std C57.131-2012, Table A.1)**

The formerly used designations "flag cycle", "symmetrical pennant cycle" and "asymmetrical pennant cycle" arise from the appearance of the vector diagrams showing the change in output voltage of the transformer in moving from one tap position to the adjacent one (see IEC 60214-1:2014, Figure A.1, or IEEE Std C57.131-2012, Figure A.1).

##### 6.1.2.1.2.2 Diverter or selector switch with operating cycle number 1 (formerly known as flag cycle)

Figure 9 a) and Figure 9 b) show the diagrams of connections of these designs, which minimally incorporate diverter switch or selector switch main switching contacts (W and Z, B), diverter switch and selector switch transition contacts (X and Y, A and C) and two transition resistors ($R$). The step voltage is indicated with $E$.

A tap-change operation is performed by diverting the through-current from the main switching contacts before the circulating current starts to flow; this mode of operation can be referred to as "break-before-make operation" according to the contact operating order.

NOTE This cycle calls for a through-current connection being at the midpoint of the transition impedance when it is carrying the circulating current.

The order of contacts as well as the duty of the main switching and transition contacts is described in detail in IEC 60214-1:2014, Figure A.1a and Tables A.1 and A.2, or IEEE Std C57.131-2012, Figure A.1 and Tables A.1 and A.2.

#### 6.1.2.1.2.3 Diverter switch with operating cycle number 2 (formerly known as symmetrical pennant cycle)

This design consists of the same elements as described in 6.1.2.1.2.2 and uses the same diagram of connections (Figure 9 a)).

In tap-change operations following this operating cycle, the circulating current starts to flow before diverting the through-current from the main switching contacts; this mode of operation can be referred to as "make-before-break operation" according to the contact operating order.

NOTE This cycle calls for a through-current connection being at the midpoint of the transition impedance when it is carrying the circulating current.

The order of contacts as well as the duty of the main switching and transition contacts is described in detail in IEC 60214-1:2014, Figure A.1b and Tables A.1 and A.2, or IEEE Std C57.131-2012, Figure A.2 and Tables A.1 and A.2.

#### 6.1.2.1.2.4 Selector switch with operating cycle number 2 (formerly known as asymmetrical pennant cycle)

The diagram of connections of this design is shown in Figure 9 c), which usually incorporates a selector switch main switching contact (T), a selector switch transition contact (S) and one transition resistor ($R$).

Tap-change operations following this operating cycle use the two above-mentioned methods (6.1.2.1.2.2, 6.1.2.1.2.3) depending on the direction of movement. In one direction, the circulating current starts to flow before the through current is diverted from the main switching contacts ("make-before-break operation"), while in the opposite direction of movement, the through-current is diverted before the circulating current starts to flow ("break-before-make operation").

NOTE 1 This cycle calls for a through-current connection being at one end of the transition impedance when this is carrying the circulating current.

NOTE 2 Non-vacuum type tap-changers employing the selector switch operating cycle number 2 are often used with load flow in one direction only.

The order of contacts as well as the duty of the main switching and transition contacts is described in detail in IEC 60214-1:2014, Figure A.1c and Tables A.1 and A.2, or IEEE Std C57.131-2012, Figure A.3 and Tables A.1 and A.2.

### 6.1.2.1.3 Vacuum types

#### 6.1.2.1.3.1 General

Vacuum type OLTCs with the resistor switching principle according to IEC 60214-1:2014, 3.3, mostly operate utilizing the following basic switching modes:

– diverter switch with one transition resistor and two vacuum interrupters (Figure 10 a)) utilizing operating cycle number 1 or number 2 (see 6.1.2.1.3.2);

– selector switch with one transition resistor and two vacuum interrupters (Figure 10 b)) utilizing operating cycle number 1 (see 6.1.2.1.3.3);

– diverter switch with two transition resistors and three vacuum interrupters (Figure 10 c)) utilizing operating cycle number 1 or number 2 (see 6.1.2.1.3.4);

– selector switch with two transition resistors and three vacuum interrupters (Figure 10 d)) utilizing operating cycle number 1 (see 6.1.2.1.3.5);

– diverter switch with two transition resistors and four vacuum interrupters utilizing operating cycle number 1 or 2 of the non-vacuum type diverter switches (see 6.1.2.1.3.6).

NOTE 1 The operating cycles number 1 and 2 according to IEC 60214-1 are defined differently for diverter and selector switches of the several designs.

NOTE 2 While the configurations/designs mentioned 6.1.2.1.3.1 are specifically noted in IEC 60214-1, other options are certainly possible.

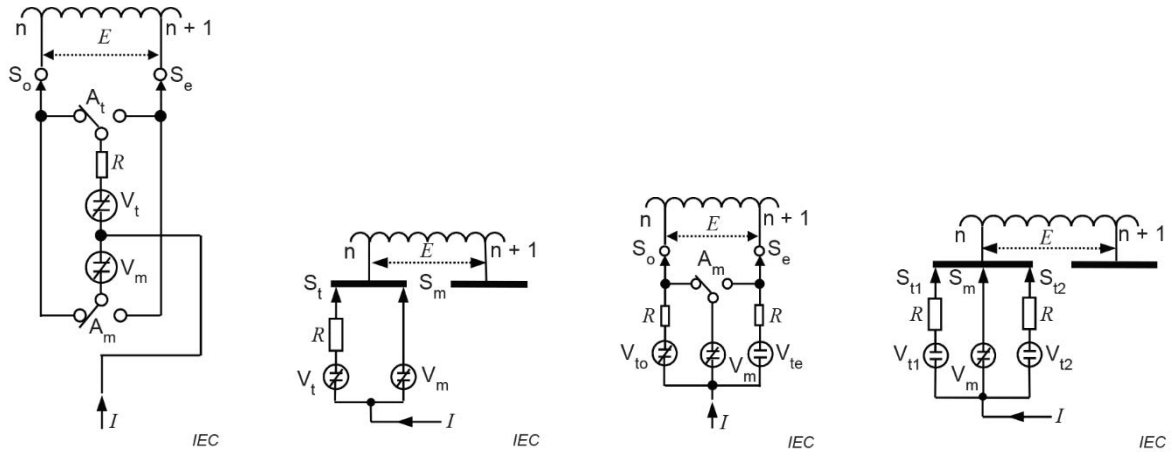



**Figure 10 – Diagram of connections of vacuum, resistor type on-load tap-changers (IEC 60214-1:2014, Table A.3)**

#### 6.1.2.1.3.2 Diverter switch with one transition resistor and two vacuum interrupters utilizing operating cycle number 1 or number 2

This diverter switch design (Figure 10 a)) usually incorporates one transition resistor ($R$), one vacuum interrupter acting as main switching contact ($V_m$), one vacuum interrupter acting as transition contact ($V_t$) and at least two auxiliary contacts (auxiliary transfer switches $A_m$, $A_t$).

The diverter switch operation of operating cycle number 1 is performed by diverting the through-current from the main switching vacuum interrupter before the circulating current starts to flow; this mode of operation is also called "break-before-make operation" according to the switching element operating order and is similar to the flag cycle.

The same design can be used to perform diverter switch operations according to operation cycle number 2. Here, the circulating current starts to flow before diverting the through-current from the main switching vacuum interrupter; this mode of operation is also called "make-before-break operation" according to the switching element operating order and is similar to the pennant cycle.

NOTE These cycles call for the path with the main switching vacuum interrupter as well as the path with the transition vacuum interrupter each to be equipped with at least one auxiliary transfer contact.

The order of switching elements as well as the duty of the main switching and transition contact vacuum interrupter is described in detail in IEC 60214-1:2014, Table A.3.

#### 6.1.2.1.3.3 Selector switch with one transition resistor and two vacuum interrupters utilizing operating cycle number 1

This selector switch design (Figure 10 b)) usually incorporates one transition resistor ($R$), one vacuum interrupter acting as main switching contact ($V_m$) and one vacuum interrupter acting as transition contact ($V_t$). This selector switch design needs no auxiliary transfer contact, but two selector contacts ($S_m$, $S_t$).

The selector switch operation is performed in one switching direction by diverting the through-current from the main switching vacuum interrupter before the circulating current starts to flow ("break-before-make operation"). In the opposite direction the through-current will be diverted from the main switching vacuum interrupter after the circulating current started to flow ("make before break operation"). This operation is similar to the asymmetrical pennant cycle.

The operation order of switching elements as well as the duty of main switching vacuum interrupter and transition contact vacuum interrupter is described in detail in IEC 60214-1:2014, Table A.3.

#### 6.1.2.1.3.4 Diverter switch with two transition resistors and three vacuum interrupters utilizing operating cycle number 1 or number 2

This diverter switch design (Figure 10 c)) usually incorporates two transition resistors ($R$), one vacuum interrupter acting as main switching contact ($V_m$), two vacuum interrupters acting as transition contact ($V_{to}$, $V_{te}$) and at least one auxiliary contact (auxiliary transfer switch $A_m$).

The description of the diverter switch operations can be taken from 6.1.2.1.3.2.

#### 6.1.2.1.3.5 Selector switch with two transition resistors and three vacuum interrupters utilizing operating cycle number 1

This selector switch design (Figure 10 d)) usually incorporates two transition resistors ($R$), one vacuum interrupter acting as main switching contact ($V_m$) and two vacuum interrupters acting as transition contact ($V_{t1}$, $V_{t2}$). This selector switch design needs no auxiliary transfer contact, but three contacts acting as tap selector ($S_m$, $S_{t1}$, $S_{t2}$).

The selector switch operation is performed by diverting the through-current from the main switching vacuum interrupter before the circulating current starts to flow; this mode of operation is also called "break before make operation" according to the switching element operating order.

The order of switching elements as well as the duty of the main switching vacuum interrupter and transition contact vacuum interrupter is described in detail in IEC 60214-1:2014, Table A.3.

#### 6.1.2.1.3.6 Diverter switch with two transition resistors and four vacuum interrupters utilizing operating cycle number 1 or 2 of the non-vacuum type diverter switches

This diverter switch design (similar to Figure 9 a); contacts W, X, Y and Z are replaced by vacuum interrupters) usually incorporates two transition resistors, two vacuum interrupters acting as main switching contact, two vacuum interrupters acting as transition contact and does not necessarily need an auxiliary transfer contact. The method to perform the tap-change operation is very close to that of the non-vacuum diverter switch utilizing operating cycle number 1 or 2.

The description of the diverter switch operations can be taken from 6.1.2.1.2.2 in case of operating cycle number 1 and from 6.1.2.1.2.3 for operating cycle number 2.

#### 6.1.2.2 Reactor types

##### 6.1.2.2.1 General

Reactor type OLTCs can employ either a diverter switch (also known as arcing switch) and a tap selector or selector switches (also known as arcing tap switch). Furthermore, reactor type OLTCs can be designed as:

– non-vacuum type on-load tap-changer (see 6.1.2.2.2);

– vacuum type on-load tap-changer (see 6.1.2.2.3).

Figure 11 a) to Figure 11 g) show the switching sequence from a non-bridging position through a bridging position to the next non-bridging position as examples for a diverter switch and tap selector design. In contrast to resistor type tap-changers, which make two moves and only load one selector arm when on position, the reactor type tap-changer uses three moves for a tap-change operation from a non-bridging to a bridging position, or vice versa, and always loads both selector arms when on position.

In the first move, the diverter switch transfers the through-current from two parallel branches into one branch by opening one transfer switch (Figure 11 b)). Then, the tap selector, equipped with two independently movable contact arms, moves the now unloaded arm to the next adjacent tap. This pre-selection is therefore accomplished without making or breaking any current (Figure 11 c)). Subsequently, in the third move, the open diverter switch closes, dividing the through-current again into two parallel branches (Figure 11 d)). This leaves both parts of the diverter and the selector carrying current in this bridging position, which can be used as a service position. This sequence is essentially repeated, as can be seen in Figure 11 d) to Figure 11 g), to reach the next non-bridging service position.

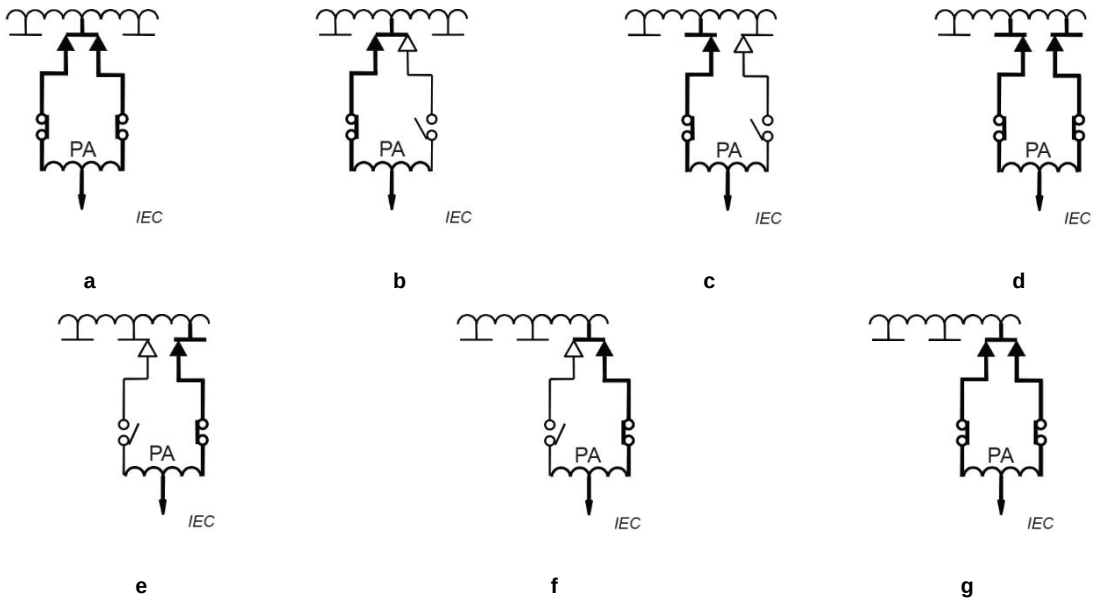



**Figure 11 – Operating sequence (a) to g)) of a diverter switch and tap selector (non-vacuum type)**

##### 6.1.2.2.2 Non-vacuum types

###### 6.1.2.2.2.1 General

Non-vacuum type OLTCs with the reactor switching principle according to IEC 60214-1:2014, 3.2, mostly operate according to the following basic switching modes:

– arcing tap switch (Figure 12 a));

– arcing tap switch with equalizer windings (Figure 12 b));
– arcing switch and tap selector (Figure 12 c)).

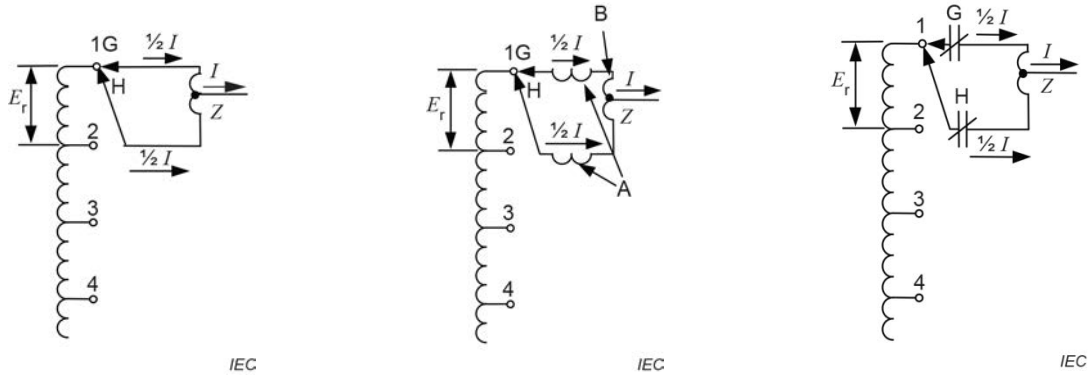



**Figure 12 – Diagram of connections of non-vacuum, reactor type on-load tap-changers (IEC 60214-1:2014, Annex B, or IEEE Std C57.131-2012, Annex B)**

IEC 60214-1:2014, Annex B or IEEE Std C57.131-2012, Annex B, shows in full detail the diagrams of connections, operating sequence and duty on switching contacts for these designs of reactor type tap-changers.

#### 6.1.2.2.3 Vacuum types

Figure 13 shows the diagram of connections of a vacuum interrupter and tap selector design. IEC 60214-1:2014, Annex B or IEEE Std C57.131-2012, Annex B, shows in full detail the operating sequence and duty on the vacuum interrupter for this design.

NOTE The contacts G and H in Figure 12 c) can be vacuum interrupters.

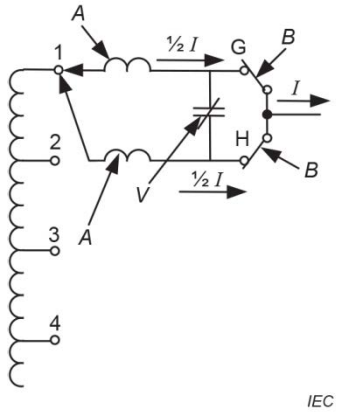



**Figure 13 – Diagram of connections of reactor type on-load tap-changer with vacuum interrupter and tap selector (IEC 60214-1:2014, Annex B, or IEEE Std C57.131-2012, Annex B)**

### 6.1.3 Physical layouts

#### 6.1.3.1 General

Tap-changers are mounted within the transformer tank (in-tank tap-changer) or in their own housing outside the transformer tank (compartment type tap-changer). The in-tank tap-changer is immersed in the liquid of the transformer whereas the compartment type tap-changer is immersed in its own liquid. Thus the tap-changer environment is different with respect to IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131. For in-tank tap-changers, the environment is

defined as the liquid of the transformer and for compartment type tap-changers it is defined as the ambient air outside the housing.

Tap selectors typically include the change-over selector, if provided.

For both types, to avoid exchange of gases (dissolved or free) between the OLTC and the transformer, it is recommended to use separate conservators and breathing pipes for the diverter or selector switch compartment(s). It could be considered, as a precaution against possible leaks, that the diverter or selector switch conservator should be lower than that of the main tank to ensure positive pressure and prevent migration of contaminated liquid into the main tank.

#### 6.1.3.2 Compartment type tap-changers

##### 6.1.3.2.1 General

These tap-changers are self-contained in their own tanks and mounted on the side or end of the transformer. The taps from the transformer regulating winding are taken to the tap selector contacts through a barrier board (component of the on-load tap-changer). It is recommended to use a liquid-tight barrier board to isolate the liquid from the tap-changer from the transformer main tank. Compartment type tap-changers are equipped with a separate conservator or a gas space at the top of the OLTC compartment.

Compartment type on-load tap-changers generally have the following features:

– They are easier for the user to maintain. Access to the complete tap-changer and all contacts is obtained by removal of inspection covers or doors. Care should be taken to avoid damage to the barrier board from static pressure in the main tank of the transformer.

– Because the tap selectors are always in a separate chamber from the main tank, the DGA of the transformer is not affected by capacitive sparking of the change-over of selector contacts.

– Transformer main tank size and liquid volume can be minimized.

– They offer a plane and well defined location (barrier board) for the winding conductors to be connected.

– Due to voltage clearance considerations, compartment type on-load tap-changers may not be practical for line-end applications above 145 kV.

Two types of compartment tap-changer arrangements are considered as shown in Figure 14. The descriptions in 6.1.3.2.2 and 6.1.3.2.3 are generally valid for both switching principles (resistor and reactor) and interrupting media (liquid and vacuum). The reactor is not shown in Figure 14 but would be located in the main transformer tank, typically in the immediate vicinity of the barrier board to the OLTC. For the sake of simplicity, the term "diverter switch" will also designate the so-called arcing switch used in some reactor type OLTCs.

##### 6.1.3.2.2 Single compartment

In this type of tap-changer layout, tap selectors and diverter switches, or selector switches are contained in a single compartment and therefore share the same insulating liquid such as illustrated in Figure 14 a) where the motor-drive is schematized on the side of the compartment. Another common arrangement is to have the motor-drive underneath the compartment.

The main features of this design are:

– Simplicity and compactness, therefore it is often more cost-effective.

– The tap selector is in contaminated liquid, so the resulting reduction in voltage breakdown capacity of the liquid will usually limit the use of single compartment OLTCs to the smaller voltage class transformers. The restriction does not apply, of course, for vacuum switching principles for which carbon contamination is not an issue.

#### 6.1.3.2.3 Separate tap selector and diverter switch compartments

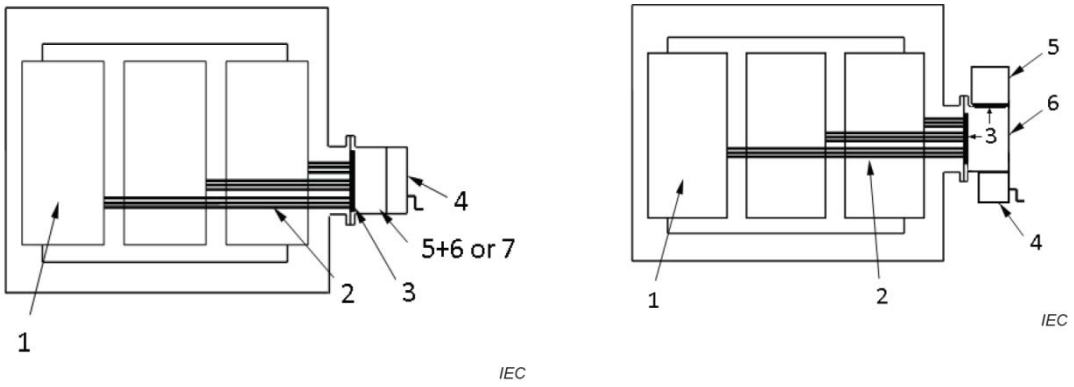
To overcome the issue of liquid contamination with non-vacuum switching OLTCs in single compartments as described in 6.1.3.2.2, a common arrangement is to separate the diverter switches and the tap selectors into two different compartments, normally standing on top of each other such as illustrated in Figure 14 b). A possible variant of this layout is to have the diverter compartment underneath the tap selector compartment.

The main features of this design are:

– Increased insulation capabilities for use on higher voltage class transformers at the cost of a higher complexity.

– DGA monitoring can be carried out in isolation, allowing early diagnosis of tap selector problems and the ability to differentiate between tap selector and diverter switch defects.

– It can minimize liquid handling during the maintenance activity by giving users the ability to choose to carry out maintenance on one or both chambers.




**a) Single compartment**

**b) Separate tap selector and diverter switch compartments**

**Key**

1 – Transformer windings
2 – Tap leads
3 – Liquid- and gas-tight barrier
4 – Motor-drive mechanism
5 – Diverter switch
6 – Tap selector
7 – Selector switch

**Figure 14 – Common layouts for compartment type tap-changers**

### 6.1.3.3 In-tank type tap-changers

#### 6.1.3.3.1 General

As their name implies, these tap-changers are fitted inside the transformer. To avoid contamination (carbon, gases, etc.) of the liquid in the transformer tank, the diverter switch (or selector switch) is usually housed in a separate, leak-proof compartment inside the transformer main tank (see Figure 15 a), Figure 15 b), or Figure 15 d)) or in a separate tank (see Figure 15 c)).

NOTE Although the carbonization is the critical issue, gas-tight compartments can still be deemed necessary for vacuum type tap-changers because of minimum gassing that would interfere with the transformer main tank DGA monitoring.

In-tank tap-changers have the following features:

– They are usually more suitable for the higher voltage class line-end applications.

– They can also benefit the transformer manufacturer by allowing the tap-changer to be connected to the transformer prior to processing.

– For a given power rating, the diverter or selector switch liquid volume of an in-tank tap-changer is generally smaller than in compartment type tap-changers. This will reduce the liquid handling effort during maintenance.

– The diverter switch can easily be replaced or swapped out with a reserve unit for minimal outage time. However, accessing the top of the transformer can require work at significant height.

– Where in-tank tap-changer types have their tap selectors and, in particular, their change-over selectors operating in the same liquid as the transformer, the DGA of the transformer can be influenced by capacitive arcing from the contacts. Small amounts of gasses (including acetylene) can indeed develop under normal conditions in the main tank due to the change-over selector operations.

These designs are almost exclusively used for resistor type tap-changers. Three types of in-tank arrangement are described below and illustrated in Figure 15.

NOTE The only in-tank design application that has a reactor switching principle is a step-voltage regulator (for more information, see IEC 60076-21 or IEEE Std C57.15).

#### 6.1.3.3.2 In-tank diverter switch-type tap-changers

Unless otherwise agreed between the transformer manufacturer and the purchaser, the tap selectors may be located within the main transformer liquid. With this type of tap-changer, separate tap selectors are mounted underneath the diverter switch and operate in the same liquid as the transformer.

It is recommended to use diverter switches mounted in liquid-tight insulating compartments. These compartments isolate the dissolved gases and particles, which have developed during switching operations, from the transformer liquid. Usually the diverter switch compartment is equipped with a separate conservator.

Generally, this type of tap-changer is used for the higher MVA ratings and voltage classes.

#### 6.1.3.3.3 In-tank diverter switch-type tap-changer with barrier board

By using an in-tank tap-changer in a separate housing with a liquid-tight barrier board between the tap-changer and the transformer, the liquid volumes of the transformer main tank and the tap selector can be isolated from each other so that:

a) the same conservator can be used for both liquid volumes;

b) increased accuracy in DGA monitoring can be achieved if the two liquid volumes are piped to separate conservators;

c) the housing and barrier board can be designed in such a way that:

- the housing can be removed, for example for transportation restrictions;
- servicing can be performed on the tap selectors without draining the main tank and exposing the active part to the environment.

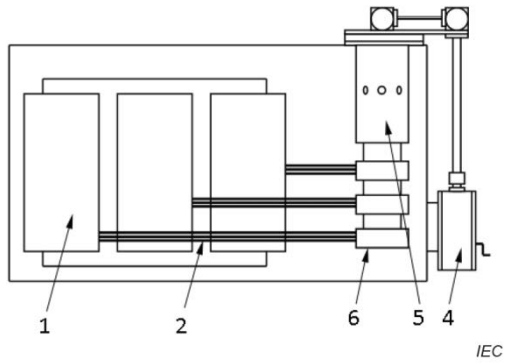
A variant of this arrangement includes a partial barrier board such as illustrated in Figure 15 d). Compared to the complete board, this arrangement will simplify the piping to the main conservator, and possibly reduce overall transformer size and liquid volume. On the other hand, possible gassing from the tap selector and/or change-over selector will mix with

the main tank liquid and therefore DGA interpretation will be as it is in the case without barrier board.

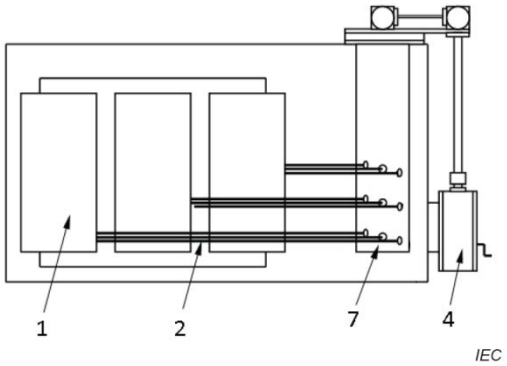
#### 6.1.3.3.4 In-tank selector switch tap-changers

In-tank selector switch tap-changers carry out their selection and switching in the one compartment using the same contacts and liquid. It is recommended to use selector switches mounted in liquid-tight insulating compartments. These compartments isolate the dissolved gases and particles, which have developed during switching operations, from the transformer liquid. The change-over selector can be either within or outside the selector switch compartment. In the latter case, the transformer main tank DGA monitoring can be affected. Usually the selector switch compartment is equipped with a separate conservator.

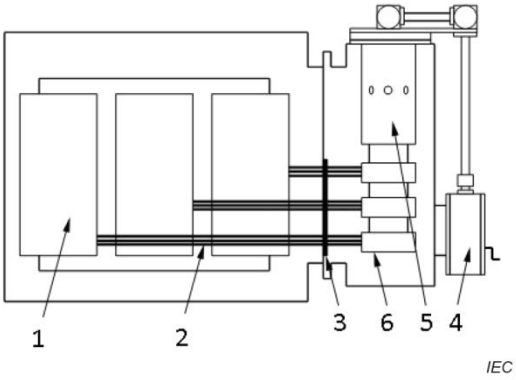
This type of tap-changer tends to be used for the lower MVA and voltage class transformers. It offers a very compact design for tap-changers for line end applications.



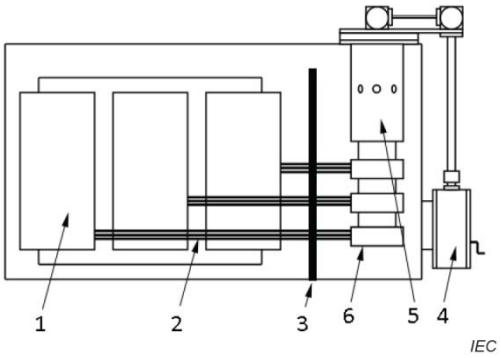

**a) In-tank diverter switch-type tap-changer**




**b) In-tank selector switch tap-changer**




**c) In-tank diverter switch-type tap-changer with complete barrier board**




**d) In-tank diverter switch-type tap-changer with partial barrier board**

**Key**

1 – Transformer windings
2 – Tap leads
3 – Barrier board
4 – Motor-drive mechanism
5 – Diverter switch
6 – Tap selector
7 – Selector switch

**Figure 15 – Common layouts for in-tank-type tap-changers**

#### 6.1.3.3.5 Integrated tap-changer

The integrated tap-changer consists of a diverter switch and tap selector and represents an advancement of the conventional in-tank diverter switch-type tap-changer. The integrated OLTC is located directly in the main tank of the transformer without separate diverter switch compartment. To avoid contamination of the liquid in the transformer tank, the diverter switch should be designed so that no arcing during tap-change operation occurs in the insulating liquid (e.g. by vacuum interrupter).

Integrated tap-changers have their tap selectors and, in particular, their change-over selectors (as most of the in-tank tap-changers) operating in the same liquid as the transformer, which can influence the DGA of the transformer due to capacitive arcing from the contacts. As there is no diverter switch compartment present, the transition resistors of the diverter switch can influence the DGA as well due to heating.

Today the integrated tap-changer is mainly used for smaller MVA ratings and voltage classes.

## 6.2 De-energized tap-changers (DETCs)

### 6.2.1 General

The de-energized tap-changer is designed to change tap connections only while the transformer/reactor is de-energized.

This is achieved with mechanically operated devices that will select the various taps. The fixed contacts can be arranged in a circular configuration (for rotary types) or in a straight line (for rack and slide types). Normally, the drive mechanism is manual, but motor-drive units are also available.

This type of tap-changer is usually mounted inside the transformer tank with the drive mechanism mounted on the transformer lid or on the wall of the transformer tank.

### 6.2.2 Types of DETC

Various physical arrangements of DETCs are available to integrate into the wide variety of transformer designs. Some DETC designs are arranged in a mechanically linear (see 3.1.1) fashion while others are arranged in a mechanically rotary (see 3.1.2) fashion. These configurations can be made up of multiple groups of the mechanically linear or mechanically rotary configuration for multiple phases or groups of taps.

### 6.2.3 Location of DETC in the transformer tank or enclosure

#### 6.2.3.1 General

Within a transformer enclosure, the location of the DETC is determined by a number of factors. Potential options are shown in Figure 16. The tap-changer can be located above the core and coil assembly with a handle coming out in a variety of locations. A location directly above the core and coil assembly locates the DETC in one of the hotter areas inside the enclosure or transformer tank as this is directly above the heat source of the core and coil assembly. While the temperature at this location does not approach the hot spot of the windings, a determination of the expected temperature can be required to evaluate the suitability of a specific DETC for the application based on the dielectric components' suitability to the temperature. The temperature class of the DETC dielectric materials can be below those required within the transformer winding.

The DETC can also be located beside the core and coil on one end or another similar to an in-tank OLTC (Figure 15 a) – 6.1.3.3).

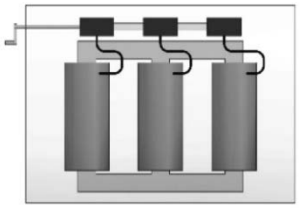
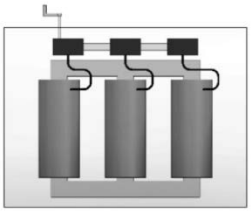
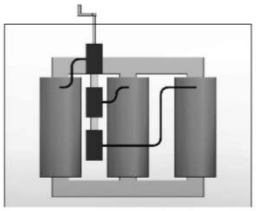
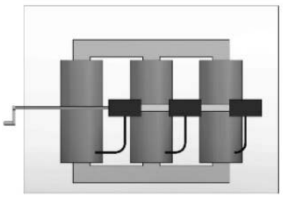
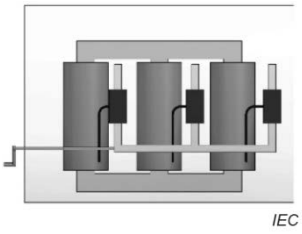
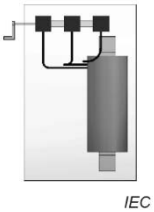
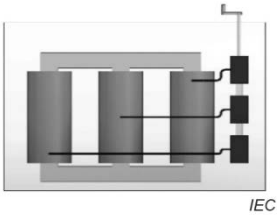
| Example | Location of the DETC | Notes |
|---|---|---|
| 1 |  | DETC located above the core and coil assembly with drive on short tank sidewall |
| 2 |  | DETC mounted from the cover of the transformer above the core and coil with the drive on the tank cover. |
| 3 |  | DETC mounted on the support structure near the core and coil with the drive on the tank cover |
| 4 |  | DETC mounted in the middle of the core and coil with the drive on the short tank sidewall |
| 5 |  | DETC units driven from the bottom of the short tank sidewall |
| 6 |  | DETC driven from the top of the long tank sidewall |
| 7 |  | DETC mounted on a tank sidewall |

**Figure 16 – Common arrangements of DETCs in the transformer main tank**

#### 6.2.3.2 Dry-type transformers

Besides the locations described in Figure 16, the DETC can also be located and mounted on a support structure beside the coil (between the coil and enclosure panels) or it can be located and mounted directly on a side enclosure panel. Arrangements can be made for the location of the DETC and the operating handle on any enclosure panel. Location in these areas reduces the temperature requirements of the DETC dielectric components as this area will typically be at a cooler temperature than that above the core and coil. A lower temperature requirement for the DETC may allow the required temperature class of the DETC dielectric materials to be below that required within the transformer winding or even below that required for a DETC located directly above the core and coil assembly.

#### 6.2.3.3 Liquid-filled-type transformers

Besides the locations described in Figure 16, the DETC can also be located and mounted on a support structure beside the coil (between the coil and transformer tank sidewall) or it can be located and mounted directly on a tank sidewall or even fixed to the cover. Cover mounted tap-changers (often found in submersible-type transformers) should be designed to account for the minimum oil levels of the specific unit. It is also possible to locate the DETC above the core and coil assembly and provide an operating mechanism on the cover. In this case, the DETC will be located in an area below the minimum oil level, but evaluation of the possible effect of the minimum oil level should still be considered. Since this locates the DETC in an area with possibly the highest (or at least one of the highest) oil temperatures in the unit, the suitability of the DETC dielectric materials should be considered and this evaluation should include the expected temperature rise of contacts under load conditions.

Locating the DETC on a support structure in a manner that lowers the position of the switch to cooler oil, can allow better overload characteristics for a specific switch. It can also allow location of the operating handle at a height more directly accessible to ground level operation without additional drive features. Arrangements can be made for the location of the DETC and the operating handle on any desired sidewall or even the cover of the transformer. Location in these areas reduces the temperature requirements of the DETC dielectric components as this area will typically be at a cooler temperature than the one directly above the core and coil. A lower temperature requirement for the DETC may allow the required temperature class of the DETC dielectric materials to be below that required within the transformer winding or even below that required for a DETC located directly above the core and coil assembly.

### 6.3 Tap-changer environment

#### 6.3.1 Liquid immersed tap-changers

#### 6.3.1.1 General

Liquid-immersed tap-changers cover all the types described in 6.1 and 6.1.3.3.5 that require a liquid for establishing their functions. A typical, and the most common, liquid is mineral oil (transformer oil) according to IEC 60296 or ASTM D3487. Other types of liquids may be employed but care shall be exercised to ensure their compatibility with the tap-changer under consideration. If nothing else is stated, data given from the OLTC manufacturer are valid in mineral insulating oil.

#### 6.3.1.2 Liquid immersed OLTCs

The liquid used for on-load tap-changers, as well as having electrical insulation and switching functions, also acts as a lubricant and coolant. The most commonly used liquid for tap-changers is mineral oil according to IEC 60296 or ASTM D3487. Although this oil has relatively poor lubricating properties, it is nevertheless essential for the mechanical operation of the tap-changer. It is therefore recommended that the tap-changer manufacturer be consulted before operating mechanically off circuit in a non-immersed (unfilled) condition.

Other liquids that are sometimes used in transformers for fire-retardant and environmental purposes may not be suitable for on-load tap-changers. Silicone liquids have very poor

lubricating properties and no arc-quenching ability and are usually not suitable for on-load tap-changers. Esters and other liquids can be suitable for some tap-changer models. The temperature operating range can be restricted due to higher viscosities than mineral oil at lower temperatures. For the above liquids, possible modifications of ratings and admissible withstand voltages should also be considered.

Where a liquid other than mineral oil according to IEC 60296 or ASTM D3487 is being considered, the tap-changer manufacturer should be consulted to establish its suitability.

Liquid immersed on-load tap-changers tested to IEC 60214-1 are suitable for operation down to −25 °C in insulating liquid according to IEC 60296 with LCSET of at the most −30 °C. For temperatures below −25 °C, the tap-changer manufacturer can recommend a lower viscosity liquid, the installation of heaters in the switching and mechanism compartments or other precautions to prohibit tap-changing while below a given temperature limit.

Where temperatures below −25 °C are envisaged, the tap-changer manufacturer should be consulted.

#### 6.3.1.3 Liquid immersed DETCs

Liquid-immersed de-energized tap-changers are tested to operate in mineral oil according to IEC 60296 or ASTM D3487; however, in service they can be required to operate on one position for long periods of time, and, if operating in high liquid temperatures, pyrolytic carbon (coking) can eventually form on the contacts. For this reason, a lower temperature rise value is stipulated in IEC 60214-1:2014, 7.2.2, or IEEE Std C57.131-2012, 7.2.2. The type of material used for the contacts should be suitable for the intended application. Prolonged operation on one position can influence the pyrolytic carbon formation; hence, silver plating/silver plating, silver plating/copper, copper/copper and copper/brass contact materials can be preferable.

During transformer maintenance, it is recommended that the de-energized tap-changer be operated to clean the contacts (see 12.2.3).

Unlike liquid-immersed on-load tap-changers, de-energized tap-changers do not require arc quenching or good lubricating properties. For these reasons, the use of many different types of fire-retardant liquids is possible. For liquid temperatures below −25 °C, the DETC should not be operated in consideration of possible mechanical issues.

Silicone liquids, esters and other liquids can be suitable for some DETC. The temperature operating range can be restricted due to higher viscosities than mineral oil at lower temperatures. For the above liquids, possible modifications of ratings and admissible withstand voltages should also be considered.

Where a liquid other than mineral oil according to IEC 60296 or ASTM D3487 is being considered, the tap-changer manufacturer should be consulted to establish its suitability.

### 6.3.2 Dry-type tap-changers (OLTC and DETC)

Dry-type tap-changers are usually used in conjunction with dry-type transformers. This type of tap-changer has several advantages compared to the conventional tap-changer in mineral oil such as reduced fire and environmental hazards.

Dry-type tap-changers, when exposed to external air, require special considerations. If lubrication is needed, it is achieved by the application of grease on the movable mechanical parts. Usually, the lubrication measures have to be repeated during maintenance work. In order to reduce the need for frequent lubrication measures, contacts, bearings and gears are specially designed to significantly reduce mechanical fatigue and the necessary mechanical torque. Consult the tap-changer manufacturer's instructions.

The following list of applications of dry-type tap-changers can be deduced from the different types of dry-type transformers.

a) Dry-type tap-changers for totally enclosed dry-type transformers

   The tap-changer and the transformer are incorporated in an unpressurized enclosure, cooled by the circulation of internal air.

b) Dry-type tap-changers for enclosed dry-type transformers

   The tap-changer and the transformer are incorporated in a ventilated enclosure, cooled by the circulation of external air.

c) Dry-type tap-changers for non-enclosed dry-type transformers

   The tap-changer is used in conjunction with a transformer which is installed without a protective enclosure (mainly indoor applications). The dry-type tap-changer can have its own enclosure (usually a ventilated enclosure).

The purchaser of the tap-changer should verify suitability when choosing an appropriate dry-type tap-changer for a certain application to fully meet the service condition requirements according to IEC 60076-11 or IEEE Std C57.12.01 once the chosen tap-changer has been incorporated in the transformer design. In the case of dry-type on-load tap-changers, it has to be considered that despite the use of vacuum interrupters as switching elements in common designs, arcing and hot spots can occur at, for example:

– change-over selectors (if applicable);
– commutation sparks at non-enclosed mechanical switching elements (if applicable);
– temperature rise of the transition resistors.

Dry-type on-load tap-changers that are not totally enclosed are not suitable for use in explosion hazardous areas.

### 6.3.3 Gas-immersed tap-changers ($SF_6$-insulated tap-changers)

#### 6.3.3.1 General

$SF_6$-insulated tap-changers include as liquid-immersed tap-changers:

– on-load tap-changer (OLTC); and
– de-energized tap-changer (DETC).

Current $SF_6$-insulated OLTC designs make use of the resistor switching principle with vacuum interrupters.

Moisture content is very important and should be controlled. Monitoring, for instance, can be done through dew point measurements. Desiccants (such as zeolite) are often used in the diverter switch compartment to ensure adequate $SF_6$-insulation performance.

Possible effects of sparks or hot spots should be considered, as $SF_6$ gas can decompose. It can be assumed that no decomposition of the $SF_6$ will take place below 150 °C. At temperatures higher than 180 °C, some metals can have a decomposing effect on the $SF_6$. At temperatures of 500 °C and higher, $SF_6$ gas starts to decompose into its constituent elements, with the decomposition process being directly proportional to the quantity of energy converted.

Decomposed $SF_6$ contains toxic components. Therefore, adequate precautions should be taken to ensure the safety of personnel when handling $SF_6$, for example during maintenance work.

$SF_6$ insulated tap-changers need to be incorporated in a pressurized $SF_6$-filled enclosure. There are two main types of construction in use as described in 6.3.3.2 to 6.3.3.4.

#### 6.3.3.2 In-tank $SF_6$ tap-changers

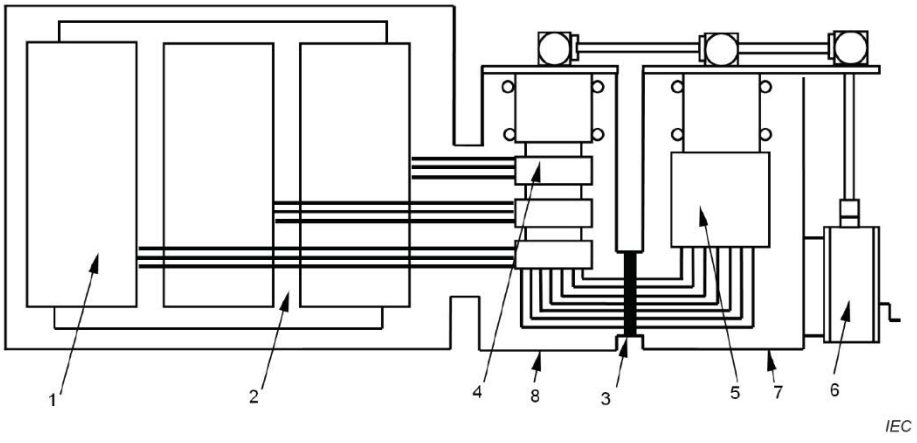
The diverter switch and selector switch arrangements are identical for $SF_6$ as for liquid applications as shown in Figure 15 a) and Figure 15 b).

The $SF_6$ pressure in the diverter or selector switch compartment is limited to a level typically lower than in the main tank to accommodate the operating requirements of the vacuum interrupters (e.g. opening of the VI). There is a resulting pressure difference that should not exceed the compartment's withstand capability. Accordingly, pressure in the main tank is limited and therefore these arrangements are not typical where higher transformer pressure is required. Maintenance of the diverter or selector switch can normally be carried out without reducing the gas pressure in the main tank.

#### 6.3.3.3 Externally mounted diverter compartment with an in-tank tap selector and a barrier board

Generally, this arrangement is used when higher transformer pressure is required. The tap selector, which does not have a high pressure limit, is still mounted in the main tank, but the diverter switch compartment is mounted in an external container of lower pressure with a pressure-tight barrier board to the main tank. In performing maintenance of the diverter switch, this arrangement also allows for the work to be carried out without reducing the gas pressure of the main tank.

Figure 17 shows a typical arrangement. A possible variant that offers more flexibility for the installation is to have the tap selector mounted in a separate container which is directly connected with the main tank (communicating gas and pressure).




**Key**

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1 Transformer windings | 3 Gas-tight barrier | 5 Diverter switch | 6 Motor-drive mechanism |
| 2 Tap leads | 4 Tap selector | 7 External container | 8 Reduced part of the main tank |

**Figure 17 – Externally mounted diverter compartment with an in-tank tap selector and a barrier board**

#### 6.3.3.4 Use of $SF_6$ gas with transformers and DETCs

$SF_6$-insulated DETCs are installed in gas-filled power transformers similar to liquid immersed DETCs as described in 6.2.3.

$SF_6$-insulated DETCs are in the same $SF_6$ gas atmosphere as the transformer and considerations for $SF_6$ gas should be the same as for the whole transformer.

## 6.4 Other types

### 6.4.1 General

There are also other types of tap-changers not fully covered by the above types. The standards, type and routine tests to be applied are those relevant for the design. Other tests to fulfil the intention of the standards and to support the tap-changer manufacturer's technical data of the products can also be made on the tap-changer.

In 6.4.2 to 6.4.5, some other types of tap-changers are described.

### 6.4.2 Electronic tap-changers

In an electronic on-load tap-changer, the transferring of load from one tap to another is performed by power electronics such as thyristors or IGBTs and therefore no arcing will take place. In general, the electronic tap-changer is excellent in the durability of switching because there is neither consumption of contacts nor high speed operation by an energy accumulation mechanism. The electronic tap-changer can be of a totally dry type or have the electronics immersed in liquid. It can be cooled by air or by some cooling system. At the time this document was written, the following two types of electronic tap-changers were available:

1) All semiconductors types

   Diverter switches and tap selectors consist only of power semiconductors integrated in one unit. The power semiconductors are installed on each tap, and by switching operation of these elements, it is possible to change directly to any tap. Today, these units are only used in small capacity tap-changers, because the costs for the power semiconductors and cooling systems are presently extremely high.

   Large-sized devices are needed in order to produce tap-changers with higher capacities.

2) Hybrid types

   The diverter switches consist mainly of semiconductors, while the tap selectors are mechanically of the same type as the tap selectors of conventional tap-changers. The two units are separated. The power semiconductors are installed in place of the arc-switching contacts or vacuum interrupters. Additional bypass contacts are often used in parallel to the power semiconductors.

### 6.4.3 Step-voltage regulators

See IEC 60076-21 or IEEE Std C57.15 for design and construction of step-voltage regulators and their field of application.

### 6.4.4 Advance retard switch (ARS)

The ARS allows the reversion of the polarity of the regulating voltage under load condition without disconnecting the winding to be reversed and is primarily used in applications with large regulating ranges, for example in PST-applications. Figure 18 a) shows an often used winding scheme for dual core PSTs when using OLTCs with coarse/fine winding arrangements to allow a reversion of the polarity. However, the ARS is also applicable in single-core PSTs or it can be used in power transformers as a reversing change-over selector to overcome high change-over selector recovery voltages (see 7.2.1.8).

A principle operation sequence of the ARS is shown in Figure 18 b) to Figure 18 d). In those applications the winding to be reversed may not be excited (no voltage across the winding).

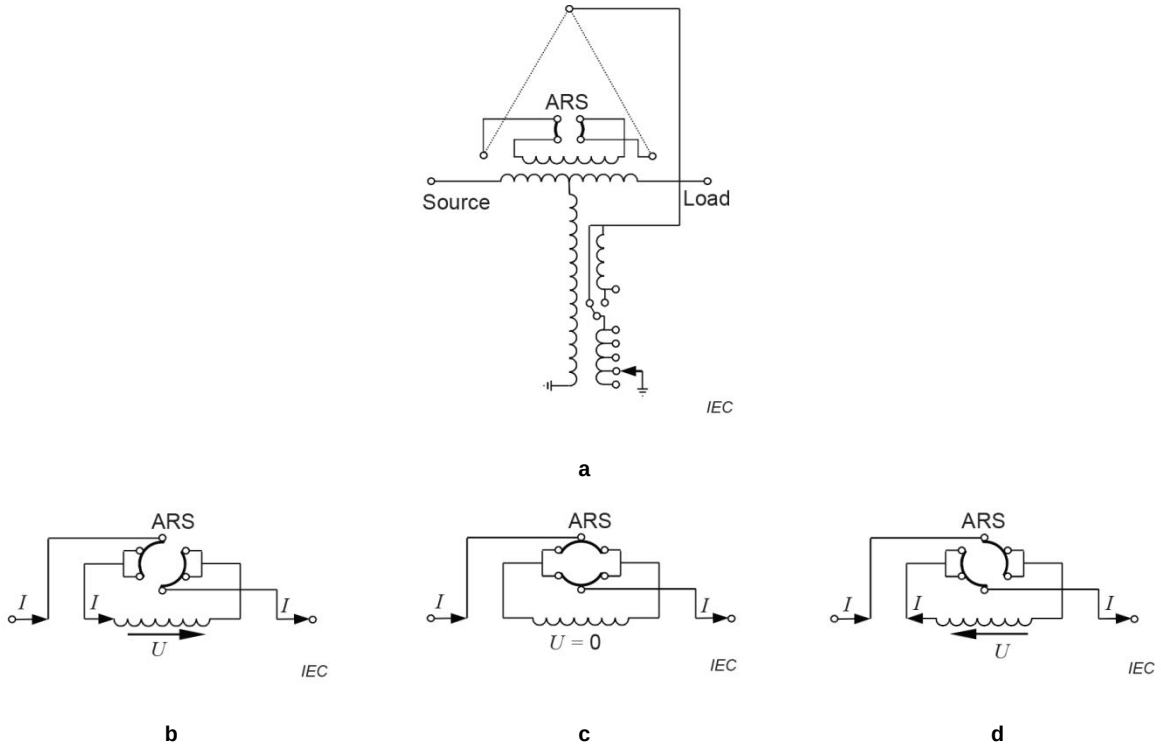



**Figure 18 – ARS application and mode of operation in a PST**

### 6.4.5 OLTCs for distribution transformers

The volatility of power flow in distribution networks, for example due to distributed power generation by renewables, can stipulate the use of voltage regulated distribution transformers. Those regulation demands have arisen over the last several years, and the number of available designs is yet limited. Today's available OLTCs for distribution transformer applications are designed as integrated tap-changers (see 6.1.3.3.5). In most of the applications, the OLTC is directly mounted above the active part of the transformer, but other locations within the transformer tank are also possible. Figure 16 shows a variety of locations for DETCs, which can, in general, be used also for OLTCs for distribution transformers designed as integrated tap-changers.

The switching principle is implemented as the known resistor or reactor switching types (see 6.1.2).

## 7 On-load tap-changers

### 7.1 General

The OLTC should be chosen to suit the requirements of the application.

The responsibility for the correct selection and application of the fully assembled tap-changer for a given transformer lies with the manufacturer of the transformer.

### 7.2 Selection of OLTCs

#### 7.2.1 Basic parameters

##### 7.2.1.1 General

The tap-changer should satisfy the conditions specified in 7.2.1.2 to 7.2.1.9, if applicable.

#### 7.2.1.2 Frequencies

OLTCs designed and tested according to IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131 are suitable for use in both 50 Hz and 60 Hz systems. For use with other frequencies (16 2/3, in railways, for instance), the tap-changer manufacturer shall be consulted.

#### 7.2.1.3 Currents

##### 7.2.1.3.1 Rated through-current for the OLTC

The rated through-current of the tap-changer as defined in IEC 60214-1:2014, 3.29, or IEEE Std C57.131-2012, Clause 3, should be not less than that resulting from the highest value of tap current of the tapped winding at the assigned rated power of the transformer in accordance with IEC 60076-1:2011, 5.1. The rated through-current refers to continuous loading. If different values of apparent power for the transformer are assigned under different circumstances, for example, with different methods of cooling, the highest of these values is the rated power and, therefore, the basis for the rated through-current of the tap-changer.

##### 7.2.1.3.2 Overload current

On-load tap-changers in accordance with IEC 60214-1:2014, 5.2.2 or IEEE Std C57.131-2012, 5.2.1 meet the overload requirements of IEC 60076-7 or IEEE Std C57.91.

In IEC 60076-7, different types of loading (normal cyclic loading, long-time emergency loading, short-time emergency loading) are defined with respect to the time duration and the maximum allowed currents within those periods.

Overcurrent conditions begin whenever the rated through-current of the tap-changer is exceeded (see also 7.4.8). The number of consecutive tap-changes during overload should be limited to the same number of operations as is required to move from one end of the tap range to the other.

NOTE According to IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131 the rated through-current of the tap-changer is stated on its name plate.

OLTCs designed and tested according to IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131 are able to perform operations at a current corresponding to at most twice the rated through-current at its relevant rated step voltage. Operations between 1,5 times and 2 times the rated through-current should be kept to a minimum while considering the temperature requirements in 7.4.7.2.

When, for a particular application, a transformer is to be subjected to loading conditions in excess of the limitations in IEC 60076-7 or IEEE Std C57.91, the tap-changer manufacturer should be asked to recommend a suitably rated tap-changer.

##### 7.2.1.3.3 Short-circuit current

The short-circuit current of the OLTC as given in IEC 60214-1:2014, 5.2.4, or IEEE Std C57.131-2012, 5.2.3, should not be less than that resulting from the overcurrent condition due to an external short-circuit of the associated transformer as given in IEC 60076-5:2006, 3.2 or IEEE Std C57.12.00.

The probability of a tap-changer operation under short-circuit conditions is very low (for EAF transformers, see 7.3.4). Therefore, the on-load tap-changer is not required to be capable of switching the short-circuit current. The tap-changer manufacturer is not responsible for an operation of a tap-changer during short-circuit. Protective devices might be incorporated in the system as described in 9.4.

NOTE Take particular care to check this current on low-impedance, booster, phase-shifting transformers and step-voltage regulators. In some instances, the fault-current value could dictate the choice of tap-changer.

#### 7.2.1.4 Rated step voltage

##### 7.2.1.4.1 General

The rated step voltage of the tap-changer (see IEC 60214-1:2014, 3.31, or IEEE Std C57.131, Clause 3) should be at least equal to the highest step voltage of the tapped winding. The tap-changer is then suitable for operation as long as the applied voltage on the transformer does not exceed the limitations of IEC 60076-1:2011, 5.4.3, or IEEE Std C57.12.00 (see also the limits given in 7.2.1.5).

If the tap-changer is required to operate frequently at a higher applied transformer voltage, its rated step voltage should be increased accordingly.

##### 7.2.1.4.2 Varying flux and varying number of turns per tap

In applications with variable flux conditions, the tap changer will get different stresses in different tap positions. OLTCs in such applications require more specification parameters compared to those for power transformers without variable flux conditions.

Transformers with variable flux can have step voltages and through currents with different values in each tap position. These values influence both the selection of the tap-changer as well as the design of transition impedances.

For transformers having regulating windings with a different number of turns between taps all different positions need to be evaluated. The most severe condition should be found and be the base for selecting the OLTC with respect to the breaking and dielectric stresses.

The transformer manufacturer should supply the tap-changer manufacturer with details regarding the step voltage in each tap position, with a table showing the corresponding current and the number of turns between every tap and in the main winding, since it makes the OLTC choice accurate.

#### 7.2.1.5 Breaking capacity

The breaking capacity requirements are met if the highest tap current and the voltage per step of the transformer are within the values of the rated through-current and the relevant rated step voltage declared by the tap-changer manufacturer for the particular tap-changer.

A tap-changer should be capable of normal operation at rated power under conditions of "overfluxing" (see IEC 60076-1:2011, 5.4.3.). At full load, the value of voltage divided by frequency (V/Hz) should not exceed 105 % of the corresponding value at rated voltage and rated frequency. Under no-load conditions, tap-changers should be capable of operation at a V/Hz up to 110 % of the rated V/Hz.

For values outside those declared, the tap-changer manufacturer should be consulted.

For applications with varying currents and/or step voltages, the transition impedance should be designed so that the switched current and the recovery voltage in the tap-changer do not exceed those covered by the type tests.

NOTE In certain applications, such as furnace and rectifier transformers, the tap-changer can be called upon to operate during periods of momentary overcurrent of two to three times the transformer's continuous maximum rated through-current or distorted step voltage or current. This requires a higher breaking capacity than according to rated values.

In case of distorted voltages and currents, the manufacturer should declare upon request the influence of such voltages and currents on the breaking capacity.

In case of oversaturation of the transformer core, high magnetizing currents can be present and the tap-changer manufacturer should be consulted at design stage of the transformer.

Tap-changers intended to be used in transformers connected directly to generators in such a way that they can be subjected to load rejection conditions should be able to withstand 1,4 times the rated voltage for 5 s in accordance with IEC 60076-1:2011, 5.3. During such periods of overvoltage, the breaking capacity should be considered carefully.

#### 7.2.1.6 Insulation level

The following values occurring on all tap positions of the transformer should be checked against the tap-changer manufacturer's declared values in accordance with IEC 60214-1:2014, 5.2.8.2, or IEEE Std C57.131-2012, 5.2.6.3:

a) normal power-frequency operating voltages appearing on the tap-changer in service.

b) AC voltages appearing on the tap-changer during tests on the transformer.

c) impulse voltages appearing on the tap-changer during tests on the transformer.

NOTE With some winding arrangements, the voltages appearing on the transformer can be abnormally high, for example:

– neutral point taps in autotransformers;

– line-end taps;

– series or booster transformer arrangements.

These voltages can be affected considerably by the choice of linear, coarse/fine or reversing tap arrangements. Methods of catering for voltage variations which involve variations in the magnetic flux in the transformer core can also affect the voltages appearing on various parts of the tap-changer (see IEC 60076-3 or IEEE Std C57.12.90).

Switching operations can cause very fast transient over-voltages in networks which can lead to very fast oscillating over-voltage stresses on the tap-changer. These stresses have to be considered when selecting the lightning impulse level of the tap-changer; they are not covered by the switching impulse tests of the transformer which are performed in accordance with IEC 60076-3:2013, Clause 14 or IEEE Std C57.12.90.

When using alternative insulating liquids, the tap-changer manufacturer should be consulted.

The partial discharge (PD) levels of tap-changers as given in IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131 shall be in line with the requirements for power transformers given in IEC 60076-3 or IEEE Std C57.12.90. However, distribution transformers, especially cast resin transformers, often have lower PD limits as power transformers. Therefore, the PD level of tap-changers shall be considered during selection.

Tap-changers intended to be used in transformers connected directly to generators in such a way that they can be subjected to load rejection conditions should be able to withstand 1,4 times rated voltage for 5 s in accordance with IEC 60076-1:2011, 5.3.

#### 7.2.1.7 Number of tap positions

The number of inherent tap positions of the tap-changers is generally standardized with various manufacturers' equipment. The selection of the number of service tap positions should preferably be made within that range.

As the extent of the tap range increases, the voltages to be considered also increase, and it is essential that precautions are taken to avoid excessive voltages over the tap range when operating or testing at minimum winding positions. The effect can be very marked on furnace and rectifier transformers feeding electrolytic plants where wide tap ranges are often necessary and the tap-changer is in the constant voltage winding, that is, wide variations in the magnetic flux in the transformer core occur.

#### 7.2.1.8 Change-over selector recovery voltages

##### 7.2.1.8.1 General

When coarse fine or reversing change-over selectors operate, they momentarily disconnect the tap winding. This can cause high recovery voltages across the change-over selector contacts during contact separation. In such cases, discharges between the opening and closing contacts can occur during the operation of the change-over selector. In order to avoid difficulties with regard to the dielectric stress and the formation of gases, special precautions can be necessary. The transformer manufacturer should ensure that the winding design prevents the maximum permissible switching parameters from being exceeded, either with or without any limiting devices (such as tie-in resistors) installed, which are declared by the tap-changer manufacturer.

During transformer testing, the tap-changer change-over selector should be tested in accordance with IEC 60076-1:2011, 11.7, to confirm satisfactory switching.

Particular care should be taken regarding the frequency of the test voltage during the above-mentioned operations. Higher than rated frequencies will result in higher capacitive currents to be switched. This can exceed the breaking capacity of the change-over selector or can result in a higher amount of gases forming.

##### 7.2.1.8.2 Winding locations

The operation of the change-over selector only takes place in OLTC positions where the load current does not flow through the tap winding. Therefore, the change-over selector can disconnect the tap winding momentarily from the main winding. During this operation the potential of the tap winding is floating and is determined by the voltages of the adjacent windings as well as by the coupling capacitances to these windings and/or grounded parts.

When checking the dielectric stress on the change-over selector, the location of the tap winding within the winding arrangement and the capacitances to other windings and/or grounded parts of the transformer has to be known. The capacitances between the windings are often given as values taken from a measurement or can be calculated from the dimensions of the winding arrangement. The transformer manufacturer shall provide these values.

The stresses of the change-over selector have to be verified as acceptable by the tap-changer manufacturer.

##### 7.2.1.8.3 Methods for controlling the recovery voltage

The admissible limits of the recovery voltage at the change-over contacts and the capacitive current are defined by the OLTC manufacturer and depend on the design (e.g. contact geometry, contact material, contact velocity).

There are different methods to decrease the stresses on the opening change-over selector contacts, such as:

– capacitance control,

– resistive control.

The capacitance control uses additional capacitors to adjust the change-over selector stresses to the admissible limits, whereas the resistive control uses resistors for the same purpose.

NOTE The use of capacitance control can lead to voltage oscillations due to resonant conditions.

The use of a two-way change-over selector, also called a double reversing change-over selector, prevents the disconnection of the tap winding from the main winding. This two-way change-over selector is a specially designed selector. It is not suitable for coarse/fine regulations.

#### 7.2.1.8.4 Gases and noise

Even if methods for controlling the voltages (see 7.2.1.8.3) are applied, the amounts of switching gases and noise can only be reduced, not completely avoided.

The amount of gases generated due to the change-over selector operation is in the range of a few millilitres per operation and can affect the DGA of the transformer if the change-over selector is operating within the main transformer tank liquid.

The change-over selector operation generates a discharge noise due to the breaking action, which can be noticeable. This noise is normal and is not problematic.

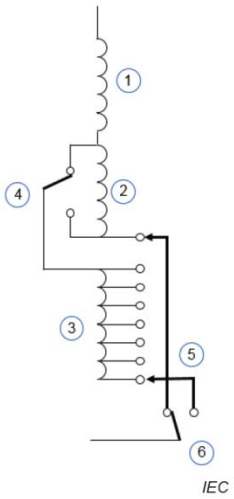
### 7.2.1.9 Coarse/fine regulation

When changing from the end of the fine winding to the end of the coarse winding with resistor type tap-changers, a high leakage inductance can be set up with the two windings in series opposition. This can cause a phase shift between the switched current and recovery voltage of the diverter or selector switch, which can result in extended arcing of the switch.

The transformer manufacturer should ensure that the winding design does not exceed any maximum leakage reactance levels or switching parameters declared by the tap-changer manufacturer.

It should be noted that axially disposed tap winding designs, as opposed to radially disposed designs, may lead to higher leakage induction values.

At the diverter switch, high lightning impulse voltages might appear if the tap selector is in a position where one connection is made to the end of the fine tap winding and the other is connected to the coarse winding (see Figure 19).




**Key**

1 Main winding
2 Coarse winding
3 Fine tap winding
4 Change-over selector
5 Tap selector arms
6 Diverter switch

**Figure 19 – Selector at both fine tap and coarse winding**

### 7.2.2 Additional data

#### 7.2.2.1 Current splitting

##### 7.2.2.1.1 General

Current splitting in one phase is sometimes desirable if the current is too high for available tap-changers or to get a more economical selection of tap-changer.

Since tap-changers are mechanical devices, neither poles in a diverter/selector switch nor different tap-changers will operate at exactly the same time. To make the paralleling of poles or tap-changers work properly, different methods of current splitting are needed, which can generally be divided into two kinds:

– current splitting in position,

– enforced current splitting.

It is most important to consult the tap-changer manufacturer in all cases with current splitting between tap-changers or between poles in one tap-changer.

##### 7.2.2.1.2 Current splitting in position (lower rating of tap selector compared to diverter switch)

The current splitting shall be effective only on position, i.e. distributing the load current between paths to such a degree that none of the paths carry current higher than that which they are rated for (e.g. paralleling of only the tap selector levels and without paralleling of diverter switches). This condition should work in all positions and requires in practice separate winding paths through the main winding. The risk of circulating currents due to leakage flux has to be considered.

##### 7.2.2.1.3 Enforced current splitting during switching (paralleled selectors/diverters on same phase)

The current splitting shall be effective even during operation of the selector switch or the diverter switch. The impedance between the parallel winding paths should be such that during no part of the switching sequences, the currents to be switched and the arising recovery voltages exceed the declared capacity of the tap-changer (in particular, the last operating diverter switch of those paralleled should not be loaded with any additional circulating current between the parallel winding paths, which would lead to switching conditions beyond the declared parameters). This requires normally higher impedances than in the former case but depends on the degree of current splitting needed.

NOTE As a rule of thumb, it can be expected that a two to three times higher (at minimum) impedance between parallel windings than the effective transition resistor of the diverter switch, leads to an acceptable enforced current splitting.

## 7.3 Application of OLTCs

### 7.3.1 General

There are some transformers or reactors for certain applications, where the selection of the tap-changer needs special consideration. In all applications given in 7.3.2 to 7.3.8, the OLTCs are subject to special requirements and the tap-changer manufacturer should be consulted and involved in the selection of the tap-changer.

### 7.3.2 OLTCs for application in special transformers with non-sinusoidal currents (HVDC, rectifier transformers, converter transformers, etc.)

When using on-load tap-changers in special transformers where through-currents with a high degree of harmonics occur, then the non-sinusoidal wave shape of the through-current shall be defined by the transformer manufacturer. These non-sinusoidal through-currents have a large impact on the switching stresses, which have to be controlled by the diverter switch. In

resistor type tap-changers working according to the operation cycle number 1 of the diverter and selector switches or multiple resistor cycle method, the recovery voltage arising at the main switching contacts corresponds to the voltage drop across the transition resistor caused by the through-current. Consequently, the recovery voltage also has a non-sinusoidal wave shape.

The breaking capacity of an on-load tap-changer depends on the maximum slope after the current zero. For converter transformers, this value differs from the one found in applications for power transformers (as described in IEC 60076-1 or IEEE Std C57.12.00) and is essential for the proper selection of the on-load tap-changer. This value, expressed in A/s, should be provided to the tap-changer manufacturer by the transformer manufacturer or the purchaser. Similarly, the tap-changer manufacturer should check the switching capability of the on-load tap-changer with respect to such through-currents, because, besides the amplitude, the wave shape of the recovery voltage decisively influences the switching capability.

### 7.3.3 OLTCs for PSTs

Unlike standard transformers, the overloading of a PST influences the rated values of the transformer.

The rated phase shift of a PST is defined under no-load conditions. However, the operation at this phase angle in the advanced position is impossible due to the effect of the internal voltage drop of the PST caused by internal impedances. This internal voltage drop depends on the load current (through-put power) and can affect the step voltage of the on-load tap-changer. Therefore, the standard requirement of overload conditions should be considered.

The breaking capacity of an on-load tap-changer should be verified according to IEC 60214-1:2014, 5.2.3.3, or IEEE Std C57.131-2012, 5.2.2.2, at a current corresponding to twice the maximum rated through-current and at its relevant rated step voltage. This requirement is based on the assumption that the rated step voltage does not change with the through-current, which is not true in every case of PST applications. Therefore, an individual study of the breaking capacity should be carried out by the tap-changer manufacturer in case of PSTs. For this calculation the transformer manufacturer shall supply the maximum step voltage that can occur in any position and the maximum through-current.

NOTE It is possible that the required values for this calculation (maximum step voltage, maximum through-current) will not occur simultaneously at the same tap-changer position.

Overloading of a PST in the sense of operating it with a current beyond the nameplate rating increases the internal phase angle and consequently the load phase shift angle in the retard position. This can result in a load phase angle exceeding the maximum rated no-load phase angle. The voltage across the regulating winding and consequently the voltage per step of a single-core type and the voltage across the series winding of a two-core type will exceed the rated voltage. Voltage ratings are defined at no-load and based on turn ratios.

Furthermore, in a two-core design, the main transformer will also experience a certain degree of over-excitation with the same consequences for the regulating winding. The degree depends on the ratio of the impedances of the series and main transformer windings.

The values of voltage, current and switching capability under the above-mentioned overload and over-excitation conditions should be within the declared parameters of the on-load tap-changer.

In the case of PSTs having regulation at the line end (extended DELTA design), high recovery voltages can occur during the operation of the reversing change-over selector. Those recovery voltages can become higher than the system line-to-ground voltages.

It should be noted that service positions will exist where the load current does not flow through the regulating winding. In these positions, there is no (one-core design) or only a

reduced (two-core design) short-circuit impedance effective between the load and the source side of the PST.

### 7.3.4 OLTCs for arc furnace transformers

Arc furnace transformers are one of the most demanding applications of an OLTC because of the high number of operations, the frequent overload, the presence of harmonics and the peak currents from the short-circuits of the furnace electrodes during melting. Therefore, different specification parameters are needed when selecting OLTCs.

NOTE See IEEE Std C57.17 for additional information.

The rated current of the tap-changer should be chosen with respect to overloads and electrode short-circuit currents.

In case of transformer designs with variable flux, see 7.2.1.4.2.

The presence of harmonics affects the through-current by making the wave shape non-sinusoidal. These non-sinusoidal through-currents have an impact on the switching stresses, which have to be handled by the diverter switch. Often the maximum allowed step voltage for the OLTC will be reduced with regard to harmonics for arc furnace applications.

The number of operations is typically several hundred thousand a year, so overloads are more common and current peaks occur. Maintenance intervals are therefore stated according to the number of operations, and maintenance actions might be expected as often as once or twice a year. Sometimes it is recommended to use on-line oil filtration and/or oil temperature supervision.

The often required high number of operations in arc furnace transformers might generate unacceptably high oil temperatures within the diverter switch or selector switch compartment. The transformer manufacturer should supply the tap-changer manufacturer with details regarding overload conditions, electrode short-circuit currents and, in case of transformer designs with variable flux, a table with currents and step voltages.

Due to the high switching frequency, several parts of the tap-changer or the tap-changer itself might need to be replaced during the transformer life time. It is recommended to prepare for this when designing, manufacturing and installing the transformer and especially making it possible to bring in and out the tap selector from the transformer tank.

### 7.3.5 OLTCs for shunt reactors

Shunt reactors with regulation by OLTCs are often called variable shunt reactors (VSRs). They can be seen as a transformer at no-load with a high magnetising current.

At rated voltage, the load will also be 100 %. Higher voltage will result in higher load as well. Therefore, for the configuration of the tap-changer, the maximum operating voltage should be provided. Voltage causing oversaturation of the core will result in considerably higher currents.

The load will always be reactive. It is always a variable flux regulation, see 7.2.1.4.2.

No short-circuit current appears, but in-rush currents will occur if the reactor is of the gapped iron core type.

The regulating ranges are often large, resulting in high service and test voltages across the regulating range.

When coarse/fine regulation is used, high leakage induction between coarse and fine winding might occur and should be considered, see 7.2.1.9.

### 7.3.6 OLTCs for series reactors

According to IEC 60076-6, there are different series reactors for different purposes. These types are current-limiting reactors to limit the current under system fault conditions, neutral-earthing reactors to limit the line-to-earth current under system fault conditions, power flow control reactors to control the power flow, motor starting reactors to limit the inrush current during the motor starting operation and arc-furnace series reactors to increase the efficiency of the metal melting operation and limit the system disturbance.

All these reactor types can be designed with or without taps. Tapped reactors can be equipped with de-energized or on-load tap-changers.

When using on-load tap-changers, the value of the reactance and the number of turns in all tap positions as well as the maximum operating current are necessary to evaluate the duties on the diverter switch contacts for a given application. In all those cases, the reactor manufacturer should contact the tap-changer manufacturer for consultation and the choice of the correct tap-changer model.

### 7.3.7 OLTCs for unit auxiliary transformers

OLTCs applied in unit auxiliary connected transformers are subjected to a variety of system conditions that should be considered in the application of the OLTC. In such applications the impact of frequent large size motor starting, long duration fault currents, fast bus transfers, larger than normal required tap ranges, out-of-phase bus transfers, and load rejection overvoltages should be considered.

NOTE See IEEE Std C57.116 for additional information.

### 7.3.8 OLTCs for railway supply transformers

Railway supply transformers are used between normal AC networks and the single-phase overhead traction wire. Due to the frequent occurrence of short-circuits in these systems, the transformer windings as well as the OLTC are subject to higher stresses. Therefore, the number of short-circuits per year should be provided and considered for the OLTC selection.

### 7.3.9 Transformers and phases out-of-step condition

When connecting two (or more) regulating transformers in parallel, an out-of-step condition for a very short time period can occur due to non-synchronous operation of the different on-load tap-changers. This will lead to different loadings of the transformers and the on-load tap-changers. Besides the effects of the unequal loading caused by the different impedance voltages, a circulating current will flow, driven by the voltage difference between the transformers, and this is limited by the impedances within the circuit. These circulating currents are superimposed on the transformer load currents and influence the breaking stresses at the last operating on-load tap-changer. When evaluating the breaking conditions, not only the absolute values of the switching currents but also the occurring phase shift at the opening diverter switch contacts should be considered.

An out-of-step condition also occurs when using individual single-pole on-load tap-changers in a delta or star configuration. Even if the individual on-load tap-changer poles are driven by only one motor-drive mechanism or three drive mechanisms operated by a single control, synchronous operation of the diverter or selector switches cannot be guaranteed. If the tapped windings are delta-connected, unbalanced voltages will cause a circulating current. Consideration of the additional current should be made in the design of the transformer winding and in the application of the correct current rating of the tap-changer.

### 7.4 Other important parameters for OLTCs

#### 7.4.1 Current wave shapes other than sinusoidal

##### 7.4.1.1 Inrush current

Inrush currents can easily exceed the switching capability of the OLTC. Therefore, tap-changers should not be operated during periods of inrush currents.

##### 7.4.1.2 DC current

A phenomenon can occur whereby the normal AC current to be switched by the OLTC contains a DC component thus minimizing or eliminating zero current crossings. Consideration of the magnitude of the DC component should be included in the selection of the OLTC.

These situations can occur for example:

– when paralleling transformers (out-of-step condition);
– during event of geomagnetic induced currents (GICs);
– (HV)DC supplies using earth return.

##### 7.4.1.3 Impulse voltage distortion on tap-changers

When impulse testing the transformer, the voltages and wave shapes experienced by the tap-changer can be significantly different from the applied voltage magnitude and wave shape at the transformer terminals. This shall be taken into consideration when designing the transformer and applying the tap-changer. Since these voltage magnitudes and wave shapes can unexpectedly exceed the insulation limits of the tap-changer, careful transient analysis should be carried out to ensure proper application.

#### 7.4.2 Operating pressure

Some minimal considerations should be given to the arrangement of the oil conservation system in order to ensure:

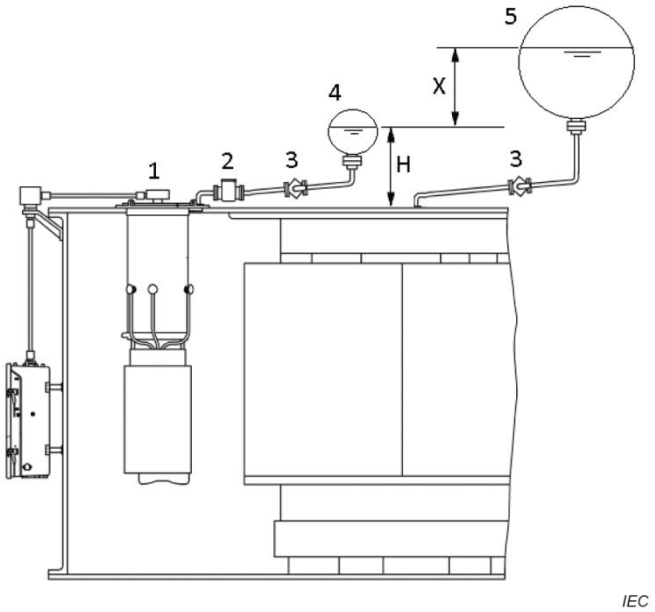
– integrity of the seals and compartments;
– correct operation of the pressure dependent protection;
– correct operation of the switching system.

Referring to Figure 20, these considerations include:

- maximum conservator height $H$ for the correct coordination of the pressure sensing devices and for the seals' integrity;
- maximum height difference $X$ for the tap-changer compartment pressure withstand;
- for vacuum switching principle, maximum conservator height to ensure vacuum bottle opening mechanism capability (breaking) and the lifetime of the bellows.

For high-altitude applications (above 1 000 m), the tap-changer manufacturer should always be consulted for conservator height compensation (minimal $H$):

a) conservator height compensation (minimal $H$) for vacuum type tap-changers to ensure the closing capabilities (making) of the vacuum interrupters;
b) for non-vacuum type tap-changers to maintain the breaking capacity. There are possible restrictions in the case of non-vacuum type tap-changers.




**Key**

1 – Tap-changer head cover
2 – Liquid-flow controlled relay
3 – Shut-off valve
4 – OLTC liquid conservator
5 – Transformer liquid conservator

**Figure 20 – Tap-changer oil conservator arrangement**

### 7.4.3 Operational life of breaking and making contacts

The test for IEC 60214-1:2014, 5.2.6.2, or IEEE Std C57.131-2012, 5.2.5.1, stipulates that the tap-changer shall perform a minimum of 500 000 mechanical operations. This does not necessarily mean, however, that the tap-changer is suitable for that number of operations at its maximum rated load current without carrying out maintenance and changing contacts.

The service duty test for on-load tap-changers in IEC 60214-1:2014, 5.2.3.2, or IEEE Std C57.131-2012, 5.2.2.1, establishes a base line for the number of operations guaranteed by the manufacturer at the maximum rated through-current and relevant step voltage. Contact life data provided by manufacturers should be determined on an equal basis, such as current level, voltage level, power factor and tap-change range. When determining contact life, overload conditions or durations, if known, should also be considered since they can decrease the expected contact life.

The manufacturer's contact life charts (normally available only for non-vacuum OLTCs) give the contact life for varying contact load currents. However, when a tap-changer is required to perform an abnormally high number of tap-change operations per annum, such as for rolling mills, electrolytic plants and furnace transformers, without contact change, these values should be treated with caution. If a higher rating tap-changer is chosen to achieve the required contact life, it should be noted that a tap-changer might have a disproportionate wear on the transition contacts due to circulating currents.

The same considerations are valid for the lifetime of vacuum interrupters in tap-changers, where the contact life normally is dependent on the breaking current and number of operations. The data provided by the manufacturer should be considered. The contact erosion of main vacuum interrupters in resistor type tap-changers will also be affected by their making

operations. In normal service, the contact life of vacuum interrupters (VIs) is not an issue due to the very low contact erosion.

Applications with VIs, which are stressed almost only by making operations, should be considered very carefully, even if these operations occur at very low load currents. Making operations without subsequent breaking operations can lead to worn VI contacts, which tend to stronger contact welding. If the opening mechanism for the VI is too weak this can result in a malfunction.

Since the preventive autotransformer is not designed or supplied by the tap-changer manufacturer and can affect the ultimate contact life of the tap-changer, it is the responsibility of the transformer manufacturer to provide an adequate coordination.

### 7.4.4 Tap-changer mechanical life

When selecting a tap-changer for an abnormal number of service operations, the tap-changer manufacturer should be consulted. Due consideration should also be given to ease of service maintenance under such requirements.

### 7.4.5 Motor-drive mechanism

Mechanisms should be specified by the end user in conjunction with the transformer manufacturer.

It is most important that the specification for the voltage for the motor, the voltage for the indications and alarms and the type of tap position indication are compliant with the end customer's requirements. Additionally, the following should be considered:

– single-phase motors require capacitors, which can have a limited life;
– when auxiliary circuit insulation testing is performed by the customer, care should be taken to understand the tap-changer manufacturer's wiring diagram to avoid damage to the equipment.

The raise/lower indicator for both the electrical and manual controls should be provided in the correct configuration for the customer. The customer should specify what a "raise" operation means:

- increasing the tap position number (e.g. 1 to 2, −10 to −9), or
- increasing the voltage on a specific winding

which can or can not be the same result.

If the motor-drive is equipped with a heating device for anti-condensation, this device should be in service even if the transformer is out of service.

If the motor-drive mechanism is purchased from a manufacturer other than the manufacturer of the tap-changer, then it is the purchaser's responsibility to ensure that the motor-drive mechanism is suitable for all its necessary duties.

### 7.4.6 Pressure and vacuum test

Where applicable, the tap-changer when fully assembled shall withstand all the pressure and vacuum tests of its associated transformer. In such cases, all the relevant information should be given in the purchase order to the manufacturer of the tap-changer.

### 7.4.7 Temperature conditions

#### 7.4.7.1 Low temperature conditions

If the tap selectors, diverter switches or selector switches are located in separate containers outside the transformer tank, in air, where the ambient temperature can be lower than −25 °C, or if the tap selectors, diverter switches or selector switches are subjected to oil or $SF_6$ temperatures lower than −25 °C during operation, the tap-changer manufacturer should be consulted, taking the characteristics of the transformer and tap-changer insulation medium into consideration.

The lower limit of −25 °C applies to mineral oil in accordance with IEC 60296 or ASTM D3487. This limit also applies to $SF_6$, but the pressure should be considered. If other media are used, a different lower limit will apply and the tap-changer manufacturer should be consulted.

If necessary, automatically controlled heating devices could be provided or, alternatively, means of preventing tap-change operation at abnormally low temperatures can be considered.

#### 7.4.7.2 High temperature conditions

Oil temperatures exceeding the temperatures according to IEC 60214-1 and IEC 60076-7, or IEEE Std C57.131 and IEEE Std C57.91, could be considered by the application of a high temperature capable OLTC or will require limiting the number of operations per time unit and/or the number of continuous consecutive operations. To obtain a detailed specification regarding temperature range for the actual tap-changer, the manufacturer should be consulted. If the actual transformer oil and ambient temperatures are different from those in the loading guides, these temperatures should be given to the tap-changer manufacturer to enable a more precise calculation of the permissible number of operations.

The important parameter for the limit in the number of operations is the liquid temperature inside the diverter or selector switch compartment of resistor type tap-changers. The temperature limit will differ between manufacturers, OLTC type and type of insulating medium.

NOTE 1 There is an upper limit for transformer top oil temperatures of 115 °C under overload conditions which applies to mineral oil in accordance with IEC 60076-7 or IEEE Std C57.91.

NOTE 2 For gas-filled power transformers, an upper limit for transformer top gas temperature depends on operation conditions specifically agreed between the user and the tap-changer manufacturer.

If other insulating liquids or gases are used, a different limit will apply and the tap-changer manufacturer should be consulted.

If necessary, temperature measuring devices or, alternatively, means of preventing tap-change operation at abnormally high temperatures can be considered.

### 7.4.8 Overloading conditions

For the permissible overload current, refer to 7.2.1.3.2.

Overload conditions begin whenever any rated parameter of the tap-changer is exceeded. Both overloading in terms of higher currents and higher voltage due to overexcitation should be considered. High loading conditions affect the tap-changer in several ways. In the short run, the breaking capacity, heating of transition resistors and heating of insulating liquid limit the load. In the long run, the life time reduction of both the breaking contacts and current carrying contacts, as well as the insulating material, set the limit.

NOTE 1 According to IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131, the rated parameters of the tap-changer are stated on its name plate.

For normal cyclic loading and planned overload beyond the rated through-current of the tap-changer, the overload is normally compensated for by periods of loads less than unity.

Overloads will normally accelerate the ageing of the OLTC as well as of the transformer. The contact erosion will increase, and current carrying contacts (especially those seldom or never operated) will experience loss of life time. Ageing of all insulation parts including the liquid or gas will accelerate. Increased maintenance might be needed, especially for the non-vacuum types.

Operations with an overexcited transformer core are allowed without restrictions to levels specified in IEC 60076-1 or IEEE Std C57.12.00. Operation at overexcitation exceeding these levels or operations with any overvoltage when exceeding rated load is not allowed. If such conditions are expected to occur, the tap-changer manufacturer shall be consulted.

For loading conditions in demanding applications such as HVDC or industrial applications, for example, arc furnaces, it is recommended to consult the tap-changer manufacturer for assistance in the selection of a proper tap-changer for the actual service conditions.

NOTE 2 For reactor type tap-changers where no transition resistors are applied, additional overload capacity can be available. To investigate, the transformer and tap-changer manufacturers are consulted for specific data.

For gas-filled power transformers, overloading condition is a factor of the transformer design and not defined generally. For specific loading conditions and limitations, consult the $SF_6$ insulated tap-changer manufacturer.

### 7.4.9 Continuous consecutive operations

In some applications, continuous consecutive operations through part of or through the whole regulating range, or even more (e.g. HVDC applications), are required. In resistance-type tap-changers, substantial heat is generated in the transition resistors during switching and will be dissipated into and accumulated by the insulating fluid.

The heating of the insulating fluid will depend on a number of parameters such as number of positions, rating, load, fluid volume and type of tap-changer. Operation through half the typical regulating range consecutively is normally not a problem at normal load with normal transformer fluid temperatures.

For continuous consecutive operations over more than half the typical regulating range, at overloads and/or at high transformer fluid temperatures, it is possible that the maximum permissible fluid temperature will be exceeded. The tap-changer manufacturer should be consulted with data required for a proper evaluation.

NOTE A typical operating range is assumed to be up to 34 positions.

### 7.4.10 Preventive autotransformer circuit (reactor type tap-changer only)

A preventive autotransformer is used with reactor type tap-changers as transition impedance to limit the circulating current when operating on a bridging position (service position where two adjacent taps are bridged), or during the change of taps between adjacent positions. A preventive autotransformer can also be energized in the non-bridging position (service position, with both movable contacts on the same fixed contact), where a circulating current will result if an equalizer winding is incorporated in the design. Preventive autotransformers are not components of the on-load tap-changer; they are designed and provided by the transformer manufacturer and are located in the transformer tank. The design limits of the OLTC have to be respected.

Two opposing requirements should be kept in mind in the design of the amount of reactance to which the value of the circulating current is set. First, the reactance of the preventive autotransformer shall be kept high to reduce the circulating current (to avoid overload of the tap section and to minimize the reactive kVA taken from the line). On the other hand, the reactance shall be kept low to minimize reactance drop (elimination of flicker during the tap-change operation). In addition, the circulating current affects the switching duty to the tap-changer.

Sometimes voltage regulators are equipped with equalizer windings. Without an equalizer winding, the highest temperature rises will be experienced in the bridging position. When an equalizer winding is used, the highest temperature rises can be experienced in the bridging or non-bridging position depending on which position has the highest net tap voltage impressed on the reactor. The current in these positions is determined by the through current, as well as by the circulating current and power factor of the through current.

Equalizer windings are also used in circuits where the voltage should be stepped down to a lower level so a lower voltage tap-changer can be used in the circuit. The use of equalizer windings in the reactor circuit reduces the recovery voltage during switching from a bridging position and increases the recovery voltage during switching from a non-bridging position. The duty on the moving contacts is equalized since the net circulating current reverses the direction for the bridging and non-bridging positions.

# 8 De-energized tap-changers

## 8.1 General

The DETC should be chosen to suit the requirements of the application.

The responsibility for the correct selection and application for the DETC for a given transformer lies with the manufacturer of the transformer.

## 8.2 Selection of DETCs

### 8.2.1 Currents

#### 8.2.1.1 Maximum rated through-current for the DETC

The maximum rated through-current of the DETC as defined in IEC 60214-1:2014, 3.30, or IEEE Std C57.131-2012, Clause 3, should be not less than that resulting from the highest value of the tap current of the tapped winding at the assigned rated power of the transformer in accordance with IEC 60076-1:2011, 5.1. The maximum rated through-current refers to continuous loading. If different values of apparent power for the transformer are assigned under different circumstances, for example, with different methods of cooling, the highest of these values is the rated power and, therefore, the basis for the maximum rated through-current of the DETC.

Refer to 8.4.3 for paralleling.

#### 8.2.1.2 Overload current

De-energized tap-changers in accordance with IEC 60214-1:2014, 7.2.2, or IEEE Std C57.131-2012, 7.2.2, meet the overload requirements of IEC 60076-7 or IEEE Std C57.91.

When, for a particular application, a transformer is to be subjected to loading conditions in excess of the limitations in IEC 60076-7 or IEEE Std C57.91, the tap-changer manufacturer should be asked to recommend a suitably rated tap-changer.

For gas-filled power transformers, overloading condition is a factor of the transformer design and not defined generally. Thus, the $SF_6$ insulated tap-changer manufacturer should be consulted for specific loading conditions and limitations.

#### 8.2.1.3 Short-circuit current

The short-circuit current of the DETC as given in IEC 60214-1:2014, 7.2.3, or IEEE Std C57.131-2012, 7.2.3, shall be not less than that resulting from the overcurrent condition of the associated transformer as given in IEC 60076-5:2006, 3.2 or IEEE Std C57.12.00-2015, Clause 7.

Particular care shall be taken to check this current on low-impedance, booster and phase-shifting transformers. In some instances, the fault-current value could dictate the choice of tap-changer.

### 8.2.2 Rated step voltage

The rated step voltage of the tap-changer (see IEC 60214-1:2014, 3.31, or IEEE Std C57.131-2012, Clause 3) should be at least equal to the highest step voltage of the tapped winding.

### 8.2.3 Insulation level

The following values occurring on all tap positions of the transformer should be checked against the tap-changer manufacturer's declared values in accordance with IEC 60214-1:2014, 7.2.5.2, or IEEE Std C57.131-2012, 7.2.5.3:

a) normal power-frequency operating voltages appearing on the tap-changer in service;

b) AC voltages appearing on the tap-changer during tests on the transformer;

c) impulse voltages appearing on the tap-changer during tests on the transformer.

NOTE With some winding arrangements, the voltages appearing on the transformer can be abnormally high, for example:

– neutral point taps in autotransformers;

– line-end taps; and

– booster transformer arrangements.

The methods of considering voltage variation which involves variations in the magnetic flux in the transformer core can also affect the voltages appearing on various parts of the tap-changer (see IEC 60076-3 or IEEE Std C57.12.90).

Tap-changers intended to be used in transformers connected directly to generators in such a way that they can be subjected to load rejection conditions should be able to withstand 1,4 times the rated voltage for 5 s in accordance with IEC 60076-1:2011, 5.3.

### 8.2.4 Number of tap positions

The number of tap positions of the tap-changers is generally standardized with various manufacturers' tap-changer models. The selection of the number of tap positions should preferably be made within that range.

## 8.3 Application of DETCs

### 8.3.1 General

As in the case of OLTCs, there are some transformers and applications where the selection of the DETC needs special consideration. In all the applications given in 8.3.2 to 8.3.5, the DETC manufacturer should be consulted and involved in the selection of the tap-changer.

### 8.3.2 Frequencies

When using a DETC in an application involving frequencies other than the rated frequency of the DETC, the DETC manufacturer should be consulted and involved in the selection of the tap-changer.

### 8.3.3 Application involving non-sinusoidal currents (HVDCs, rectifier transformers, converter transformers, etc.)

When using a DETC in special applications where through currents with a high degree of harmonics occur, the harmonic content of the non-sinusoidal wave shape can impact the selection of the DETC in question. The DETC manufacturer should be informed of the harmonic contents (both frequency and magnitude) of the through current and be involved in the selection of the DETC.

### 8.3.4 DETCs for arc furnace transformers and other high load cycle applications

Arc furnace transformers are one of the most demanding applications of a DETC because of the frequent overloads, the presence of harmonics, and the peak currents from the short-circuits of the furnace electrodes during melting. Similar loads include transformers feeding large motors, glass furnaces, rectifiers, and other loads that frequently stop and restart along with applications that are subjected to overloading albeit for short durations (not continuous ratings). Transformers connected to wind energy generators are also subject to heavily changing load (not overload) conditions. When the application involves these types of load cycles, the DETC manufacturer should be consulted and involved with the selection of the DETC.

### 8.3.5 DETCs for peaking pulsing loads

When the load cycle is less strenuous than that described in 8.2.1.3 but still exhibits loads that peak regularly for short time periods, then return to a much reduced ampere draw for extended periods of time, the DETC manufacturer should be consulted and involved in the proper selection of the DETC. These types of peak loads can be measured in terms of minutes and relatively small overload percentages compared to the nameplate of the transformers. In practical terms, these loads may not have any long term effect on the transformer windings. It can be, however, that the effect can impact the contacts of the DETC.

## 8.4 Other important parameters for DETCs

### 8.4.1 Tap-changer mechanical life

If a motor-drive unit is used after 10 000 operations, a check of mechanical parts and, in particular, of electrical contacts is recommended.

### 8.4.2 Motor-drive

If the motor-drive mechanism is purchased from a manufacturer other than the manufacturer of the tap-changer, then it is the purchaser's responsibility to ensure that the motor-drive mechanism is suitable for all its necessary duties.

### 8.4.3 Paralleling de-energized tap-changers/current splitting

For high currents, paralleling of DETC decks or DETCs might be needed. This can be done with or without enforcing the current splitting.

- Without enforced current splitting (Figure 21 a)):

  If de-energized tap-changers or decks are paralleled on a common conductor, it should be understood that the current may not be divided equally between the DETCs or decks due to resistance variations of the current paths. For this reason, in case of decks in parallel or DETCs in parallel, the following formula applies to give the maximum current on any of the decks or DETCs:

  $I_t$ = taps' total current

  $I_m$ = maximum current of each deck

  $n$ = number of DETC decks

$k$ = 1,2

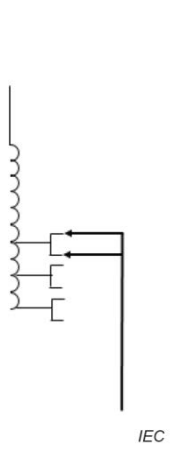
$I_m = I_t \times k/n$

- With enforced current splitting (Figure 21 b)):

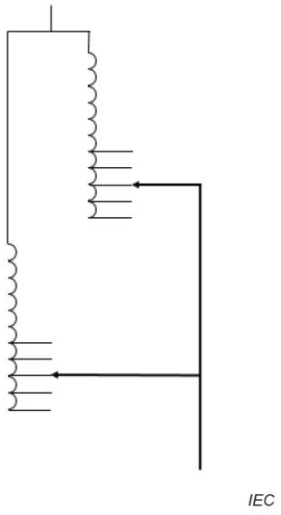
  By connecting separate windings or paths in a winding to separate DETCs or decks in a DETC, the impedance between these windings or winding paths improves the splitting of the load current.

  The degree of splitting depends on the ratio between the resistance difference of the current paths to and through the DETCs or DETC decks and the impedance between the winding paths or windings. Thus, to establish the degree of splitting, the relation between winding impedances and resistance of the current paths shall be evaluated.

The risk for circulating currents due to leakage flux shall be considered for all paralleling measures.




**a) Arrangement without current splitting**




**b) Arrangement with enforced current splitting**

**Figure 21 – Current splitting in DETCs**

## 9 Protective devices for OLTCs

### 9.1 General

According to IEC 60214-1:2014, 5.1.4, or IEEE Std C57.131-2012, 5.1.4, the use of protective devices is required for on-load tap-changers to minimize the risk of fire or explosion resulting from an internal failure within the diverter or selector switch compartment.

Protective devices for diverter or selector switches are designed to counter the action of the following stresses:

– inadmissible increase of pressure within the diverter or selector switch liquid compartment;

– on-load tap-changer operation with excessive transformer overcurrents;

– on-load tap-changer operation at liquid temperatures below the limit of −25 °C given in IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131, or, in some cases, above an agreed maximum limit.

If the tap selector is assembled in its own and separate liquid compartment, then protective devices designed to counter the action of an inadmissible increase of pressure within the tap selector liquid compartment may be employed.

In some applications, it can be necessary to supervise the simultaneous operation of different poles of an on-load tap-changer or of different phases to avoid excessive circulating currents caused by a possible out-of-step position of the on-load tap-changers.

## 9.2 Increase of pressure within diverter or selector switch liquid compartments

### 9.2.1 General

Breakdowns occurring in on-load tap-changers usually have the effect of converting electrical energy into heat due to arcing. The heat vaporizes the insulating liquid, which will result in an increase of pressure within the liquid compartment. The amount of energy released during a fault depends upon various factors such as the rated capacity of the transformer, the operating voltage, the on-load tap-changer through-current, the short-circuit power of the grid, the connection of the star point, the length of the fault arc, etc.

Protective devices for supervision of the increase of pressure within diverter or selector switch liquid compartments have to respond to every form of abnormal energy release, from long-term low-energy phenomena to an explosive energy release. However, the energy release during normal operation should not operate the protective devices. Such supervision can be achieved by direct pressure sensing or by monitoring the surge speed of the liquid flow, resulting from the pressure increase to the separate conservator. Each on-load tap-changer should have such a protective device. In the case of on-load tap-changers consisting of more than one pole, each pole should be equipped with a separate protective device.

### 9.2.2 Liquid flow controlled relay

Liquid-flow controlled relays inserted into the pipe between the on-load tap-changer switching compartment and the conservator are most frequently used. Such relays are actuated by an increased liquid flow from the diverter or selector switch liquid compartment to the conservator. They respond to relatively low- up to high-power short-duration disturbances within the diverter switch compartment by tripping the circuit breaker of the transformer, thus avoiding or limiting damage to the on-load tap-changers and the transformer.

Liquid-flow controlled relays have been used for many years in transformer engineering applications and have the advantage of proven reliability and little or no evidence of spurious operations. The disadvantage is that the response time of the relay, being essentially hydraulic, is relatively long compared to some other relay types.

The liquid-flow controlled relay should be installed in the pipe from every switching compartment leading to the conservator, located as near as possible to the on-load tap-changer switching compartments. The pipe to the liquid conservator should be installed with a rising inclination sufficient to ensure the free escape of switching gas. For further information, see the installation instructions of the manufacturer.

Liquid-flow controlled relays would normally be set to trip the transformer to reduce danger to personnel, and to limit consequential damage. Alarm-only systems are not recommended.

### 9.2.3 Overpressure relay

Usually, overpressure relays are mounted on the outside of the on-load tap-changer switching compartment and respond to internal static and dynamic pressures. However, such overpressure relays will not be actuated by weak disturbances, as they will not reach the necessary pressure for response.

Overpressure relays have the advantage that the response time of the relay is much shorter in the case of steep pressure waves than that of a corresponding liquid-flow controlled relay.

If the pressure-sensing relay is used as the sole protection, it would normally be set to trip the transformer to reduce danger to personnel and to limit consequential damage.

### 9.2.4 Sudden pressure relay

When a fault, such as a flashover, occurs inside the diverter switch or selector switch compartment, the sudden pressure relay responds to the rate of the pressure increase. Those devices are normally used together with seal-in relays.

### 9.2.5 Pressure relief device

Faults in the tap-changer switching compartment will result in either a liquid spillage or a release of liquid into the transformer tank. The former could result in a fire risk and/or pollution risk to the environment. The latter could cause severe transformer liquid contamination and/or major transformer failure.

Pressure relief devices may be installed on the diverter or selector switch compartment and be designed to open when a predetermined pressure is exceeded. Faults with large energy releases in the diverter switch or selector switch liquid compartment can generate very strong pressure waves with extremely high pressure peaks. These could lead to damage of the diverter or selector switch liquid compartment. In order to prevent such damage, a pressure relief device is usually mounted to the switching compartment of the on-load tap-changer. If the pressure relief device is used as the sole protection, it would normally be arranged with contacts to enable the circuit-breaker of the transformer to be tripped. It is preferable to be able to test or reset the electrical contacts without removing the protective ducting.

To protect against such events, very often a pressure-relief diaphragm (rupture disk) is used. When responding, this pressure-relief diaphragm will operate and leave a sufficiently large aperture in the switching compartment cover to allow an immediate drop of the pressure.

Another type of a pressure-relief device is the pressure-relief valve, which is of a self-sealing type. When responding, a spring-operated valve cover will open and instantly provide for the pressure relief required in the event of a pressure rise. After the release of the pressure, the valve will close, thus minimizing liquid loss in the event of an operation.

Both devices are designed to ensure an immediate pressure drop in the diverter switch liquid compartment, thus preventing or at least mitigating any further damage. In either case, determination of the setting at which the device operates should take due regard of the static head of liquid on the device in normal service.

However, it is not feasible to protect the on-load tap-changer against all possible faults, particularly worst-case high-energy faults such as an earth fault in a line-end on-load tap-changer. In such cases, commercial depressurization systems may also fail to prevent any resultant fire. Protective devices detecting an increase of pressure are, therefore, intended to minimize the liquid spillage and fire risk. Fire detection and suppression systems should be considered by the end user. For further information, see CIGRE Technical Brochure 537.

## 9.3 Increase of pressure within a diverter or selector switch in $SF_6$

### 9.3.1 General

To detect the increase of pressure within diverter or selector switch compartments, there are mainly two devices used as described in 9.3.2 and 9.3.3.

### 9.3.2 Pressure gauge (compound gauge)

A pressure gauge (compound gauge) indicates the actual pressure value within the diverter or selector switch compartment continuously.

Typically, signal contacts are provided for alarm when the actual pressure exceeds the set maximum value or falls below the set minimum value. The pressure has to be related to the temperature.

Since the $SF_6$ gas absolute pressure depends on the temperature, the pressure gauge alarm relays should be set to be activated at pressures corresponding to the allowed temperature range.

### 9.3.3 Sudden pressure relay

When a fault, such as a flashover, occurs inside the diverter switch or selector switch compartment, the sudden pressure relay responds to the rate of the pressure increase. The relay is provided with contacts to enable the transformer to be tripped and can have alarm contacts in addition.

## 9.4 Switching under excessive overload

In order to minimize switching under excessive overload, it is recommended that in the case of motor control, a protective device should be fitted to prevent or, if initiated, to interrupt an operation of the motor-drive mechanism when the transformer load exceeds the agreed value. Attention shall be paid to the fact that in the case of spring-loaded mechanisms, the movement of the energy accumulator, when initiated, cannot be interrupted.

Many utilities customarily use an overcurrent blocking device to stop the motor-drive mechanism of the on-load tap-changer from operating when the transformer load current exceeds a pre-set overload limit.

To monitor diverter switch or selector switch compartment temperatures and tap-changer compartment temperatures under excessive load, a temperature limit device can be used to monitor the different temperatures between the selector or diverter switch compartment, when applicable. It is up to the tap-changer manufacturer to decide on the temperature set point, or, if for example the final customer has lower temperature demands for the transformer, those should be valid. Different compartment temperatures can give different signals, for example alarm or blocking of tap-change operation.

## 9.5 Extreme medium temperatures

During periods with extremely low ambient temperatures and possible low temperatures of the insulation medium (below −25 °C for $SF_6$ or mineral oil according to IEC 60296 or ASTM D3487), it can be necessary to provide special devices to obtain reliable service behaviour. Such a device may use a thermo-sensor to measure the medium temperature in the on-load tap-changer and a relay amplifier installed in the motor-drive mechanism to block the electrical operation. Other liquids mentioned in 6.3 can have differing low temperature restrictions.

At possible high temperatures of the insulation medium, it can be necessary to provide a device detecting extremely high medium temperatures in the on-load tap-changer. Such a device normally generates an alarm and/or blocks further operation.

Generally, independent of liquid type, the viscosity and all other properties of the liquid within the temperature working range should be considered. If liquids other than mineral oil are used, or if the normal temperature range of mineral oil is abandoned, the tap-changer manufacturer should be consulted.

## 9.6 Increase of pressure within separate tap selector liquid compartments

### 9.6.1 General

In tap-changer designs in which the tap selector is assembled in a separate liquid compartment, protection devices similar to those described in 9.2 may be used.

### 9.6.2 Double element gas and liquid operated relay (Buchholz)

The separate tap selector liquid compartments are usually piped via the main transformer gas and liquid-operated (Buchholz) relay to the main transformer conservator. This relay is a double element relay, which normally provides protection by giving an alarm on accumulation of gas and tripping the transformer on liquid surge. Relays that provide protection by giving an alarm on accumulation of gas and tripping the transformer on further accumulation of gas as well as liquid surge are also available. The transformer manufacturer normally supplies this relay.

Consideration should also be given to the fitting of additional gas and liquid-operated relays (Buchholz), close to every tap selector compartment, in the pipe from the tap selector compartment to the main transformer conservator. This measure offers the advantage of improved fault diagnosis and better identification of whether the source of the fault is in the tap selector or in the main transformer tank. These relays are a double element type. They aid fault diagnosis by identifying whether the fault is caused by an accumulation of gas or a liquid surge. When fitted, consideration should be given to using both the gas accumulation and the liquid surge elements to trip the transformer. The reasoning for this policy is that any free gas in a tap selector compartment is a sign of a defect or fault condition and the transformer should be tripped before the fault causes an internal flashover. It is important to ensure that all air is vented from tap selectors when the compartment is filled, otherwise that air can cause a spurious trip condition. Gassing at the changeover selector does not cause any problem for this application. The transformer manufacturer normally supplies such relays.

### 9.6.3 Overpressure relay

Overpressure relays can be mounted on the outside of the tap selector compartment. They respond to static and dynamic pressures arising within the tap selector liquid compartment; however, such relays will not be actuated by weak disturbances, as they do not reach the necessary pressure for response. If such a device is used, it should enable the circuit-breaker of the transformer to be tripped.

The comments of 9.2.3 regarding speed of operation, reliability and spurious operation apply.

### 9.6.4 Pressure relief device

This device, when installed on any tap selector compartment, is designed to open when a predetermined pressure is exceeded. This opening will help to protect the tap selector compartment from damage due to overpressure from an internal fault in the tap selector or any inadvertent over-pressurization of the compartment during liquid filling.

The comments of 9.2.5 regarding self-sealing, ductwork, alarm and trip requirements apply.

## 9.7 Tap-change supervisory circuit and phase unbalance protection

If there is a failure in the simultaneous operation between different on-load tap-changer poles (for example, breaking of a drive shaft), the independent on-load tap-changers of different phases reach different tap positions. Any further operation will increase the discrepancy between the phases, and excessive circulating currents for the transformer as well as for the on-load tap-changer can be generated. In such cases, the supervisory control circuit (if fitted) can respond and ensure that further electrical operation of the motor-drive is prevented. No further tap-change operation should be carried out, either electrically or manually as long as the transformer is energized.

Discrepancies between the tap positions of different phases will create unbalanced voltages, and so can also be detected by phase-voltage unbalance protection which normally trips the transformer. Out-of-step conditions are common for certain applications (see 7.3.8).

### 9.8 Vacuum interrupter monitoring system

Monitoring systems for detecting the electrical current flow through the vacuum interrupter are available for reactor type tap-changers with vacuum interrupter and tap selector design (see Figure 13), which prevent the tap selector from operating in case of vacuum interrupter failure.

The system monitors the current through the vacuum interrupters utilizing saturating current detectors located in the stationary leads to or from the vacuum interrupter. The logic circuit of the device controls the current after the vacuum interrupters have opened but prior to the movement of the tap selector contacts. If there is current flowing when it should not be, the monitoring system commands the motor-drive to return the OLTC to the position of origin before the tap selector opens any contact and prevents further operations.

It should be borne in mind that while handcranking a tap-changer, the monitoring system is disabled and cannot prevent the equipment from operating with a malfunctioning vacuum interrupter.

## 10 Fittings and accessories for OLTCs

### 10.1 General

The use and application of the fittings and accessories described in 10.2 to 10.8 should be agreed to between the transformer and the tap-changer manufacturers.

### 10.2 Valves, air release vents and liquid-sampling devices

All valves should be capable of withstanding the pressure and vacuum requirements of the tap-changer and the transformer to which the tap-changer is to be fitted.

Diverter compartments should be fitted with drain and filter valves and air-release vents. For some tap-changers, an isolating valve, fitted between the diverter compartment and the conservator, normally provided by the transformer manufacturer, is required for each diverter compartment.

Separate tap selector compartments should be fitted with a drain valve and top and bottom filter valves, a liquid sampling device accessible from ground level, and air release vents. The bottom filter valve may be combined with the drain valve. An isolating valve fitted between the selector and the conservator, normally provided by the transformer manufacturer, is required for each selector compartment. Where required, equalizing valves between the tap selector compartment and the main tank should be provided by the transformer manufacturer.

A plate showing the function of all valves, air-release vents and liquid-sampling devices, normally provided by the transformer manufacturer, is recommended for each installation.

### 10.3 Liquid-level gauges

IEC 60214-1:2014, 5.1.3, or IEEE Std C57.131-2012, 5.1.3, requires that liquid-level gauges be fitted to the liquid compartments for diverter or selector switches with integral expansion volume or separate conservators for these compartments. Such gauges should be readily visible with the transformer in service. In some instances, this gauge may be supplied by the transformer manufacturer rather than the tap-changer manufacturer.

In most instances, tap selectors are connected to the conservator of the main tank, and the gauge on the main conservator provides liquid-level indication for the tap selector liquid system. When tap selectors are connected to integral expansion volume or separate conservators, a separate gauge should be provided. These gauges are often supplied by the transformer manufacturer rather than the tap-changer manufacturer.

### 10.4 Low liquid-level alarms

Consideration should be given to fitting a device to detect low liquid level in the liquid compartments for diverter or selector switches with integral expansion volume or separate conservators for these compartments. This device should normally initiate an alarm in the event of a low liquid-level condition. The device may be separate from, or integral with, any liquid-flow operated relay. In some instances, this device may be supplied by the transformer manufacturer rather than by the tap-changer manufacturer.

Similarly, a device should be fitted to detect low liquid level in the liquid compartments for tap selectors, with separate conservators of the main tank. In most instances, this device may be supplied by the transformer manufacturer rather than the tap-changer manufacturer.

### 10.5 Dehydrating breathers

If the tap-changer can interact with the atmosphere external to the transformer, a dehydrating breather or other suitable device should be fitted to the liquid compartments for diverter or selector switches with integral expansion volume or separate conservators for these compartments. In some instances, this breather may be supplied by the transformer manufacturer rather than the tap-changer manufacturer.

Similarly, a dehydrating breather should be fitted to the liquid compartments for tap selectors, with separate conservators of the main tank. In most instances, this breather may be supplied by the transformer manufacturer rather than the tap-changer manufacturer.

When determining the appropriate volume of the dehydrating breather, it has to be considered that the liquid volume of the tap-changer compartment is small compared to the transformer, although breathing is more frequent.

### 10.6 Oil filtering equipment

Oil filtering units can be used to maintain the oil quality within the tap-changer diverter switch or selector switch compartment at a high level. Such oil filtering equipment is available for use either to keep the water content of the oil at a low level or to reduce carbon contamination of the oil caused by the arcing of non-vacuum type tap-changers. Commercial oil filtering equipment combining both functions is also available.

Oil filtering is recommended mainly for non-vacuum type OLTCs in humid climates, when high operation frequencies are expected and/or at high dielectric stresses.

The use of such oil filtering equipment does not extend the contact life.

### 10.7 Devices to aid maintenance

The design of the tap-changer and transformer should take into account the need to carry out maintenance safely. Items that require regular maintenance should be made reasonably accessible.

### 10.8 Nameplate and other plates

In addition to the nameplates for the tap-changer and motor-drive mechanism required by IEC 60214-1:2014, Clause 9, or IEEE Std C57.131-2012, Clause 9, where appropriate, a vacuum capability plate should be attached, identifying the vacuum capability of the various compartments of the tap-changer.

# 11 Storage and installation of the tap-changer

## 11.1 Storage of OLTC and DETC when not in operation

### 11.1.1 General

Subclause 11.1 is broken down into two subclauses, 11.1.2 and 11.1.3. First is 11.1.2, on storage of the uninstalled tap-changing equipment prior to becoming part of an apparatus, such as a transformer, on which it will be applied. Then 11.1.3 concerns the storage when the equipment is installed on the apparatus, but while the apparatus is not in service for significant periods of time (more than a few weeks).

### 11.1.2 Storage prior to installation

During the shipment and pre-installation storage of the tap-changing equipment, it is important to consider the fact that it is not typically protected from the environment by an insulating medium (liquid, $SF_6$, etc.), and parts not intended for exposure to the environment can be affected adversely. Ferrous materials can rust, and current carrying material can oxidize, tarnish, or otherwise deteriorate. Hygroscopic materials (e.g. paper insulation) can absorb sufficient moisture to affect their insulating characteristics and, in extreme cases, their mechanical suitability. Therefore, it is important to protect this equipment during this storage period. Typically, tap-changer manufacturers package their equipment for short-term exposure, and it is suitable for storage for several months under roof as long as the packaging has not been compromised. Once removed from the packaging, it should be stored in a dry environment and installed as soon as practical. If the tap-changing equipment has been exposed to the environment for a significant period, all current carrying contacts should be cleaned according to the manufacturer's recommendations before the tap-changer is installed. Also, perform a careful inspection for corrosion in general, followed by appropriate cleaning/repair according to the manufacturer's recommendations. If the equipment packaging is opened or has been removed, it should be repackaged in such a way as to protect it from moisture. This could include, but is not limited to, sealed moisture-proof wrapping with a desiccant, or placement in a temporary liquid or gas filled container.

For tap-changers which come in their own tank, such as "compartment type tap-changers", the internal components should be protected by the presence of dry air or nitrogen. If those tap-changers have been opened, for any reason, they should be purged and refilled with dry gas before being placed in storage. Humidity in the compartment should be checked at least annually. A desiccant can be used as long as it is removed before the tap-changer is used.

External operating mechanisms should be protected as well. For hand operated tap-changers and gear boxes the same guidelines as for the tap-changer should be followed. For motor-drive mechanisms, it is recommended that an anti-condensation heater be energized at low wattage to prevent corrosion inside the cabinet. Many motor-driven mechanisms are supplied with these heaters which can be energized even if the motor-drive is not installed.

### 11.1.3 Storage after installation

Once a tap-changer is installed and is part of the complete apparatus, it is much more protected. If the apparatus and tap-changer are liquid filled with liquid preservation systems in place or $SF_6$ gas closed systems, the tap-changer is fully protected in most cases. The only limitation is that the liquid preservation system or $SF_6$ gas closed system should be maintained even when the apparatus is out of service. If the apparatus and/or the tap-changer is/are not liquid/$SF_6$ gas filled, the unfilled compartments should be filled with dry air or nitrogen and checked regularly for dryness according to the tap-changer manufacturer's recommendation.

Once installed, most hand operated external mechanisms are fully protected by their inherent design. However, installed motor-drive mechanisms should be protected from moisture and

corrosion by energizing an anti-condensation heater. Most are provided with such a heater. If vent openings are provided, they should not be blocked.

### 11.2 Leads assembly to/at the tap-changer

In the case of in-tank-type tap-changers, it should be ensured that the layout of conductive parts in the vicinity of the tap-changer does not adversely affect the internal electrical field distribution within the tap-changer. The connection of the leads to the tap-changer should not affect the thermal and dielectric integrity of the tap-changer.

Where many leads are connected to the tap-changer, all these leads can form an electrical shield to the surroundings. However, single conductors or tap-changer contacts may need additional insulation or shielding when they are directly exposed to the surroundings.

Tap-changers are connected to the transformer with many conductors, and these can exert significant forces on the tap-changer during short-circuits and inrush currents. These conductors can also exert weight and forces on the tap-changer body and exert unacceptable forces during installation and transport and influence resistance against earthquake forces.

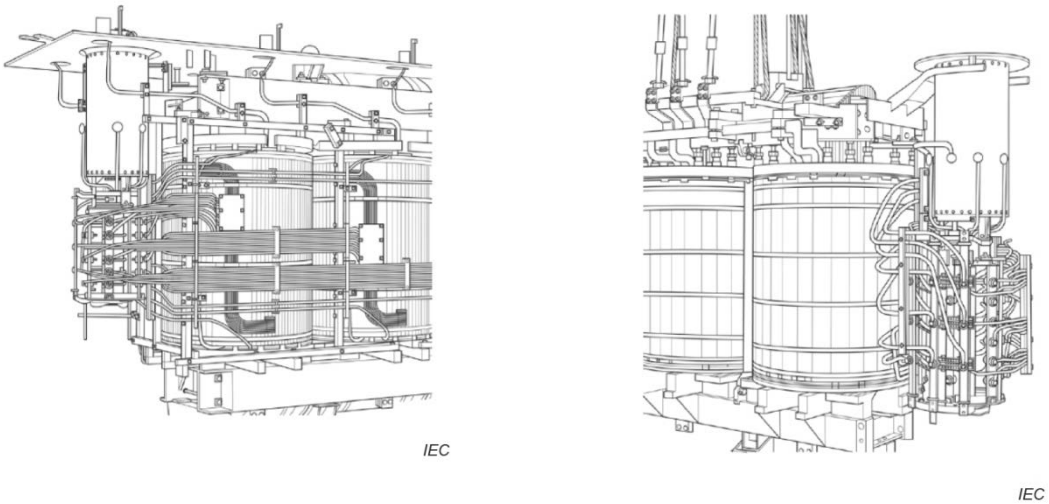
The transformer manufacturer should ensure that the conductors are adequately supported and attached, so that the forces and unsupported weight are kept to a minimum to prevent improper operation or mechanical damage to the tap-changer.

### 11.3 Tap-changer mounting to the transformer tank

Compartment type OLTC can be installed either by means of a bolted flange or welded directly on the transformer tank. In the latter case, the benefit is the elimination of potential leaks that could develop in gaskets over the transformer's lifetime.

Attention should be given to provide sufficient access (e.g. manholes) to the leads/terminals and the reactor (reactor type tap-changer only) in the event of a field repair.

In-tank OLTCs can have two types of installation as illustrated in Figure 22.




**a) Cover mounted** **b) On the active part**

**Figure 22 – Types of in-tank OLTC installations within the transformer**

There is no clear preferential design at the manufacturing stage; the choice of the transformer manufacturers is generally determined by their design philosophy, experience and occasionally the crane and drying oven capacities. However, for field repairs, the mounting on the active part would complicate removal and insertion of OLTC components.

For applications where replacement of the OLTC is anticipated during the life of the transformer, facilities should be incorporated for the removal of the tap-changer.

If the tap-changer is operated without the motor-drive unit, for example during the transformer assembly at the transformer manufacturer, the coupling of the tap-changer with its motor-drive should be done with careful coordination of the position as indicated in the manufacturer's handbook.

Oil leaks to the environment and moisture ingress are a serious concern to all transformer users. Consideration should therefore be given to the evaluation of sealing systems which are incorporated. While some general good practices are well known, such as the use of compression controlling assemblies (stops, grooves) for soft gaskets, the most appropriate solution to each application is always determined by the best compromise over multiple factors, including temperature, dimensions, material compatibility, usage, etc. For more details on this topic, refer to CIGRE Technical Brochure 445.

### 11.4 Processing and filling

Processing of transformer insulation requires the application of heat and vacuum. When this processing is performed with the tap-changer included, it is important to avoid damaging it by staying within the limits provided by the manufacturer. These include, but are not limited to, temperature, temperature rate of rise, pressure differential (pressure or vacuum applied), solvent compatibility, and the duration of exposure to any of these. During the drying process, it is necessary to ensure that if liquids are involved, they can drain from all parts of a tap-changer during the drying process.

Sometimes, internal tap-changer assemblies also require drying before use.

In case of drying of gas-filled power transformers ($SF_6$-insulated tap-changer) with ovens previously used for liquid-immersed transformers, proper treatment of the oven shall be performed to reduce the effects of residual vapour.

Typically, tap-changers are suitable, within limits, for the same processing as the active element of the transformer, but the accessory components may not be. Accessory components can include breathers, gauges, sensors, barrier boards, gear boxes, etc.

After drying, the lubricants used in tap-changer assemblies are removed. Therefore, it is often recommended that moving parts, such as sliding contacts, are re-lubricated. In some cases, the drying process results in the loosening of hardware, which requires re-torqueing and, in some cases, the locking of screw joints according to the manufacturer's recommendations. After drying, a general inspection of the tap-changer components should be performed to ensure there is no damage, corrosion, deterioration, or warping of components.

During liquid or gas filling, it is important to follow the manufacturer's guidelines for temperature and pressure/vacuum. Temperatures and differential pressures should always be taken into account. In most cases it is required that the compartments be connected together to eliminate a differential pressure.

### 11.5 Operation of OLTC for ratio measurement

To verify the sequencing of contacts is correct, it is recommended to operate the tap selector slowly enough to recognize a loss of continuity within the tap-changer circuit. The device used to ensure continuity should be such that it can detect very brief open circuit conditions. Note that if tie-in resistors are applied to control the open circuit voltage of the change-over

selector, it can mask an open circuit condition, making detection of erroneously sequencing contacts more difficult.

NOTE 1 The operation of some OLTCs other than by using their motor-drive might cause severe damage to the tap-changer. The tap-changer manufacturer's handbook is followed.

NOTE 2 When operating the OLTC from the motor-drive cabinet using the hand crank, the direction of rotation is never reversed before the initiated operation has been finished.

One method for detecting an unacceptable loss of continuity is to excite the transformer's high-voltage side with a low voltage (e.g. 200 V AC) and monitor the output with an analog meter while very slowly moving the tap-changer between positions and carefully watching for a very brief loss or drop-off of the output voltage which corrects itself before reaching the next on-position condition.

When performing a diverter switch sequence testing, consider that since the current level is only in the mA range, a contact bounce of a few milliseconds (absence of an arc) can be observed on an oscilloscope. Therefore, it can be necessary to check the waveform only after the waveform has stabilized.

## 12 Field service (operation, maintenance and monitoring)

### 12.1 Commissioning

#### 12.1.1 General

Depending on design, transport limitations, etc., the tap-changer, when delivered on-site, might be anything from totally disassembled from the transformer to fully assembled, oil filled and ready for service.

Any sign of transportation damage should be investigated to see whether it requires measures to be taken or whether it can be accepted.

It is important to follow the transformer and tap-changer manufacturer's instructions on how to re-assemble and test the tap-changer before energizing the transformer.

A number of tests are available to verify the basic functions of the OLTC; a complete detailed list with descriptions can be found in CIGRE Technical Brochure 445 and IEEE Std C57.152.

Certain measurements to verify the basic functions are given in 12.1.2 to 12.1.5.

Instruments used to detect problems with OLTCs have been constructed to enable monitoring of the action of some of the moving parts of the tap-changer. These will provide an analysis of the mechanical action within the tap-changer diverter, selector and motor-drive mechanism.

It is important to understand how each type of tap-changer operates and what the normal characteristics should be. For example, certain types of tap-changers will exhibit contact bounce, which is quite normal but, if not understood, can cause concern to the operator of the test equipment.

#### 12.1.2 Transformer ratio measurement

For most utilities, a transformer ratio test and evaluation before commissioning is a routine requirement. If not, it is strongly recommended to perform and evaluate such a measurement if any form of dismantling of the tap-changer has been done due to transport or other reasons.

For more information, refer to 11.5.

### 12.1.3 Tap-changer concerns during winding resistance measurement

#### 12.1.3.1 General

Metallic contacts immersed in insulating liquids can show high variability in resistance when measured at low currents, due to the formation of resistive films (especially if there is high oxygen concentration in the oil). Such films need a certain voltage drop to be completely fritted or to have been connected for a certain amount of time to plastically deform the oxide layer, and thereby establish metal-to-metal low resistance contact. The fritting requires a current of a few tens of amperes, which is not always possible during DC resistance measurements in a transformer. In most practical cases when the transformer is loaded, the contact surface films are fully fritted and the resistance will have normal values. The preferable current level should be at least 10 A. Also in cases with harmless resistive films on the tap-changer contacts and measuring with low currents, applicable limits of the resistance readings might be exceeded.

NOTE OLTCs are not intended to interrupt pure DC-loads. Therefore, when doing resistance measurements and operating the OLTC with the DC-current present, this can result in pitting of contacts and generation of acetylene. These phenomena are accelerated with increasing current level and number of operations.

#### 12.1.3.2 Test guidance

As an important point of reference, it is recommended that before operating the tap-changer, the test sequence should be started by measuring the resistance in the position in which the tap-changer is found.

In case of measuring results outside the given limits in any position, the following steps are recommended to determine whether there is only a harmless resistance film phenomenon or if there is another more serious condition in the equipment.

a) Carry out the measurement through the different tap positions as usual.

   In the event that the test shows random variation in resistances through the different positions, when a normal resistance was measured previously, this is a preliminary indication of the presence of harmless resistive contact films.

Continue with the following steps to further investigate whether an issue of concern exists.

b) Operate the tap-changer without load at least five times across the contacts in question and repeat the measurement.

   A significant reduction in resistance indicates only a harmless resistance film phenomenon.

   If the change in resistance is insignificant, continue with step c) or d), as applicable.

c) If there is increased resistance in only one or a few positions, it might be useful to leave the contact in position for at least 2 h and measure again.

   A significant change in resistance indicates only a harmless resistance film phenomenon.

   If the change in resistance is insignificant, continue with step d).

d) If there are still unacceptable measured values, force a current as high as possible for a few seconds considering the acceptable limits for the connected winding and the power source, but at least 20 A, and repeat the measurement.

   A significant change in resistance indicates only a harmless resistance film phenomenon.

   If the change in resistance is insignificant, further investigation is needed. For assistance, consult the transformer and the tap-changer manufacturers.

### 12.1.4 Check of the synchronization of the drive system

Before commissioning or after repair work involving the dismantling of anything in the drive system, it is important to check the coordination between the drive system and tap-changer as well as between the tap-changing units driven by a common drive system following the manufacturer's instructions.

After oil filling, operate the tap-changer between the end positions to make sure everything operates properly.

NOTE Energizing a transformer with an incorrectly assembled tap-changer might lead to damage and possible catastrophic failure.

Make sure that shaft joints, gear boxes and support bearings are lubricated and that any required protective guards are installed according to the manufacturer's instructions.

#### 12.1.5 General functional checks

Check that all functions such as remote indication or remote operation, work properly.

Also check that protective devices (see IEC 60214-1:2014, 5.1.4, or IEEE Std C57.131-2012, 5.1.4) work properly and also check, if possible, their settings.

### 12.2 Operation

#### 12.2.1 Parallel operation

In the case of parallel operation of transformers with tapped windings, care should be taken by the manufacturer and the user of the transformer to ensure that the currents circulating between the transformers are limited to acceptable values.

The parallel operation of two or more transformers can lead to an impermissible out-of-step operation of the OLTCs (see 7.3.9 for more information on transformers and phases out-of-step condition). Therefore, the operation of paralleled transformers should be controlled by the customer with reasonable care. If questions arise, the tap-changer manufacturer should be consulted before the commissioning of the transformer(s) intended to be paralleled.

NOTE Additional information can be found in IEC 60076-8 or IEEE Std C57.153.

#### 12.2.2 Contact erosion and liquid contamination

Tap-changers incorporate parts subjected to regular wear and tear and, therefore, the manufacturer's figures should be noted for maintenance periods in terms of time and/or number of operations. Generally, the expected life of contacts for the diverter or selector switches of a particular on-load tap-changer is given assuming maximum rated through current. If the load current of the transformer is lower than this, then contact life can be longer. For reactor type tap-changers, contact life can be affected by recovery voltages since arc extinction may not occur at the first current zero. However, unmaintained contacts can lead to an improper switching sequence and possible catastrophic failure.

For non-vacuum type tap-changers, the arcing takes place within the same medium which is used as insulation, cooling and lubrication liquid and causes a deterioration of the liquid during normal service.

For vacuum type tap-changers, the arcing takes place in vacuum interrupters (VIs) placed in the liquid which is used as insulation, cooling and lubrication liquid. The VI housing is sealed and therefore no deterioration of the surrounding liquid takes place.

When a main or by-pass contact is employed, a low energy arc, i.e. a spark, can occur when this contact breaks (commutates). This will lead to a small degree of discolouration of the liquid, and a small quantity of dissolved gas after many operations. The low energy however does not contribute to a significant erosion of contacts, or to a high concentration of dissolved gas, and therefore is acceptable.

The number of operations before a liquid change is necessary for diverter or selector switches is conditional on the liquid being in good condition originally and it being maintained in a dry state. Due to lesser deterioration of the liquid of vacuum type tap-changers, a liquid change is rarely necessary if the dry state of the liquid is maintained.

The fitting of a fixed liquid filter (or combined filter and drier) to provide in-service filtering (or filtering and drying) of the liquid in diverter or selector switches could be considered for non-vacuum type tap-changers, to extend the period before a liquid change is required. This can also reduce mechanical wear at the moving parts of the tap-changer by removing particles earlier. Filtering is normally only considered necessary for non-vacuum type tap-changers performing very high numbers of operations. Where non-vacuum type tap-changers operate at high-voltage stresses or at extremes of temperature and/or humidity, a combined filter and drier can be considered necessary.

### 12.2.3 Overheating of contacts when operating in fixed tap position

Overheating of contacts can occur because of, but not limited to, the following reasons:

– low contact pressure;
– operation in one position for long periods (months);
– high ambient liquid temperature.

If the contact pressures become low (e.g. fatigue) and the contact resistance is higher than normal, it is possible that overheating can begin to occur at the contact surfaces, creating carbon growth which progressively worsens the situation. This can eventually lead to the generation of free gas, and potentially to a flashover situation which can catastrophically damage the transformer. In extreme cases, the carbon growth (sometimes referred to as pyrolytic carbon growth) between and around the contacts can bind the contacts together, preventing movement, which can also cause mechanical damage if an attempt is subsequently made to operate the tap-changer.

When tap-changers remain in a fixed tap position for long periods (months), the normal wiping action which cleans the contact surfaces during operation of the tap selector contacts does not occur. Depending on the design, this can be a potential problem for de-energized tap-changers and for the change-over selector of on-load tap-changers. It should be noted that even when the on-load tap-changer is operated frequently, the change-over selector can remain in the same position for long periods and this can cause similar problems to the change-over contacts.

High ambient oil temperatures combined with normal contact temperature rise can lead to pyrolytic carbon formations under extreme conditions. Transformer insulating liquids containing corrosive sulphur compounds will sooner or later show harmful layers on silver, silver plated or copper contacts. Those layers might also increase the contact resistance, and overheating can start. Additionally, those layers, when mechanically stripped off due to contact movement, might lead to dielectric problems if the shavings have settled in a dangerous dielectric area.

Regular DGA and corrosivity testing of the oil should lead to early detection of the above problems.

When it is known that selectors (especially change-over selectors and off-circuit selectors) have remained in one position for an extended period of time, the operation of the selector across its complete tapping range during routine maintenance is recommended to clean the contact surfaces. Because it is not clear whether the contact surfaces are already damaged due to a long term effect, a resistance or ratio measurement should be performed to determine the condition of the contacts before energizing the transformer.

### 12.2.4 Discharges during the operation of change-over selectors

The discharges that occur between the opening and closing contacts of a change-over selector (see 7.2.1.8 for more information on change-over selector recovery voltages) generate gases, in particular acetylene and hydrogen, which, while not being particularly significant, can be falsely interpreted as a defect when DGA is used to monitor the transformer. Tap-changers performing high numbers of operations through the change-over position can generate considerable quantities of acetylene and hydrogen in the oil. Control measures, such as the inclusion of tie-in resistors, can reduce the gas generation but do not eliminate it entirely.

## 12.3 Maintenance

### 12.3.1 General

The tap-changer is a key component, and is subjected to dielectric, thermal and environmental stresses, and has moving parts. Additionally, on-load tap-changers perform breaking and making of current. Tap-changers are thereby subjected to both ageing and wear that affect them and their insulating medium.

To maintain high reliability of the tap-changer it is important to follow the manufacturer's recommendations for maintenance.

Mineral oil should not be replaced by oil of a different class, or by a different liquid, without consulting the tap-changer manufacturer. This is because different oils or liquids can have different viscosities or dielectric characteristics, which can affect the operating speed and dielectric integrity of the tap-changer.

Maintenance on a tap-changer is defined in IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131 as a measure that requires the transformer to be de-energized.

### 12.3.2 Maintenance intervals

Maintenance intervals might be stipulated by different parameters, such as time, number of operations or by on-line or off-line measurements of critical parameters.

Time-based maintenance has the advantage of being easy to plan. The recommended intervals can differ due to voltage levels, ambient climate, current levels, etc. Its disadvantage is that it is insensitive to the real need for maintenance. The frequency of maintenance should be increased when time-based maintenance is the only recommendation.

Condition-based maintenance has the advantage of announcing the need for maintenance when it is needed, provided that correct parameters are used for the decision. To give optimal maintenance intervals, it should be based on several relevant input data, taking both operational and time-based needs for maintenance into consideration.

### 12.3.3 Performance of maintenance

Maintenance work on a tap-changer should always be done by skilled and authorized personnel since incorrectly performed maintenance can cause severe transformer faults. The work should always be prepared by authorized site personnel to ensure safe access to the equipment.

### 12.3.4 Maintenance work

The work needed on a tap-changer depends on the tap-changer model, but a number of tasks that are always needed include restoration or replacement of the insulating medium, cleaning, determination of contact wear, check of breather and supervisory devices, motor-drives and shaft systems, lubrication of moving parts (as required).

### 12.3.5 Contact resistance measurement

Contact resistance measurements can be used as a diagnostic check, or as part of the maintenance regime, to identify or prevent problems caused by weakened contact springs and overheated contacts. For further information, the tap-changer manufacturer should be contacted.

### 12.3.6 Motor-drives and shafts

Maintenance intervals, components to be checked, and scope of maintenance work can vary significantly between the different motor-drive models and shaft arrangements. The shaft system can also be exposed to the environment and therefore be subjected to loss of lubricant, wear and corrosion. Accordingly, it is important to always follow the manufacturer's instructions. Such instructions should cover, at the minimum:

– Safety: precautions that have to be taken before and during inspection or maintenance. For instance, all safety covers over the shafting should be installed before operation.

– Maintenance intervals: unless otherwise recommended, annual inspection is typically satisfactory to keep a motor-drive in good condition.

– Lubrication: type, frequency and locations. For instance, some shaft arrangements have gear boxes and/or support bearings. Gear boxes typically do not require internal inspection or maintenance, but the external joints to the shafting should be checked and lubricated.

– List of inspection points and actions: for instance, all joints should be inspected for wear and/or excessive backlash.

– Disassembly/reassembly procedures: for instance, maintenance work on some tap-changers requires disassembly of the drive shafts. In re-assembling the shafts, it is important to ensure a correct coupling between the motor-drive and the tap-changer.

– List of special tools and recommended spare parts: for instance, when gaskets and bolts are likely to be replaced during an inspection.

### 12.3.7 Accessories

Regular inspection of tap-changer accessories, including oil filtration and oil conservator systems, shall follow the manufacturer's instructions and may vary depending on function, accessibility, type and manufacturer.

Accessories which are also accessible when the transformer is energized should be checked regularly, for example the colour of the desiccant of the dehydrating breather should be checked at least once per year or more often depending on the climate.

Checking the function and tightness of accessories, which can usually be carried out only when the transformer is de-energized, such as the liquid-level gauges, pressure relays, thermometers, or mechanical pressure relief device is typically done each time the tap-changer is inspected/serviced.

## 12.4 Monitoring

### 12.4.1 General

Monitoring is defined as any condition assessment activity that can be performed while the transformer is in operation (no outage). Distinction is made between periodic and continuous monitoring.

Vacuum interrupter monitoring systems used in reactor type tap-changers (described in 9.8) are excluded from 12.4.

More information on monitoring can be found in several CIGRE brochures (e.g. CIGRE Technical Brochure 343 and CIGRE Technical Brochure 445) and IEEE Std C57.143.

### 12.4.2 Periodic monitoring

#### 12.4.2.1 General

These are condition assessment actions (for example, visual checks, measurement and tests) performed at regular and pre-scheduled intervals.

#### 12.4.2.2 Visits

Regular visual checks of the equipment should be carried out by the operational personnel. These checks should include but are not limited to:

– recording the operation count;
– checking for insulating fluid leaks (liquid/gas);
– checking the liquid-level indicator(s) or gas pressure gauge(s) (compound gauge) (if applicable);
– checking the condition of the desiccant of the breather;
– checking the status of the filter units (if applicable).

These checks will also help in identifying abnormal conditions or damages.

Additionally, thermography can be used, especially on compartment type tap-changers, to detect contact overheating.

#### 12.4.2.3 Insulating liquid sampling

##### 12.4.2.3.1 General

It is important to perform testing of certain parameters of the insulating liquid to make sure the liquid fulfils the minimum requirements, and some analysis will give information of possible faults in the equipment. The most important of these parameters are listed below together with sampling intervals and appropriate documents (see also IEC 60475 and IEC 60567).

Sampling is of great importance for all testing. Dilution, evaporation, or contamination will give false results that might cause unnecessary measures to be taken or cause necessary measures to be ignored.

Make sure the sampling is made from an adequate location on the tap-changer. Avoid sampling liquid close to the bottom of the housing/compartment where by-products from mechanical and electrical wear have accumulated. Flush the tubes completely to get a representative sample.

Use containers suitable for the purpose. They should be able to seal appropriately. Samples for DGA shall be taken in accordance with IEC 60567.

Marking of the containers is crucial. These should be made with means that will remain in place until the containers are analyzed.

At a minimum the following information should be recorded with the liquid sampling:

– name of the substation (location);
– identification of transformer (serial number, asset ID, etc.);
– identification of tap-changer (serial number, asset ID, model, etc.);
– operations counter reading of the OLTC;
– date of sampling;
– liquid temperature;

– online oil-filter unit applied or not;

– identification of the sampling party/personnel.

#### 12.4.2.3.2 Dissolved gas analysis of insulating liquids

DGA is a tool for analysing several key gases that, by their presence or by their concentrations relative to other gases, can indicate faults, and also how far the fault process has proceeded.

Gases can be generated by any of the following phenomena:

– partial discharge;

– sparking;

– arcing;

– (over)heating;

– chemical reactions.

Gas production in OLTCs during operation is normal. The use of DGA and its interpretation will differ significantly between types of OLTCs and is completely different from transformer evaluation:

- In non-vacuum type diverter switch compartments and selector switch compartments, high gas production can occur due to arcing during switching operations. However, indication of overheating will be less sensitive if the diverter or selector switch liquid is heavily polluted by deterioration products from arcing.
- In vacuum type diverter switch compartments and selector switch compartments, a low gas production is expected from by-pass contacts, transition resistors (if applicable) and from change-over selectors when located in the same compartment. All types of gas-generating phenomena listed above might be detected.
- In tap selectors in separate compartments, a low gas production due to normal sparking is expected from change-over selectors, if present. All types of gas-generating phenomena listed above might be detected.

Since gas production is a normal function, the sensitivity to fault detection is reduced compared to transformers, especially for the non-vacuum types. Interpretation should be done considering the history of the unit and by experienced personnel. In case of doubt, consult the tap-changer manufacturer.

Single DGA samples should be seen as indicators. If faults are indicated from such a sample, a new sample should be taken within a short interval. Regular sampling generating trends are the safest way to use the DGA tool. Unexpected results or strong deviation from history should be confirmed by a new sample.

For further information, see IEC 60599, IEEE Std C57.139-2015, CIGRE Technical Brochure 443 or the manufacturer's instructions, if available.

#### 12.4.2.3.3 Breakdown voltage

The breakdown voltage is tested according to IEC 60156 or ASTM D877. Use of ASTM D1816 is not recommended for tap-changer liquids, as it is highly sensitive to particles in the liquid. Recommended values of breakdown voltage as well as the sampling frequency of the liquid can be found in IEC 60422 or IEEE Std C57.106 for mineral oil.

For other insulating liquids, different values can apply. See the appropriate technical specifications for those liquids.

Besides the values given in IEC 60422 or IEEE Std C57.106, most manufacturers have their own recommended values which prevail.

#### 12.4.2.3.4 Water content

The water content is analyzed according to IEC 60814 or ASTM D1533. The recommended values of water content as well as the sampling frequency of the liquid can be found in IEC 60422 or IEEE Std C57.106 for mineral oil. Water in the liquid usually originates from liquid handling or from any contact with the environment. Elevated water content is generally not a result of the usual arcing of an OLTC.

For other insulating liquids, different values can apply. See the appropriate technical specifications for those liquids.

Besides the values given in IEC 60422 or IEEE Std C57.106, most manufacturers have their own recommended values which prevail.

### 12.4.2.4 $SF_6$ gas testing

Periodic $SF_6$ gas analysis in diverter or selector switch compartments is recommended to ensure the expected performance.

Details should be evaluated in accordance with the maintenance manual for the OLTC or the OLTC manufacturer should be consulted.

### 12.4.3 Continuous monitoring

Continuous monitoring is achieved by permanently installed devices that can continuously relay or display information about the condition of the tap-changer. Such devices can include:

– monitoring of motor current or shaft torque to check that no undue stiffness exists during the operation of the tap-changer;

– monitoring of dissolved gases by means of multi-gas sensors;

– monitoring of partial discharge levels around the tap-changer, usually in response to abnormal DGA results or other defect indicator;

– monitoring of acoustic noise levels around the tap-changer, usually in response to reports of abnormal noise characteristics, abnormal DGA results or other defect indicator;

– monitoring of the vibro-acoustic pattern to detect possible degradation of the internal mechanism;

– monitoring of the tap positions to detect which contacts are used more frequently and to detect the change-over selector operation;

– monitoring of the temperatures of the tap-changer and transformer tanks and checking their trends and relationships;

NOTE For many compartment type OLTCs, monitoring differential temperatures between the transformer's main tank and the OLTC compartment can be useful in identifying overheating within the compartment.

– monitoring of contact wear by calculation based on the switched currents and the number of operations.

### 12.4.4 Commercial monitoring systems

Tap-changers can suffer from various types of defect or failure modes, and no single monitoring technique can cover every situation. Commercial monitoring systems are available that incorporate a number of the monitoring techniques listed in 12.4.3, and users will need to consider the benefits.

# 13 Safety

## 13.1 Gases

Many diverter- and selector-type OLTCs produce combustible gases during normal operation. These gases rise to the top of the tap-changer compartment, enclosure or conservator and, if allowed to accumulate, can become an unsuspected explosion and/or safety hazard. Filtering and handling the oil can generate static electricity. An explosion could result if any electrical discharge takes place in an explosive gas mixture. Adequate safety precautions should be taken and should always include following the manufacturer's instructions.

## 13.2 Operation of an on-load tap-changer

### 13.2.1 General

The OLTC is designed with the capability to be operated by a handcrank at the motor-drive mechanism with the transformer energized; however such an operation is not recommended as with other high-voltage equipment. The manual drive of the OLTC is primarily intended to be used when the transformer is de-energized.

If any problems with the tap-changer are suspected, operation of the tap-changer is not recommended while the transformer is energized.

If a tap-change operation was started electrically (motor-drive operation) and was not executed completely as a result of a motor-drive issue, a completion of the tap-change operation with the handcrank can be executed after careful evaluation. Even if the transformer is de-energized there is a risk of using the wrong rotation direction resulting in possible damage to the OLTC.

NOTE A sluggish movement under motor operation or undue torque to operate under manual operation can indicate a problem.

Before energizing a transformer, the condition of the OLTC and the motor-drive shall be checked carefully. The tap-changer shall be fully in position.

### 13.2.2 Overpressure protection

On-load tap-changers will be equipped with at least one type of overpressure protection device described in IEC 60214-1:2014, 5.1.4, or IEEE Std C57.131-2012, 5.1.4. This protection will be connected to the compartment where the arcing will take place, and elsewhere if recommended by the manufacturer. The manufacturer of the on-load tap-changer will give the recommended setting of the protection device. The protection device should have one output that is suitable for connection to the transformer tripping system.

### 13.2.3 Pressure relief devices

For pressure-relief devices, consideration should be given to fitting an outlet such as ducting or trunking from the pressure-relief device to protect personnel from a possible splash of the liquid.

## 13.3 Operation of de-energized tap-changers

### 13.3.1 General

It is most important to understand that a de-energized tap-changer should never be operated with the transformer energized. The DETC is suitable only for operation while the transformer is de-energized, being aware that the transformer can be supplied from any voltage source connected to any of the transformer windings. If the DETC is motor operated, the control power for the motor and controls should be supplied by a source isolated from the transformer.

The contacts of a DETC are not designed to make or break current or voltage. In specifications, DETCs are often incorrectly referred to as "off-load tap-changers" (as the opposite of an on-load tap-changer); however, it is definitely not sufficient to operate the unit off-load, as, in this condition, the de-energized tap-changer will, in most cases, try to break the full transformer phase voltage with possible catastrophic consequences. It is for this reason that the term "de-energized tap-changer" is used both in this document and in IEC 60214-1. The use of the term "off-load tap-changer" is deprecated and completely excluded from International Standards IEC 60214-1 and IEC 60214-2.

Any special different solution, for example a de-energized tap-changer with the addition of resistances or other devices, to operate the tap-changer "on-voltage" even if without load, is not covered by these guidelines nor by IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131.

The manufacturer's operating instructions have to be consulted before any operation of a DETC.

Attention is drawn to the warning label shown in IEC 60214-1:2014, Figure 5, or IEEE Std C57.131-2012, Figure 3, and the requirement for the manufacturer to fit or supply this label. When supplied, the responsibility for fitting the label rests with the purchaser. The label should be fitted adjacent to the operating handle. Attention is also drawn to the use of safety interlocks described in IEC 60214-1:2014, 7.1.5, or IEEE Std C57.131-2012, 7.1.5.

### 13.3.2 Manual drive operation

The user should always de-energize the transformer as described in 13.3.1. All applicable safety procedures to ensure that the transformer is de-energized and isolated from voltage sources should be followed.

When it is ensured that the transformer is de-energized, the user can operate the DETC. Any locking device (mechanical, electrical, or by other means) provided may need to be unlocked to allow the operating mechanism (handle, wheel, or other) to be free to operate.

With the manual operating mechanism, the DETC can be placed in the designated tap position. Once the tap-change operation is completely finished, it has to be ensured that the DETC is securely and fully in position. Before re-energizing the transformer, all the aforementioned locking devices should be returned to their locked conditions.

As defined in IEC 60214-1:2014, Clause 10, the transformer manufacturer is responsible for fitting an appropriate warning label near the operating mechanism of the DETC on the transformer. A warning label will be provided by the DETC manufacturer for every DETC; however, the DETC manufacturer does not know in every case the final destination for the transformer. Therefore, the conformity of the warning label with local or national law is under the responsibility of the transformer manufacturer.

### 13.3.3 Motor-drive operation

During commissioning of the transformer, voltage and frequency of the power supply should be checked and should be in accordance with the data given on the nameplate and/or in the drawings of the motor-drive mechanism.

Prior to the first operation of the motor-drive mechanism, it might be useful to perform some manual operations with the hand crank or other mechanical means. In any case the manufacturer's operating instructions have to be followed.

Even if the tap-changer has a motor-drive mechanism, the user should always de-energize the transformer as described in 13.3.1. All applicable safety procedures to ensure that the transformer is de-energized and isolated from voltage sources should be followed.

Electrical interlocking circuits, including automatic interlocks or other devices should be properly connected and activated or deactivated, as appropriate, to control the unit. If present, a mechanical locking device may also need to be unlocked prior to DETC operation.

### 13.4 Immersing medium

The tap-changer manufacturer should recommend an appropriate immersing medium for use with the tap-changer. If an alternative non-recommended medium is used, it is at the risk of the transformer manufacturer/user since the different properties could affect the function of the on-load tap-changer. To go outside the tap-changer manufacturer's recommendations could result in tap-changer failure.

## 14 Information to be provided by the transformer manufacturer

### 14.1 Information required at the enquiry or order stage for an OLTC

a) Relevant document (IEC 60214-1 or IEEE Std C57.131).

b) Number of tap-changers required.

c) Single or polyphase units.

d) Number of phases in the system.

e) Frequency.

f) Rated power of apparatus to which the tap-changer is to be connected.

g) Rated voltage of the winding to which the tap-changer is to be connected.

h) Winding connections.

i) Tap range required, given in per cent above and below the rated voltage of the winding.

j) Number of service tap positions required, the numbering of these positions and their identification with reference to the transformer taps.

k) Tap winding arrangement (for example, linear, reversing or coarse/fine).

l) Position of taps in the winding (for example, line end, middle, neutral point).

m) Highest tap current of the winding to which the tap-changer is to be connected (see IEC 60076-1:2011, 3.5.9).

n) Maximum dynamic peak and RMS value and its duration of short-circuit current passing through the tap-changer.

o) Phase voltage per step (if the step voltage varies over the range, give full details, together with associated currents).

p) On neutral point tap-changers, whether one neutral terminal or three separate neutral terminals are required (not available on all tap-changer designs).

q) The power-frequency voltage appearing between the opening and closing contacts of the change-over selector (see 7.2.1.8).

r) Insulation levels in accordance with 7.2.1.6:

   i) highest voltage between the extreme taps and, where applicable, the highest voltage between the ends of the coarse tap winding section and the fine tap section,

   ii) highest voltage between the most onerously stressed tap and earth,

   iii) highest voltage between taps of adjacent phases,

   iv) highest voltage between the diverter switch and earth,

   v) highest voltage between phases of the diverter switch,

   vi) highest voltage between open diverter switch contacts.

s) Insulating medium (type of liquid or gas, brand name):

   i) for diverter or selector switch compartment,

   ii) for selector compartment / for transformer,

t) Special design options (for example, fork mounting, tropical environment).

u) Specifications for painting.

v) Driving assembly specifications including information for intermediate bearings and guard plates.

w) Pressure, vacuum and temperature requirements:

  i) maximum working pressure when liquid filled,

  ii) maximum pressure during liquid tests on the apparatus,

  iii) maximum vacuum to be applied,

  iv) type of processing, maximum temperature, vacuum and duration if the tap-changer is fitted before this operation,

  v) temperatures in special environments, for example, noise enclosures, etc.,

  vi) minimum operating temperatures and details of any special low temperature requirements if below −25 °C.

x) Special

  i) details of periods of abnormal overload, value and duration (exceeding the values specified in IEC 60076-7 or IEEE Std C57.91),

  ii) details of excessive number of operations,

  iii) details of use if of a heavy duty application, such as arc furnaces, rolling mills, HVDC (see 7.3.2), generator transformers, phase-shifting transformers (see 7.3.3), and quadrature booster transformers,

  iv) details of the transformer transport arrangements,

  v) any other special requirements.

y) Number, type and position of fittings.

z) Position and specification of voltage-limiting elements (for example, protection spark gaps, ZnO surge arrestors).

aa) Leakage inductance between coarse winding and fine tapped winding (for coarse/fine winding connection only) (see 7.2.1.9).

bb) Number, type and position of protective devices including number, type and position of local and remote indication.

cc) Drive mechanism.

dd) To enable the correct control devices to be included in the drive mechanism, the fullest possible details of the control scheme should be given by the purchaser, including which, if any, of the following basic control functions are required, together with the type of device necessary for the function:

  i) local electrical control and indication,

  ii) remote electrical control and indication,

  iii) local automatic control and indication, with or without line drop compensation,

  iv) remote automatic control and indication, with or without line drop compensation,

  v) parallel control of two or more transformers,

  vi) supervisory control and indication,

  vii) in the case of remote and supervisory control and indication, the load and the approximate distance between the tap-changer and the control point should be stated,

  viii) auxiliary supply details for electrical motor and control equipment, that is, normal voltage, maximum and minimum voltage limits if not within the standard limits given in IEC 60214-1:2014, 6.1.2, or IEEE Std C57.131-2012, 6.1, AC or DC. If AC frequency, number of phases and availability of neutral point.

ee) Specifications of the housing of the drive mechanism including special requirements (for example, padlock facility, position of hinges).

ff) Kind and number of documentation and labels required.

gg) Specification of accessories (for example, lifting device, liquid filter unit, spare parts).

### 14.2 Information required at the enquiry or order stage for a DETC

#### 14.2.1 General

a) Number of tap-changers required.

b) Rated voltage of the winding to which the tap-changer is to be connected.

c) Winding connections and potential of that point of the winding to which the tap-changer is connected.

d) Rated current of the windings to which the tap-changer is to be connected.

e) Number of positions (taps).

f) Maximum dynamic peak and RMS value and its duration of short-circuit current passing through the tap-changer.

g) Phase voltage per step (if the step voltage varies over the range, give full details).

h) Insulation levels in accordance with 8.2.3:

   i) highest voltage between the extreme taps,

   ii) highest voltage between the most onerously stressed tap and earth,

   iii) highest voltage between taps of adjacent phases.

i) Adjustment: tap range required, given in per cent above and below the rated voltage of the winding. If nothing is specified, a standard value of 2,5 % is expected.

j) Type of tap connections: single or double bridging (pawl adjustment), single or double linear (fixed point), star-delta, series-parallel or combinations thereof.

k) For fixed point tap-changers, whether one neutral terminal or three separate neutral terminals are required.

l) Structure: single-phase or three-phase.

m) If the drive mechanism is not directly fitted on the lid of the transformer tank

   i) length of horizontal shaft,

   ii) length of vertical shaft.

n) Type of drive mechanism: handle (hand crank or hand wheel) or motor-drive.

o) Insulating medium (type of liquid or gas, brand name).

p) Auxiliary supply details for electrical motor and control equipment, that is, normal voltage, maximum and minimum voltage limits if not within the standard limits given in IEC 60214-1:2014, 8.1.3, or IEEE Std C57.131-2012, 8.2, AC or DC. If AC frequency, number of phases and availability of neutral point.

#### 14.2.2 Only for rack or slide-type design of DETC

a) Position: horizontal or vertical.

b) Control shaft exit: on the cover, high on the wall or low on the wall.

#### 14.2.3 Small DETCs

For small off-circuit tap-changers intended for use on low-voltage distribution and similar systems, only 14.2.1 items a) to l) are required as a minimum.

### 14.3 Documentation

Technical and dimensional information of the tap-changer should be made available from the tap-changer manufacturer prior to an order.

Instruction concerning installation requirements, transport, erection, maintenance and operations should be made available from the tap-changer manufacturer to the purchaser in advance of delivery. This will make it possible for the purchaser to check the correctness in installation and the steps taken for transport, storage and erection.

The transformer designers should take due account of the relevant information about the tap-changer before any mechanical or electrical design work starts.

Users of the tap-changer should familiarize themselves with the instructions for the job to be done.

# Bibliography

IEC 60076-6, *Power transformers – Part 6: Reactors*IEC 60076-8, *Power transformers – Part 8: Application guide*

IEC 60076-15, *Power transformers – Part 15: Gas-filled power transformers*

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

IEC 60475, *Method of sampling insulating liquids*

IEC 60599, *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*

IEC 61099, *Insulating liquids – Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes*

IEC 61203, *Synthetic organic esters for electrical purposes – Guide for maintenance of transformer esters in equipment*

IEC 62770, *Fluids for electrotechnical applications – Unused natural esters for transformers and similar electrical equipment*

IEEE Std C57.12.10™, *IEEE Standard Requirements for Liquid-immersed Power Transfromers*

IEEE Std C57.17™, *IEEE Standard Requirements for Arc Furnace Transformers*

IEEE Std C57.106™, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*

IEEE Std C57.116™, *IEEE Guide for Transformers Directly Connected to Generators*

IEEE Std C57.139™, *IEEE Guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer Load Tap Changers*

IEEE Std C57.143™, *IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components*

IEEE Std C57.147™*, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers*

IEEE Std C57.152™, *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators and Reactors*

IEEE Std C57.153™, *IEEE Guide for Paralleling Regulating Transformers*

ASTM D1816, *Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes*

CIGRE Technical Brochure 343, *Recommendations for condition monitoring and condition assessment for transformers*, 2008

CIGRE Technical Brochure 443, *DGA in non-mineral oils and load tap changers and improved DGA diagnosis criteria*, 2010

CIGRE Technical Brochure 445, *Guide for Transformer Maintenance*, 2011

CIGRE Technical Brochure 537, *Guide for Transformer Fire Safety Practices*, 2013

_____

# Consensus

## WE BUILD IT.

**Connect with us on:**

**Facebook:** https://www.facebook.com/ieeesa

**Twitter:** @ieeesa

**LinkedIn:** http://www.linkedin.com/groups/IEEESA-Official-IEEE-Standards-Association-1791118

**IEEE-SA Standards Insight blog:** http://standardsinsight.com

**YouTube:** IEEE-SA Channel

IEEE
standards.ieee.org
Phone: +1 732 981 0060 Fax: +1 732 562 1571
© IEEE

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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

INSO
2715-1
1st Revision
2018

Identical with
IEC 60214-1:2014

جمهوری اسلامی ایران
Islamic Republic of Iran
سازمان ملی استاندارد ایران
Iranian National Standardization Organization

استاندارد ملی ایران
۲۷۱۵-۱
تجدیدنظر اول
۱۳۹۷

دارای محتوای رنگی

# تعویض‌کننده‌های انشعاب-
# قسمت ۱: الزامات عملکرد و روش‌های آزمون

# Tap-changers -
# Part 1: Performance requirements and test methods

ICS: 29.180

**سازمان ملی استاندارد ایران**

تهران، ضلع جنوب غربی میدان ونک، خیابان ولیعصر، پلاک ۲۵۹۲

صندوق‌پستی: ۶۱۳۹-۱۴۱۵۵ تهران- ایران

تلفن: ۵-۸۸۸۷۹۴۶۱

دورنگار: ۸۸۸۸۷۰۸۰ و ۸۸۸۸۷۱۰۳

کرج، شهر صنعتی، میدان استاندارد

صندوق پستی: ۱۶۳-۳۱۵۸۵ کرج - ایران

تلفن: ۸-۳۲۸۰۶۰۳۱ (۰۲۶)

دورنگار: ۳۲۸۰۸۱۱۴ (۰۲۶)

رایانامه: standard@isiri.gov.ir

وبگاه: http://www.isiri.gov.ir

**Iranian National Standardization Organization (INSO)**

No. 2592 Valiasr Ave., South western corner of Vanak Sq., Tehran, Iran

P. O. Box: 14155-6139, Tehran, Iran

Tel: + 98 (21) 88879461-5

Fax: + 98 (21) 88887080, 88887103

Standard Square, Karaj, Iran

P.O. Box: 31585-163, Karaj, Iran

Tel: + 98 (26) 32806031-8

Fax: + 98 (26) 32808114

Email: standard@isiri.gov.ir

Website: http://www.isiri.gov.ir

## به نام خدا

## آشنایی با سازمان ملی استاندارد ایران

سازمان ملی استاندارد ایران به موجب بند یک مادهٔ ۳ قانون اصلاح قوانین و مقررات مؤسسهٔ استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران، مصوب بهمن ماه ۱۳۷۱ تنها مرجع رسمی کشور است که وظیفهٔ تعیین، تدوین و نشر استانداردهای ملی (رسمی) ایران را به عهده دارد.

تدوین استاندارد در حوزه‌های مختلف در کمیسیون‌های فنی مرکب از کارشناسان سازمان، صاحب‌نظران مراکز و مؤسسات علمی، پژوهشی، تولیدی و اقتصادی آگاه و مرتبط انجام می‌شود و کوششی همگام با مصالح ملی و با توجه به شرایط تولیدی، فناوری و تجاری است که از مشارکت آگاهانه و منصفانهٔ صاحبان حق و نفع، شامل تولیدکنندگان، مصرف‌کنندگان، صادرکنندگان و واردکنندگان، مراکز علمی و تخصصی، نهادها، سازمان‌های دولتی و غیردولتی حاصل می‌شود. پیش‌نویس استانداردهای ملی ایران برای نظرخواهی به مراجع ذی‌نفع و اعضای کمیسیون‌های مربوط ارسال می‌شود و پس از دریافت نظرها و پیشنهادها در کمیتهٔ ملی مرتبط با آن رشته طرح و در صورت تصویب، به عنوان استاندارد ملی (رسمی) ایران چاپ و منتشر می‌شود.

پیش‌نویس استانداردهایی که مؤسسات و سازمان‌های علاقه‌مند و ذی‌صلاح نیز با رعایت ضوابط تعیین شده تهیه می‌کنند درکمیته ملی طرح، بررسی و درصورت تصویب، به عنوان استاندارد ملی ایران چاپ و منتشر می‌شود. بدین ترتیب، استانداردهایی ملی تلقی می‌شود که بر اساس مقررات استاندارد ملی ایران شمارهٔ ۵ تدوین و در کمیتهٔ ملی استاندارد مربوط که در سازمان ملی استاندارد ایران تشکیل می‌شود به تصویب رسیده باشد.

سازمان ملی استاندارد ایران از اعضای اصلی سازمان بین‌المللی استاندارد (ISO)[1]، کمیسیون بین‌المللی الکتروتکنیک (IEC)[2] و سازمان بین‌المللی اندازه‌شناسی قانونی (OIML)[3] است و به عنوان تنها رابط[4] کمیسیون کدکس غذایی (CAC)[5] در کشور فعالیت می‌کند. در تدوین استانداردهای ملی ایران ضمن توجه به شرایط کلی و نیازمندی‌های خاص کشور، از آخرین پیشرفت‌های علمی، فنی و صنعتی جهان و استانداردهای بین‌المللی بهره‌گیری می‌شود.

سازمان ملی استاندارد ایران می‌تواند با رعایت موازین پیش‌بینی شده در قانون، برای حمایت از مصرف‌کنندگان، حفظ سلامت و ایمنی فردی و عمومی، حصول اطمینان از کیفیت محصولات و ملاحظات زیست‌محیطی و اقتصادی، اجرای بعضی از استانداردهای ملی ایران را برای محصولات تولیدی داخل کشور و/یا اقلام وارداتی، با تصویب شورای عالی استاندارد، اجباری کند. سازمان می‌تواند به منظور حفظ بازارهای بین‌المللی برای محصولات کشور، اجرای استاندارد کالاهای صادراتی و درجه‌بندی آن را اجباری کند. همچنین برای اطمینان بخشیدن به استفاده‌کنندگان از خدمات سازمان‌ها و مؤسسات فعال در زمینهٔ مشاوره، آموزش، بازرسی، ممیزی و صدور گواهی سیستم‌های مدیریت کیفیت و مدیریت زیست‌محیطی، آزمایشگاه‌ها و مراکز واسنجی (کالیبراسیون) وسایل سنجش، سازمان ملی استاندارد این‌گونه سازمان‌ها و مؤسسات را بر اساس ضوابط نظام تأیید صلاحیت ایران ارزیابی می‌کند و در صورت احراز شرایط لازم، گواهینامهٔ تأیید صلاحیت به آن‌ها اعطا و بر عملکرد آن‌ها نظارت می‌کند. ترویج دستگاه بین‌المللی یکاها، واسنجی وسایل سنجش، تعیین عیار فلزات گرانبها و انجام تحقیقات کاربردی برای ارتقای سطح استانداردهای ملی ایران از دیگر وظایف این سازمان است.

---

1- International Organization for Standardization
2- International Electrotechnical Commission
3- International Organization for Legal Metrology (Organisation Internationale de Metrologie Legals)
4- Contact point
5- Codex Alimentarius Commission

## کمیسیون فنی تدوین استاندارد

## «تعویض‌کننده‌های انشعاب- قسمت ۱: الزامات عملکرد و روش‌های آزمون»


| **رئیس:** | **سمت و/یا محل اشتغال:** |
|---|---|
| مهدوی طباطبایی، ناصر<br>(دکتری مهندسی برق- قدرت) | عضو هیات علمی- موسسه آموزش عالی سراج |
| **دبیر:** | |
| عفت‌نژاد، رضا<br>(دکتری مهندسی برق- قدرت) | کارشناس استاندارد |
| **اعضا:** (اسامی به ترتیب حروف الفبا) | |
| بهنام، بهزاد<br>(کارشناسی ارشد مهندسی برق- کنترل) | عضو هیات علمی- دانشگاه آزاد اسلامی واحد کرج |
| تبریزی، آرین<br>(کارشناسی مهندسی برق) | کارشناس- شرکت مهندسی نیک صنعت جاوید |
| تبریزی، فرهاد<br>(کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت) | کارشناس- شرکت مشانیر |
| رضاپور، کامبیز<br>(دکتری مهندسی مکانیک) | عضو هیات علمی- دانشگاه آزاد اسلامی واحد کرج |
| زمانی، حامد<br>(کارشناسی مهندسی برق- قدرت) | کارشناس- شرکت توانه کار |
| **ویراستار:** | |
| رثائی، حامد<br>(کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت) | کارشناس- دفتر تدوین استانداردهای ملی ایران |

## فهرست مندرجات

**عنوان** **صفحه**


پیش‌گفتار ط
۱ هدف و دامنهٔ کاربرد ۱
۲ مراجع الزامی ۱
۳ اصطلاحات و تعاریف ۲
۴ شرایط بهره‌برداری ۱۳
۴-۱ دمای محیط تعویض‌کننده انشعاب ۱۳
۴-۲ دمای محیط مکانیزم محرکه موتوری ۱۴
۴-۳ شرایط اضافه‌بار ۱۴
۵ الزامات تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار ۱۴
۵-۱ الزامات کلی ۱۴
۵-۱-۱ مقادیر اسمی ۱۴
۵-۱-۲ محفظه‌های کلیدهای منحرف‌کننده بار و انتخابگر ۱۵
۵-۱-۳ سنجه‌های سطح مایع و وسایل پایش گاز ۱۵
۵-۱-۴ الزامات ایمنی برای حفاظت در برابر خرابی داخلی ۱۵
۵-۱-۵ وسایل محدودکننده برای حفاظت در برابر اضافه‌ولتاژهای گذرا ۱۶
۵-۱-۶ ولتاژهای بازیافتی انتخابگر تغییر دور ۱۶
۵-۱-۷ اندوکتانس پراکندگی چیدمان‌های تنظیم ریز درشت ۱۷
۵-۲ آزمون‌های نوعی ۱۷
۵-۲-۱ کلیات ۱۷
۵-۲-۲ افزایش دمای کنتاکت‌ها ۱۷
۵-۲-۳ آزمون‌های کلیدزنی ۱۹
۵-۲-۴ آزمون جریان اتصال‌کوتاه ۲۶
۵-۲-۵ آزمون امپدانس گذر ۲۷
۵-۲-۶ آزمون‌های مکانیکی ۲۸
۵-۲-۷ آزمون درزبندی ۳۱
۵-۲-۸ آزمون‌های دی‌الکتریک ۳۳
۵-۲-۹ گواهی آزمون نوعی ۳۹
۵-۳ آزمون‌های معمول ۳۹
۵-۳-۱ کلیات ۳۹
۵-۳-۲ آزمون مکانیکی ۴۰

**عنوان** **صفحه**


۵-۳-۳ آزمون توالی ۴۰
۵-۳-۴ آزمون عایقی مدارهای کمکی ۴۰
۵-۳-۵ آزمون‌های فشار و خلاء ۴۰
۶ الزامات مربوط به مکانیزم‌های محرکه موتوری برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار ۴۰
۶-۱ الزامات کلی ۴۰
۶-۱-۱ مطابقت قسمت‌های اجزا ۴۰
۶-۱-۲ تغییرات مجاز منبع تغذیه کمکی ۴۰
۶-۱-۳ کنترل پله به پله ۴۰
۶-۱-۴ نشان‌دهنده وضعیت انشعاب ۴۱
۶-۱-۵ نشان‌دهنده در حال تعویض بودن انشعاب ۴۱
۶-۱-۶ وسایل محدودکننده ۴۱
۶-۱-۷ وسایل کنترل موازی ۴۱
۶-۱-۸ حفاظت در برابر جهت دوران ۴۱
۶-۱-۹ وسیله مانع‌شونده اضافه جریان ۴۱
۶-۱-۱۰ وسیله شروع مجدد ۴۲
۶-۱-۱۱ شمارنده عملیات ۴۲
۶-۱-۱۲ راه اندازی مکانیزم محرکه موتوری بطور دستی ۴۲
۶-۱-۱۳ اتاقک محرکه موتوری ۴۲
۶-۱-۱۴ وسیله حفاظت در برابر دور گرفتن ۴۲
۶-۱-۱۵ حفاظت در برابر دسترسی به قسمت‌های خطرناک ۴۳
۶-۲ آزمون‌های نوعی ۴۳
۶-۲-۱ آزمون بار مکانیکی ۴۳
۶-۲-۲ آزمون دور بالا ۴۴
۶-۲-۳ درجه حفاظت اتاقک محرکه موتوری ۴۴
۶-۳ آزمون‌های معمول ۴۴
۶-۳-۱ آزمون‌های مکانیکی ۴۴
۶-۳-۲ آزمون عایقی مدارهای کمکی ۴۴
۷ الزامات مربوط به تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع ۴۴
۷-۱ الزامات کلی ۴۴
۷-۱-۱ مشخصات اسمی ۴۴
۷-۱-۲ انواع ۴۵

**عنوان** **صفحه**


۷-۱-۳ اهرم‌ها و محرکه‌ها ۴۵
۷-۱-۴ گلندها ۴۵
۷-۱-۵ قفل‌هم‌بند ۴۵
۷-۱-۶ متوقف کننده‌های مکانیکی انتهایی ۴۶
۷-۲ آزمون‌های نوعی ۴۶
۷-۲-۱ کلیات ۴۶
۷-۲-۲ افزایش دمای کنتاکت‌ها ۴۶
۷-۲-۳ آزمون جریان اتصال کوتاه ۴۷
۷-۲-۴ آزمون‌های مکانیکی ۴۸
۷-۲-۵ آزمون‌های دی‌الکتریکی ۴۹
۷-۲-۶ گواهی آزمون نوعی ۵۴
۷-۳ آزمون‌های معمول ۵۴
۷-۳-۱ آزمون‌های مکانیکی ۵۴
۷-۳-۲ آزمون‌های فشار و خلاء ۵۵
۸ الزامات مربوط به مکانیزم‌های محرکه موتوری برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع ۵۵
۸-۱ الزامات کلی ۵۵
۸-۱-۱ کلیات ۵۵
۸-۱-۲ مطابقت قسمت‌های اجزا ۵۵
۸-۱-۳ تغییرات مجاز منبع تغذیه کمکی ۵۵
۸-۱-۴ نشان‌دهنده وضعیت انشعاب ۵۵
۸-۱-۵ وسایل محدودکننده ۵۶
۸-۱-۶ شمارنده عملیات ۵۶
۸-۱-۷ راه‌اندازی مکانیزم محرکه موتوری بطور دستی ۵۶
۸-۱-۸ اتاقک محرکه موتوری ۵۶
۸-۱-۹ حفاظت در برابر دسترسی به قسمت‌های خطرناک ۵۶
۸-۲ آزمون‌های نوعی ۵۷
۸-۲-۱ آزمون بار مکانیکی ۵۷
۸-۲-۲ آزمون دور بالا ۵۷
۸-۲-۳ درجه حفاظت اتاقک محرکه موتوری ۵۷
۸-۳ آزمون‌های معمول ۵۸
۸-۳-۱ آزمون‌های مکانیکی ۵۸

**عنوان** **صفحه**


۸-۳-۲ آزمون عایقی مدارهای کمکی ۵۸
۹ پلاک مشخصات ۵۸
۹-۱ تعویض‌کننده‌های انشعاب (زیر بار و مدار-قطع) ۵۸
۹-۲ مکانیزم‌های محرکه موتوری ۵۹
۱۰ برچسب هشدار برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع ۵۹
۱۱ دستورالعمل‌های سازندگان برای بهره‌برداری ۶۰
پیوست الف (الزامی) اطلاعات تکمیلی در مورد وظیفه کلیدزنی کنتاکت‌های اصلی و گذر مربوط به تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی ۶۱
پیوست ب (الزامی) اطلاعات تکمیلی در مورد وظیفه کلیدزنی مربوط به تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری ۶۸
پیوست پ (الزامی) روش تعیین دمای معادل مقاومت گذر با استفاده از جریان پالس توان ۷۹
پیوست ت (آگاهی‌دهنده) مدارهای جریان متناوب شبیه‌سازی‌شده برای آزمون‌های قدرت قطع و وظیفه حین بهره‌برداری ۸۱
پیوست ث (آگاهی‌دهنده) نمونه‌ای از مدار آزمون ساختگی برای آزمون وظیفه حین بهره‌برداری تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء ۸۴
کتاب‌نامه ۸۷

## پیش‌گفتار

استاندارد «تعویض‌کننده‌های انشعاب- قسمت ۱: الزامات عملکرد و روش‌های آزمون» که نخستین‌بار در سال ۱۳۸۸ تدوین و منتشر شد، بر اساس پیشنهادهای دریافتی و بررسی و تأیید کمیسیون‌های مربوط بر مبنای پذیرش استانداردهای بین‌المللی/منطقه‌ای به‌عنوان استاندارد ملی ایران به روش اشاره شده در مورد الف، بند ۷، استاندارد ملی ایران شمارهٔ ۵ برای اولین بار مورد تجدیدنظر قرار گرفت و در هزار و صد و سی و ششمین اجلاسیه کمیتهٔ ملی استاندارد برق و الکترونیک مورخ ۱۳۹۷/۱۲/۱۹ تصویب شد. اینک این استاندارد به استناد بند یک مادهٔ ۳ قانون اصلاح قوانین و مقررات مؤسسه استاندارد و تحقیقات صنعتی ایران، مصوب بهمن ماه ۱۳۷۱، به عنوان استاندارد ملی ایران منتشر می‌شود.

استانداردهای ملی ایران بر اساس استاندارد ملی ایران شمارهٔ ۵ (استانداردهای ملی ایران- ساختار و شیوهٔ نگارش) تدوین می‌شوند. برای حفظ همگامی و هماهنگی با تحولات و پیشرفت‌های ملی و جهانی در زمینه صنایع، علوم و خدمات، استانداردهای ملی ایران در صورت لزوم تجدیدنظر خواهد شد و هر پیشنهادی که برای اصلاح و تکمیل این استانداردها ارائه شود، هنگام تجدیدنظر در کمیسیون فنی مربوط مورد توجه قرار خواهد گرفت. بنابراین، باید همواره از آخرین تجدیدنظر استانداردهای ملی ایران استفاده کرد.

این استاندارد جایگزین استاندارد ملی ایران شمارهٔ ۱-۲۷۱۵: سال ۱۳۸۸ می‌شود.

این استاندارد ملی بر مبنای پذیرش استاندارد بین‌المللی زیر به روش «معادل یکسان» تهیه و تدوین شده و شامل ترجمه تخصصی کامل متن آن به زبان فارسی می‌باشد و معادل یکسان استاندارد بین‌المللی مزبور است:

IEC 60214-1: 2014, Tap-changers – Part 1: Performance requirements and test methods

# تعویض‌کننده‌های انشعاب-
# قسمت ۱: الزامات عملکرد و روش‌های آزمون

## ۱ هدف و دامنهٔ کاربرد

هدف از تدوین این استاندارد، تعیین الزامات عملکرد و روش‌های آزمون تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار[1] از هر دو نوع مقاومتی و راکتوری، تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع[2] و مکانیزم‌های محرکه موتوری[3] آن‌ها است.

این استاندارد اساساً برای تعویض‌کننده‌های انشعاب غوطه‌ور در روغن عایق معدنی منطبق با استاندارد IEC 60296 کاربرد دارد، ولی می‌تواند برای تعویض‌کننده‌های انشعاب با عایق هوا یا گاز یا غوطه‌ور در سایر مایعات عایقی تا حدی که شرایط آن عملی باشد نیز به‌کار رود.

این استاندارد اساسا برای تعویض‌کننده‌های انشعابی که دارای کنتاکت‌های قوس‌زنی هستند کاربرد دارد، ولی می‌تواند برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار بدون قوس‌زنی (مانند کلیدزنی الکترونیکی) تا حدی که شرایط آن عملی باشد نیز به‌کار رود.

این استاندارد برای انواع ترانسفورماتورهای قدرت و توزیع و همچنین راکتورها کاربرد دارد.

این استاندارد برای راکتورها و ترانسفورماتورهای نصب‌شده روی قطارهای راه‌آهن[4] کاربرد ندارد.

## ۲ مراجع الزامی

در مراجع زیر ضوابطی وجود دارد که در متن این استاندارد به صورت الزامی به آن‌ها ارجاع داده شده است. بدین‌ترتیب، آن ضوابط جزئی از این استاندارد محسوب می‌شوند.

در صورتی که به مرجعی با ذکر تاریخ انتشار ارجاع داده شده باشد، اصلاحیه‌ها و تجدیدنظرهای بعدی آن برای این استاندارد الزام‌آور نیست. در مورد مراجعی که بدون ذکر تاریخ انتشار به آن‌ها ارجاع داده شده است، همواره آخرین تجدیدنظر و اصلاحیه‌های بعدی برای این استاندارد الزام‌آور است.

استفاده از مراجع زیر برای کاربرد این استاندارد الزامی است:

**2-1** IEC 60050 (all parts), International Electrotechnical Vocabulary (available at http://www.electropedia.org)

**یادآوری**- مجموعه استاندارد ملی ایران شماره ۱۰۴۲۵، واژگان الکتروتکنیک، با استفاده از برخی قسمت‌های استاندارد IEC 60050 تدوین شده است.

**2-2** IEC 60050-421, International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 421: Power transformers and reactors

---

1 - On-load tap-changers
2 - De-energized tap-changers
3 - Motor drive mechanism
4 - Railway rolling stock

**2-3** IEC 60060-1, High voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران-آی‌ای‌سی شماره ۱-۶۰۰۶۰: سال ۱۳۹۲، فنون آزمون فشار قوی- قسمت۱: تعاریف کلی و الزامات آزمون، با استفاده از استاندارد IEC 60060-1:2010 تدوین شده است.

**۲-۴** استاندارد ملی ایران شماره ۳-۲۶۲۰: سال ۱۳۹۵، ترانسفورماتورهای قدرت- قسمت ۳: سطوح عایق‌بندی، آزمون‌های دی‌الکتریک و فواصل هوایی خارجی

**۲-۵** استاندارد ملی ایران-آی‌ای‌سی شماره ۷-۶۰۰۷۶: سال ۱۳۹۱، ترانسفورماتورهای قدرت- قسمت ۷: راهنمای بارگذاری برای ترانسفوماتورهای قدرت غوطه‌ور در روغن

**۲-۶** استاندارد ملی ایران-آی‌ای‌سی شماره ۲۱-۶۰۰۷۶: سال ۱۳۹۱، ترانسفورماتورهای قدرت- قسمت ۲۱: الزامات، واژگان و کد آزمون استاندارد برای تنظیم‌کننده‌های ولتاژ مرحله‌ای

**2-7** IEC 60137:2008, Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V

**2-8** IEC 60214-2:2004, Tap-changers – Part 2: Application guide

**2-9** IEC 60270, High-voltage test techniques – Partial discharge measurements

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران شماره ۱۸۵۷۴: سال ۱۳۹۲، فنون آزمون ولتاژ بالا- اندازه‌گیری‌های تخلیه جزئی، با استفاده از استاندارد IEC 60270:2000 تدوین شده است.

**2-10** IEC 60296, Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران شماره ۲۶۶۱: سال ۱۳۹۱، سیالات مورد استفاده در تجهیزات الکتریکی- روغن‌های عایق معدنی کارنکرده برای ترانسفورماتورها و کلیدهای قطع و وصل- ویژگی‌ها، با استفاده از استاندارد IEC 60296:2012 تدوین شده است.

**2-11** IEC 60529, Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران شماره ۲۸۶۸: سال ۱۳۹۵، درجات حفاظت تامین‌شده توسط محفظه‌ها (کد IP)، با استفاده از استاندارد IEC 60529:1989+A1:1999+A2:2013 تدوین شده است.

## ۳ اصطلاحات و تعاریف

در این استاندارد، علاوه بر اصطلاحات و تعاریف ارائه‌شده در استاندارد IEC 60050-421 اصطلاحات و تعاریف زیر به کار می‌رود:

**۳-۱**

**تعویض‌کننده انشعاب زیر بار**
**OLTC**

**on-load tap-changer**

وسیله‌ای برای تغییردادن اتصالات انشعابِ سیم‌پیچ ترانسفورماتور که برای عملیات در مواقعی که ترانسفورماتور برق‌دار یا زیربار است، مناسب می‌باشد.

**یادآوری**- تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار، گاهی تحت عنوان تعویض‌کننده‌های انشعاب بار (LTC) نامیده می‌شوند.

**۲-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب زیر بار نوع بدون خلا**

**non-vacuum type on-load tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب زیر باری که درون مایع یا گاز قرار گرفته است و وقتی با کنتاکت‌های خود، بار و جریان‌های چرخشی را وصل و قطع می‌کند، قوس‌زنی درون مایع یا گاز اتفاق می‌افتد.

**یادآوری**- این تعریف برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار بدون قوس‌زنی کاربرد ندارد.

**۳-۳**

**تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء**

**vacuum type on-load tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب زیر باری که در آن، وقفه‌اندازهای خلاء (VI)[1] که بار و جریان‌های چرخشی را وصل و قطع می‌کنند درون خلاء قرار دارند ولی خود تعویض‌کننده انشعاب درون محیط دیگری مانند مایع یا گاز قرار گرفته است.

**۴-۳**

**انتخابگر انشعاب**

**tap selector**

وسیله‌ای که برای حمل جریان طراحی شده است ولی قادر به وصل و قطع جریان نمی‌باشد و همراه با یک کلید منحرف‌کننده بار[2] برای انتخاب اتصالات انشعاب، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

**۵-۳**

**کلید منحرف‌کننده بار**

**diverter switch**

وسیله کلیدزنی که همراه با یک انتخابگر انشعاب برای حمل، وصل و قطع جریان‌ها در مدارهایی که از پیش انتخاب شده‌اند، به‌کار می‌رود.

**یادآوری**- کلیدهای منحرف‌کننده بار، گاهی تحت عنوان کلیدهای قوس‌زنی نامیده می‌شوند.

**۶-۳**

**کلید انتخابگر**

**selector switch**

وسیله کلیدزنی که قادر به حمل، وصل و قطع جریان است و وظایف انتخابگر انشعاب و کلید منحرف‌کننده بار را به طور همزمان انجام می‌دهد.

**یادآوری ۱**- کلیدهای انتخابگر، گاهی تحت عنوان کلیدهای انشعاب قوس‌زنی نامیده می‌شوند.

**یادآوری ۲**- در کلیدهای انتخابگر نوع بدون خلاء، انتخاب اتصالات انشعاب (وظیفه انتخابگر انشعاب) و انحراف مسیر جریان (وظیفه کلید منحرف‌کننده بار) توسط کنتاکت‌های مشابه انجام می‌شود.

---

1 - Vacuum interrupters
2 - Diverter switch

**یادآوری ۳-** در کلیدهای انتخابگر نوع خلاء، انتخاب اتصالات انشعاب (وظیفه انتخابگر انشعاب) و انحراف مسیر جریان (وظیفه کلید منحرف‌کننده بار) توسط کنتاکت‌های مختلف انجام می‌شود.

**۷-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع**
**DETC**

**de-energized tap-changer**

وسیله‌ای برای تعویض اتصالات انشعاب سیم‌پیچ ترانسفورماتور که فقط برای عملیات در مواقع بی‌برق‌بودن ترانسفورماتور، مناسب می‌باشد.

**یادآوری ۱-** تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع، گاهی تحت عنوان تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار خاموش[1] نامیده می‌شوند.

**یادآوری ۲-** تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع، گاهی به صورت DTC مخفف می‌شوند.

**۸-۳**

**انتخابگر تغییر (جهت) دور**

**change-over selector**

وسیله‌ای که برای حمل جریان طراحی شده است ولی قادر به وصل و قطع جریان نیست و همراه با انتخابگر انشعاب یا کلید انتخابگر استفاده می‌شود تا امکان استفاده از کنتاکت‌های آن فراهم شود و انشعاب‌های متصل‌شده هنگام حرکت از یک وضعیت انتهایی به وضعیت انتهایی دیگر، بیش از یک مرتبه مورد استفاده قرار می‌گیرند.

**۹-۳**

**انتخابگر تغییر دور درشت**

**coarse change-over selector**

انتخابگر تغییر دوری که سیم‌پیچ انشعاب‌دار را یا به سیم‌پیچ اصلی یا به سیم‌پیچ درشت یا قسمت‌های مرتبط به آن وصل می‌کند.

**۱۰-۳**

**انتخابگر تغییر دور معکوس‌کننده**

**reversing change-over selector**

انتخابگر تغییر دوری که یکی از دو سر سیم‌پیچ انشعاب‌دار را به سیم‌پیچ اصلی وصل می‌کند.

**۱۱-۳**

**امپدانس گذر**

**transition impedance**

مقاومت یا راکتوری که از یک یا چند واحد تشکیل شده است و انشعاب در حال کار را به انشعاب مورد استفاده بعدی پل می‌زند، تا بار از یک انشعاب به انشعاب دیگر منتقل شود بدون اینکه جریان بار قطع شود

1 - Off-circuit tap-changers

یا تغییر قابل‌ملاحظه‌ای در جریان بار صورت گیرد، این مقاومت، به طور همزمان عمل محدودکردن جریان چرخشی را در مدت زمانی که هر دو انشعاب استفاده می‌شود نیز انجام می‌دهد.

**یادآوری**- در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری، امپدانس گذر (راکتور) معمولاً اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده نامیده می‌شود. تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری معمولاً از این وضعیت پل‌شدگی به عنوان یک وضعیت بهره‌برداری (تعویض‌کننده‌های انشعاب راکتوری با انشعاب مرکزی یا نقطه وسط) استفاده می‌کنند و بنابراین، این راکتور برای عملیات پیوسته طراحی می‌شود.

**۱۲-۳**

**اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده**

**preventive auto transformer**

اتوترانسفورماتوری (یا راکتور با انشعاب مرکزی) که در ترانسفورماتورهای تنظیم‌کننده و تعویض‌کننده انشعاب زیر بار، یا تنظیم‌کننده‌های ولتاژ پله‌ای، به‌منظور محدودکردن جریان چرخشی، هنگام کار روی وضعیتی که در آن دو انشعاب مجاور، به‌هم پل شده‌اند یا حین تعویض انشعاب بین وضعیت‌های مجاور، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

**۱۳-۳**

**سیم‌پیچ متعادل‌کننده**

**equalizer winding**

سیم‌پیچِ رویِ مدار مغناطیسی (هسته) مشابه، که به‌عنوان سیم‌پیچ انشعاب‌دار و تحریک یک ترانسفورماتور تنظیم‌کننده نوع راکتوری بوده و تقریبا در هر بخش انشعاب آن نصف دورها قرار گرفته‌اند.

**۱۴-۳**

**مکانیزم محرکه**

**drive mechanism**

وسایلی که توسط آنها، حرکت تعویض‌کننده انشعاب به راه می‌افتد.

**یادآوری**- این مکانیزم می‌تواند شامل وسایل مستقلی برای ذخیره‌سازی انرژی به منظور کنترل عملیات باشد.

**۱۵-۳**

**مجموعه کنتاکت‌ها**

**set of contacts**

یک جفت یا ترکیبی از چندین جفت کنتاکت‌های ثابت و متحرک که عملاً به طور همزمان کار می‌کنند.

**۱۶-۳**

**کنتاکت‌های اصلی کلید منحرف‌کننده بار و کلید انتخابگر** (تعویض‌کننده انشعاب نوع مقاومتی)

**diverter switch and selector switch main contacts** 〈of a resistor type tap-changer〉

مجموعه‌ای از کنتاکت‌های حامل جریان‌عبوری که معمولا کنتاکت کلیدزنی اصلی را کنارگذر کرده و فقط هرگونه جریان را جابه‌جا می‌کنند (اغلب جرقه‌زنی رخ می‌دهد).

**۱۷-۳**

**کنتاکت‌های کلیدزنی اصلی کلید منحرف‌کننده بار و کلید انتخابگر** (تعویض‌کننده انشعاب نوع مقاومتی)
**diverter switch and selector switch main switching contacts** <of a resistor type tapchanger>
مجموعه‌ای از کنتاکت‌ها که جریان را وصل و قطع کرده (اغلب قوس‌زنی رخ می‌دهد) و بین آن‌ها و سیم‌پیچ ترانسفورماتور هیچ امپدانس گذری وجود ندارد.

**یادآوری**- در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء، این سیستم‌های کنتاکت با وقفه‌اندازهای خلاء جایگزین شده است.

**۱۸-۳**

**کنتاکت‌های گذر کلید منحرف‌کننده بار و کلید انتخابگر** (تعویض‌کننده انشعاب نوع مقاومتی)
**diverter switch and selector switch transition contacts,** <of a resistor type tap-changer>
مجموعه‌ای از کنتاکت‌ها که به طور سری با امپدانس گذر قرار گرفته و جریان را وصل و قطع می‌کند (اغلب قوس‌زنی رخ می‌دهد).

**یادآوری**- در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء، این سیستم‌های کنتاکت با وقفه‌اندازهای خلاء جایگزین شده است.

**۱۹-۳**

**کنتاکت‌های انتقال** (تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری)
**transfer contacts** <of a reactor type tap-changer>
مجموعه‌ای از کنتاکت‌ها که جریان را وصل و قطع می‌کند.

**یادآوری**- در جایی که کنتاکت‌های کنارگذر وجود نداشته باشد، کنتاکت انتقال یک کنتاکت حامل جریان پیوسته خواهد بود.

**۲۰-۳**

**کنتاکت‌های کنارگذر** (تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری)
**by-pass contacts** <of a reactor type tap-changer>
مجموعه‌ای از کنتاکت‌های حامل جریان‌عبوری که جریان را بدون ایجاد هیچ قوسی به سمت کنتاکت‌های انتقال جابه‌جا می‌کند (اغلب جرقه‌زنی رخ می‌دهد).

**۲۱-۳**

**وضعیت پل‌شدگی**

**bridging position**
وضعیتی در تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری که در آن، کنتاکت‌های انتقال و انتخابگر روی دو انشعاب مجاور قرار گرفته و ترمینال خروجی از نظر الکتریکی در وسط این دو انشعاب مجاور باشد.

**۲۲-۳**

**وضعیت غیر پل‌شدگی**

**non-bridging position**
وضعیتی در تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری که در آن، کنتاکت‌های انتقال و انتخابگر هردو روی یک انشعاب باشند.

**۲۳-۳**

**جریان چرخشی**

**circulating current**

بخشی از جریان که در تعویض‌کننده انشعاب نوع مقاومتی هنگامی که دو انشعاب در طی یک عملیات تعویض انشعاب به‌طور موقت به هم پل می‌شوند یا در تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری هنگامی که در وضعیت عملکرد پل‌زده می‌شوند، از امپدانس گذر عبور می‌کند.

**یادآوری**- جریان گردشی به علت اختلاف ولتاژ بین انشعاب‌ها به وجود می‌آید.

**۲۴-۳**

**جریان قطع‌شونده**

**switched current**

جریان مورد انتظاری که باید در طی عملیات کلیدزنی، توسط هر مجموعه‌ای از کنتاکت‌های کلیدزنی اصلی یا گذر (تعویض‌کننده انشعاب نوع مقاومتی) یا کنتاکت‌های انتقال (تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری) موجود در کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر، قطع شود.

**۲۵-۳**

**ولتاژ بازیافتی**

**recovery voltage**

ولتاژی با فرکانس شبکه که دو سر هر مجموعه‌ای از کنتاکت‌های کلیدزنی اصلی یا کنتاکت‌های گذر (تعویض‌کننده انشعاب نوع مقاومتی) یا کنتاکت‌های انتقال (تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری) موجود در کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر، پس از این که جریان قطع‌شونده به وسیله این کنتاکت‌ها قطع شد، ظاهر می‌شود.

**۲۶-۳**

**عملیات تعویض انشعاب**

**tap-change operation**

توالی کاملی از رویدادها که از آغاز تا پایان تعویض انشعاب، به منظور تعویض از یک وضعیت انشعاب بهره‌برداری به وضعیت انشعاب مجاور، صورت می‌گیرد.

**۲۷-۳**

**چرخه عملیات**

**cycle of operation**

حرکت تعویض‌کننده انشعاب از یک سر گستره خود به سر دیگر و برگشت آن به وضعیت اولیه است.

**۲۸-۳**

**سطح عایقی اسمی**

**rated insulation level**

مقادیر تحمل ولتاژهای ضربه و اعمال‌شده نسبت به زمین، و در صورت مقتضی بین فازها، و بین قسمت‌هایی که عایق‌بندی آنها ضروری است.

**۲۹-۳**

**جریان عبوری اسمی**

$I_r$

**rated through-current**

جریانی که از طریق تعویض‌کننده انشعاب زیر بار به سمت مدار خارجی جاری می‌شود و دستگاه می‌تواند در حالی که الزامات این استاندارد را برآورده می‌کند آن جریان را در ولتاژ پله اسمی مرتبط، از یک انشعاب به انشعاب دیگر انتقال دهد و به طور دائم عبور آن را تحمل کند.

**۳۰-۳**

**بیشینه جریان عبوری اسمی**

$I_{rm}$

**maximum rated through-current**

بالاترین جریان‌عبوری اسمی که تعویض‌کننده انشعاب برای آن طراحی شده است و تمام آزمون‌های مربوط به جریان، بر اساس آن انجام می‌شود.

**۳۱-۳**

**ولتاژ پله اسمی**

$U_{ir}$

**rated step voltage**

بالاترین ولتاژ مجاز بین ترمینال‌هایی که در نظر است به ازای هر مقدار جریان‌عبوری اسمی، به انشعاب‌های متوالی ترانسفورماتور وصل شوند.

**۳۲-۳**

**ولتاژ پله اسمی مرتبط**

**relevant rated step voltage**

بالاترین ولتاژ پله مجاز مربوط به یک جریان‌عبوری اسمی مشخص است.

**۳۳-۳**

**بیشینه ولتاژ پله اسمی**

$U_{irm}$

**maximum rated step voltage**

بالاترین مقدار ولتاژ پله اسمی که تعویض‌کننده انشعاب برای آن طراحی شده است.

**۳۴-۳**

**فرکانس اسمی**

**rated frequency**

فرکانس جریان متناوبی که تعویض‌کننده انشعاب برای آن طراحی شده است.

**۳۵-۳**

**تعداد وضعیت‌های انشعاب ذاتی**

**number of inherent tap positions**

بیشترین تعداد وضعیت‌های انشعاب به ازای نیم چرخه عملیات که تعویض‌کننده انشعاب مطابق طراحی خود می‌تواند با آن تعداد مورد استفاده قرار گیرد.

**یادآوری**- اصطلاح «وضعیت‌های انشعاب» عموماً به‌صورت ± تعداد مرتبط داده می‌شود، برای مثال ۱۱ ± وضعیت. این وضعیت‌ها اساساً در مورد مکانیزم محرکه موتوری نیز معتبر هستند. هنگام به‌کار بردن اصطلاح «تعداد وضعیت‌های انشعاب» در ارتباط با یک ترانسفورماتور، همیشه تعداد وضعیت‌های انشعاب بهره‌برداری ترانسفورماتور مورد نظر می‌باشد.

**۳۶-۳**

**تعداد وضعیت‌های انشعاب بهره‌برداری**

**number of service tap positions**

تعداد وضعیت‌های انشعاب به ازای نیم چرخه عملیات که تعویض‌کننده انشعاب با آن تعداد در ترانسفورماتور مورد استفاده قرار می‌گیرد.

**یادآوری**- اصطلاح «وضعیت‌های انشعاب» عموماً به‌صورت ± تعداد مرتبط داده می‌شود، برای مثال ۱۱ ± وضعیت. این وضعیت‌ها اساساً در مورد مکانیزم محرکه موتوری نیز معتبر هستند. هنگام به‌کار بردن اصطلاح «تعداد وضعیت‌های انشعاب» در ارتباط با یک ترانسفورماتور، همیشه تعداد وضعیت‌های انشعاب بهره‌برداری ترانسفورماتور مورد نظر می‌باشد.

**۳۷-۳**

**آزمون نوعی**

**type test**

آزمونی که روی یک تعویض‌کننده انشعاب که نماینده سایر تعویض‌کننده‌های انشعاب است انجام می‌شود تا ثابت شود که این تعویض‌کننده‌های انشعاب با الزامات مشخصی که توسط آزمون‌های معمول پوشش داده نشده‌اند، مطابقت دارند: یک تعویض‌کننده انشعاب در صورتی نماینده سایر تعویض‌کننده‌های انشعاب در نظر گرفته می‌شود که بر اساس نقشه‌های فنی یکسان و با استفاده از فنون و مواد یکسان ساخته شده باشد.

**یادآوری ۱**- به طور کلی می‌توان آزمون نوعی را روی یک تعویض‌کننده انشعاب یا اجزای یک تعویض‌کننده انشعاب یا روی خانواده‌ای از تعویض‌کننده‌های انشعاب یا اجزا انجام داد.

**یادآوری ۲**- یک خانواده از تعویض‌کننده‌های انشعاب، عبارت است از تعدادی تعویض‌کننده انشعاب که بر اساس طراحی یکسان هستند و به جز سطوح عایق‌بندی نسبت به زمین و احتمالا بین فازها، تعداد پله‌ها و در خصوص OLTCها مقدار امپدانس گذر، دارای مشخصه‌های یکسان باشند.

**یادآوری ۳**- برای آن دسته از تغییرات طراحی که به وضوح برای یک آزمون نوعی خاص نامربوط هستند، نیازی به تکرار آن آزمون نوعی نیست.

**یادآوری ۴**- برای آن دسته از تغییرات طراحی که منجر به کاهش مقادیر و تنش‌های مربوط به یک آزمون نوعی خاص می‌شوند، در صورت توافق خریدار و سازنده نیازی به انجام آزمون نوعی جدید نیست.

**۳۸-۳**

**آزمون معمول**

**routine test**

آزمونی که روی هر تعویض‌کننده انشعاب انجام می‌شود.

**یادآوری**- به طور کلی می‌توان آزمون معمول را روی یک تعویض‌کننده انشعاب یا اجزای یک تعویض‌کننده انشعاب انجام داد.

**۳۹-۳**

**مکانیزم محرکه موتوری**

**motor-drive mechanism**

مکانیزم محرکه‌ای که شامل یک موتور الکتریکی و مدار کنترل است.

**۴۰-۳**

**کنترل پله به پله** (یک مکانیزم محرکه موتوری)

**step-by-step control** <of a motor-drive mechanism>

وسیله‌ای که پس از پایان تعویض انشعاب، مستقل از توالی عملکرد کلید کنترل، مکانیزم محرکه موتوری را متوقف می‌کند.

**۴۱-۳**

**نشانگر وضعیت انشعاب**

**tap position indicator**

وسیله‌ای که وضعیت انشعاب تعویض‌کننده انشعاب را نشان می‌دهد.

**۴۲-۳**

**نشانگر فعال‌بودن تعویض انشعاب**

**tap-change in progress indicator**

وسیله‌ای که در حال کار بودن مکانیزم محرکه موتوری را نشان می‌دهد.

**۴۳-۳**

**کلیدهای حدی**

**limit switches**

وسایلی که مانع عمل‌کردن تعویض‌کننده انشعاب در خارج از دو وضعیت انتهایی می‌شود ولی عملیات آن را در جهت مخالف ممکن می‌سازد.

**۴۴-۳**

**متوقف‌کننده مکانیکی انتهایی**

**mechanical end stop**

وسیله‌ای که به طور فیزیکی مانع عمل‌کردن تعویض‌کننده انشعاب در خارج از دو وضعیت انتهایی می‌شود ولی عملیان آن را در جهت مخالف ممکن می‌سازد.

**۴۵-۳**

**وسیله کنترل موازی**

**parallel control device**

وسیله کنترلی که در صورت موازی کارکردن چندین ترانسفورماتور دارای انشعاب، باعث حرکت تمام تعویض‌کننده‌های انشعاب به وضعیت مورد نیاز شده و از کار ناهماهنگ مکانیزم‌های محرکه موتوری مرتبط جلوگیری می‌کند.

**یادآوری**- این وسایل در مورد ترانسفورماتورهای تک فازی که تشکیل‌دهنده یک ترانسفورماتور سه‌فاز هستند، هنگامی که هر تعویض‌کننده انشعاب تک‌فاز مجهز به مکانیزم محرکه موتوری مربوط به خود باشد نیز ضروری است.

**۴۶-۳**

**وسیله قطع اضطراری**

**emergency tripping device**

وسیله‌ای که مکانیزم محرکه موتوری را در هر زمان دلخواه متوقف می‌کند، به‌گونه‌ای که قبل از اینکه عملیات تعویض انشعاب بعدی بتواند شروع شود، باید اقدام خاصی صورت گیرد.

**۴۷-۳**

**وسیله مانع‌شونده عملیات در هنگام اضافه‌جریان**

**overcurrent blocking device**

وسیله‌ای که در دوره زمانی که اضافه‌جریان در سیم‌پیچ ترانسفورماتور از مقدار از پیش‌تعیین‌شده فراتر رفته باشد، مانع عملیات مکانیزم محرکه موتوری شده یا وقفه‌ای در آن می‌اندازد.

**یادآوری**- جایی که کلیدهای منحرف‌کننده بار یا انتخابگر توسط سیستم‌های انرژی فنری فعال می‌شوند، در صورت فعال‌شدن رهاسازی فنر، وقفه عملیات مکانیزم محرکه موتوری نمی‌تواند مانع عملیات کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر شود.

**۴۸-۳**

**وسیله شروع مجدد**

**restarting device**

وسیله‌ای که مکانیزم محرکه موتوری را مجدداً پس از وقفه در ولتاژ تغذیه، برای کامل‌کردن عملیات تعویض انشعاب که قبلاً شروع شده بود، به‌کار می‌اندازد.

**۴۹-۳**

**شمارنده عملیات**

**operation counter**

وسیله‌ای که تعداد دفعات تعویض انشعاب انجام‌شده را نشان می‌دهد.

**۵۰-۳**

**عملیات دستی مکانیزم محرکه موتوری**

**manual operation of a motor-drive mechanism**

عملیات تعویض‌کننده انشعاب است که به صورت دستی توسط یک وسیله انجام می‌شود و به طور همزمان از عملکرد موتور الکتریکی جلوگیری می‌کند.

**۵۱-۳**

**اتاقک محرکه موتوری**

**motor-drive cubicle**

اتاقکی که مکانیزم محرکه موتوری در آن قرار دارد.

**۵۲-۳**

**وسیله حفاظت در برابر حرکت عبوری**

**protective device against running-through**

وسیله‌ای که در صورت خرابی مدار کنترل پله به پله که منجر به حرکت عبوری مکانیزم محرکه موتوری از چندین وضعیت انشعاب شود، مکانیزم محرکه موتوری را متوقف می‌کند.

**۵۳-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب طبقه I**

**class I tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب که فقط برای استفاده در نقطه خنثی سیم‌پیچ‌ها مناسب است.

**۵۴-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب طبقه II**

**class II tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب که برای استفاده در هر وضعیت سیم‌پیچ مناسب است.

**۵۵-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب درون مخزن**

**in-tank tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب که درون مخزن اصلی ترانسفورماتور نصب شده و در مایع عایقی ترانسفورماتور غوطه‌ور می‌شود.

**یادآوری**- برای جزئیات بیشتر به استاندارد IEC 60214-2 مراجعه شود.

**۵۶-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب محفظه‌ای**

**compartment type tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب که همراه با محفظه خود، خارج از مخزن اصلی ترانسفورماتور نصب شده و در مایع عایقی خود غوطه‌ور است.

**یادآوری**- برای جزئیات بیشتر به استاندارد IEC 60214-2 مراجعه شود.

**۵۷-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب غوطه‌ور در گاز**

**gas immersed tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب که درون مخزن اصلی ترانسفورماتور نوع پرشده با گاز یا درون محفظه‌ای که خارج این مخزن اصلی قرار دارد، نصب شده و درون گاز عایق غوطه‌ور است.

**یادآوری**- گاز عایق معمولا $SF_6$ است.

**۵۸-۳**

**تعویض‌کننده انشعاب عایق‌شده با هوا**

**air insulated tap-changer**

تعویض‌کننده انشعاب که محیط عایقی آن، هوا با فشار جو است.

**یادآوری**- این نوع تعویض‌کننده انشعاب معمولا برای ترانسفورماتورهای نوع خشک نصب می‌شوند و نیازی به محفظه ندارند.

**۵۹-۳**

**تعمیرات**

**maintenance**

اقدامی که روی تعویض‌کننده انشعاب انجام می‌شود و نیازمند این است که ترانسفورماتور از بهره‌برداری خارج شود.

**یادآوری ۱**- بازرسی، اقدامی است که روی تعویض‌کننده انشعاب انجام می‌شود و نیازی خارج‌شدن ترانسفورماتور از بهره‌برداری ندارد.

**یادآوری ۲**- تعویض قطعات، به نتایج حاصل از تعمیرات بستگی دارد.

**۶۰-۳**

**بالاترین ولتاژ تجهیزات**

$U_m$

**highest voltage for equipment**

بالاترین ولتاژ مؤثر فاز به فاز در سیستم سه‌فاز که تعویض‌کننده انشعاب با توجه به عایق‌بندی خود، برای آن طراحی شده است.

## ۴ شرایط بهره‌برداری

### ۴-۱ دمای محیط تعویض‌کننده انشعاب

جز در مواردی که شرایط سختگیرانه‌تر از طرف خریدار درنظر گرفته شده باشد، تعویض‌کننده‌های انشعاب غوطه‌ور در مایع باید مناسب عملیات در گستره‌های دمایی ارائه‌شده در جدول ۱ باشند.

**جدول ۱- دمای محیط تعویض‌کننده انشعاب**

| تعویض‌کننده انشعاب | دما | |
|---|---|---|
| | کمینه | بیشینه |
| تعویض‌کننده انشعاب نوع محفظه‌ای | -۲۵ °C | ۴۰ °C |
| تعویض‌کننده انشعاب درون مخزن | -۲۵ °C | ۱۰۵ °C |

یادآوری ۱- برای تعاریف تعویض‌کننده انشعاب به زیربندهای ۳-۵۵ و ۳-۵۶ مراجعه شود.

یادآوری ۲- مقدار ۱۰۵ °C ذکر شده در جدول بر اساس بیشینه دمای سطح بالایی روغن برای بارگذاری چرخه‌ای عادی تعیین‌شده در استاندارد IEC 60076-6 می‌باشد.

یادآوری ۳- بیشینه و کمینه دماهای مایع تنظیم‌کننده‌های ولتاژ پله که در استاندارد ملی ایران-آی‌ای‌سی شماره ۲۱-۶۰۰۷۶ تعیین شده‌اند از اولویت برخوردارند.

### ۴-۲ دمای محیط مکانیزم محرکه موتوری

جز در مواردی که شرایط سختگیرانه‌تر از طرف خریدار درنظر گرفته شده باشد، مکانیزم‌های محرکه موتوری باید مناسب عملیات در هر دمای محیطی بین ۲۵ °C- و ۴۰ °C باشد.

در مورد شرایط سختگیرانه‌تر محیط‌های تعویض‌کننده انشعاب و مکانیزم محرکه موتوری، به استاندارد IEC 60214-2 مراجعه شود.

### ۴-۳ شرایط اضافه‌بار

تعویض‌کننده‌های انشعاب که مطابق این استاندارد هستند و طبق استاندارد IEC 60214-2 انتخاب و نصب می‌شوند، نباید بارگذاری اضطراری ترانسفورماتور طبق استاندارد ملی ایران-آی‌ای‌سی شماره ۷-۶۰۰۷۶ که منجر به دماهایی به بزرگی ۱۱۵ °C در سطح بالایی روغن می‌شود را محدود کنند.

به یادآوری ۳ جدول ۱ که در آن حد بیشینه دمای مایع تنظیم‌کننده‌های ولتاژ پله، مربوط به ٪ ۲۰۰ اضافه‌بار در مدت نیم ساعت است، مراجعه شود.

## ۵ الزامات تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار

### ۵-۱ الزامات کلی

#### ۵-۱-۱ مقادیر اسمی

##### ۵-۱-۱-۱ مشخصه‌های اسمی

مشخصه‌های اسمی تعویض‌کننده انشعاب زیر بار عبارت است از:

- جریان‌عبوری اسمی؛
- بیشینه جریان‌عبوری اسمی؛
- ولتاژ پله اسمی؛
- بیشینه ولتاژ پله اسمی؛
- فرکانس اسمی؛
- سطح عایقی اسمی.

##### ۵-۱-۱-۲ ارتباط بین جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی

بسته به بیشینه جریان‌عبوری اسمی تعویض‌کننده انشعاب زیربار، ترکیب‌های مختلفی از مقادیر جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی متناظر وجود دارد. اگر مقدار ولتاژ پله اسمی به مقدار جریان‌عبوری اسمی مشخصی ارجاع داده شود، به آن، «ولتاژ پله اسمی مرتبط» می‌گویند.

### ۵-۱-۲ محفظه‌های کلیدهای منحرف‌کننده بار و انتخابگر

محفظه‌های پرشده از مایع کلیدهای منحرف‌کننده بار و انتخابگر باید در برابر مایع، درزبندی شده باشند. محفظه‌های پرشده از گاز کلیدهای منحرف‌کننده بار و انتخابگر باید در برابر گاز، درزبندی شده باشند. درصورت مقتضی، مقادیر استقامت در برابر فشار و خلاء باید توسط سازنده تعیین شود.

اگر روغن مایع عایقی باید توسط آنالیز گازهای آزاد و محلول (DGA)[1] تحت نظارت قرار گیرد، توصیه می‌شود محفظه پرشده از روغن کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر، به یک مخزن انبساط مایع که دارای یک مانع درزگیری مایع و گاز است، مجهز شود. این موضوع در خصوص OLTCهای نوع خلاء بهتر است بین سازنده و خریدار ترانسفورماتور مورد بحث واقع شود.

### ۵-۱-۳ سنجه‌های سطح مایع و وسایل پایش گاز

محفظه‌های مایع کلیدهای منحرف‌کننده بار یا انتخابگر که دارای فضای انبساط یکپارچه یا مخزن انبساط مجزا برای این محفظه‌ها هستند، در صورت نصب‌شدن باید مجهز به سنجه‌های سطح مایع باشند.

محفظه‌های گاز کلیدهای منحرف‌کننده بار یا انتخابگر باید مجهز به وسایل پایش گاز باشند.

### ۵-۱-۴ الزامات ایمنی برای حفاظت در برابر خرابی داخلی

#### ۵-۱-۴-۱ کلیات

برای کاهش پیامدهای ناشی از خرابی داخلی درون محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر، یک وسیله حفاظتی باید نصب شود. این وسیله حفاظتی باید دارای کارکرد آشکارسازی قوس خرابی یا آشکارسازی حالت خرابی که در نهایت منجر به قوس خرابی می‌شود، باشد.

پیشنهاد استفاده از وسیله حفاظتی برای OLTC انتخاب‌شده، به سازنده بستگی دارد. دست‌کم یک وسیله حفاظتی باید نصب شود.

رایج‌ترین نوع وسایل حفاظتی برای OLTC غوطه‌ور در مایع، در زیر ارائه شده است.

محفظه‌های انتخابگر انشعاب در تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع محفظه‌ای معمولا به رله بوخهلتز ترانسفورماتور اصلی لوله‌کشی می‌شوند. نصب یک رله بوخهلتز مجزا بین محفظه انتخابگر انشعاب و مخزن انبساط نیز باید مد نظر قرار گیرد.

**یادآوری**- در مورد انواعی از تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار که ایجاد قوس نمی‌کنند و درون محفظه‌های آب‌بندی‌شده نصب می‌شوند، از وسایل حفاظتی دیگر نیز می‌توان استفاده کرد.

1 - Dissolved and free gases analysis

### ۵-۱-۴-۲ رله کنترل جریان مایع

رله کنترل جریان مایع که درون لوله بین مخزن انبساط مایع و بالای کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر نصب می‌شود، باید در برابر مقدار ازپیش‌تعریف‌شده جریان مایع، فعال شده و منجر به قطع ترانسفورماتور شود.

### ۵-۱-۴-۳ رله اضافه‌فشار

رله اضافه‌فشار باید هنگامی که فشار داخل محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر از مقدار از پیش تعیین‌شده فراتر رود، فعال شده و منجر به قطع ترانسفورماتور شود.

### ۵-۱-۴-۴ وسیله رهاسازی فشار

وسیله رهاسازی فشار باید هنگامی که فشار از مقدار ازپیش‌تعیین‌شده فراتر رفت، باز شده و باز شدن آن، محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر را حفاظت کند.

اگر وسیله رهاسازی فشار، تنها وسیله حفاظتی باشد، این وسیله باید همچنین مجهز به کنتاکت‌هایی باشد که منجر به قطع ترانسفورماتور شود.

در صورت نصب وسیله رهاسازی فشار، می‌توان از نوع دیافراگم خودآب‌بند[1] استفاده کرد. نصب یک خروجی نظیر مجرا یا کانال از وسیله رهاسازی فشار برای حفاظت افراد در برابر مایع جابجاشده باید در نظر گرفته شود. استفاده از این وسایل باید با توافق بین سازنده و خریدار باشد.

### ۵-۱-۵ وسایل محدودکننده برای حفاظت در برابر اضافه‌ولتاژهای گذرا

در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار که دارای وسایل محدودکننده اضافه‌ولتاژهای گذرا هستند، سازنده تعویض‌کننده انشعاب زیر بار باید جزئیات کامل مشخصه‌های حفاظتی را همراه با هر محدودیتی که ممکن است در حین آزمون‌ها روی ترانسفورماتور تکمیل شده منظور شود، ارائه نماید.

در صورت استفاده از شکاف‌جرقه[2]، باید برای اطمینان از این که جرقه پس از عبور به طور خود به خود خاموش می‌شود، دقت کافی صورت گیرد.

### ۵-۱-۶ ولتاژهای بازیافتی انتخابگر تغییر دور

انتخابگرهای تغییر دور معکوس‌کننده یا درشت، هنگام عملیات، بطور موقت سیم‌پیچ انشعاب را قطع می‌کنند. این کار باعث ایجاد ولتاژهای بازیافتی بالا در دو سر کنتاکت‌های انتخابگر تغییر دور در طی جداشدن کنتاکت، به علت کوپلینگ خازنی بین سیم‌پیچ انشعاب و سیم‌پیچ(های) مجاور می‌شود. سازنده تعویض‌کننده انشعاب زیر بار باید هر یک از عوامل محدودکننده کلیدزنی برای انتخابگرهای تغییر دور تعویض‌کننده انشعاب زیربار را اعلام کند.

---

1 - Self-sealing diaphragm type
2 - Spark gap

**یادآوری**- برای جزئیات بیشتر در مورد توصیه‌های مربوط به انتخاب، وسایل و مدارهای کنترل و انجام آزمون ترانسفورماتور به استاندارد IEC 60214-2 مراجعه شود.

### ۵-۱-۷ اندوکتانس پراکندگی چیدمان‌های تنظیم ریز درشت

در تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی، هنگام تعویض از انتهای سیم‌پیچ انشعاب به انتهای سیم‌پیچ درشت یا برعکس، یک اندوکتانس پراکندگی بزرگ می‌تواند توسط این دو سیم‌پیچ سری ایجاد شود. این اندوکتانس می‌تواند باعث جابجایی فاز بین جریان قطع‌شونده و ولتاژ بازیافتی کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر شود. این عمل ممکن است منجر به توسعه قوس کلید شود.

سازنده تعویض‌کننده انشعاب زیربار باید هرگونه محدودیت کلیدزنی را اعلام کند.

**یادآوری**- برای جزئیات بیشتر در مورد انتخاب و پیکربندی‌های سیم‌پیچ مربوط به اندوکتانس پراکندگی به استاندارد IEC 60214-2 مراجعه شود.

## ۵-۲ آزمون‌های نوعی

### ۵-۲-۱ کلیات

آزمون‌های نوعی زیر باید پس از توسعه نهایی، روی نمونه‌هایی از تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار مرتبط یا روی اجزای معادل آنها انجام شود، به شرطی می‌توان آزمون را روی اجزای معادل انجام داد که سازنده بتواند ثابت کند که انجام آزمون فقط روی اجزا، به جای تعویض‌کننده انشعاب کامل، بر نتایج و شرایط آزمون تأثیر نمی‌گذارد:

**یادآوری**- هیچ تفاوتی بین انجام آزمون با منبع تغذیه ۵۰ Hz و ۶۰ Hz وجود ندارد. آزمون‌ها را می‌توان با هر یک از این دو فرکانس انجام داد.

- افزایش دمای کنتاکت‌ها (۵-۲-۲)؛
- آزمون‌های کلیدزنی (۵-۲-۳)؛
- آزمون جریان اتصال‌کوتاه (۵-۲-۴)؛
- آزمون امپدانس گذر (۵-۲-۵)؛
- آزمون‌های مکانیکی (۵-۲-۶)؛
- آزمون درزبندی (۵-۲-۷)؛
- آزمون‌های دی‌الکتریکی (۵-۲-۸).

### ۵-۲-۲ افزایش دمای کنتاکت‌ها

این آزمون‌ها باید انجام شوند تا این موضوع که افزایش دمای هر نوع کنتاکت که هنگام بهره‌برداری به‌طور دائم حامل جریان‌عبوری است، نسبت به محیط اطراف آن، هنگامی که کنتاکت‌ها حامل ۱٫۲ برابر بیشینه

جریان‌عبوری اسمی هستند و به دمای پایدار رسیده‌اند از مقادیر جدول ۲ بیشتر نمی‌شود، مورد تایید واقع شود. بهتر است کنتاکت‌هایی مورد آزمون واقع شوند که هنگام بهره‌برداری به طور دائم حامل جریان هستند و در مدت عمر بهره‌برداری یا تعمیرات در لحظاتی باز، بسته یا حرکت داده می‌شوند، به جز اتصالاتی که پیچ و مهره شده‌اند.

**یادآوری ۱**- اگر یک کنتاکت حامل جریان، دست‌کم ٪ ۹۰ جریان‌عبوری را حمل کند، نیازی به اندازه‌گیری افزایش دمای کنتاکت‌های کنارگذرشده نیست.

**یادآوری ۲**- کنتاکت‌هایی که در خلاء کار می‌کنند نیازی به اندازه‌گیری ندارند.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری فاقد سیم‌پیچ تعدیل‌کننده، بالاترین افزایش دما زمانی تجربه می‌شود که در وضعیت پل‌شدگی و تحت تاثیر بالاترین ولتاژ انشعاب باشد.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری دارای سیم‌پیچ تعدیل‌کننده، بالاترین افزایش در هر دو وضعیت پل‌شدگی و پل‌نشدگی تجربه می‌شود. اتوترانسفورماتور (راکتور) پیشگیری‌کننده در همه وضعیت‌های انشعاب (پل‌شدگی و پل‌نشدگی) برق‌دار می‌شود. بالاترین افزایش دما در وضعیتی از پل‌شدگی و پل‌نشدگی تجربه می‌شود که بالاترین ولتاژ انشعاب کلی روی راکتور افت کرده باشد.

جریان در این وضعیت‌ها، توسط جریان‌عبوری و نیز جریان چرخشی و ضریب توان جریان‌عبوری تعیین می‌شود. آزمون نوعی باید در وضعیتی انجام شود که بالاترین جریان کلی از تعویض‌کننده انشعاب عبور می‌کند. این جریان‌ها بر اساس موارد زیر محاسبه می‌شوند:

- جریان‌عبوری معادل با ۱٫۲ بیشینه جریان‌عبوری اسمی؛
- جریان چرخشی معادل با ٪ ۵۰ بیشینه جریان‌عبوری اسمی (یا اگر به صورت دیگری توسط سازنده تعیین و در گزارش آزمون نوعی ذکر شده باشد)؛
- ضریب توان ٪ ۸۰.

برای سختگیرانه‌ترین شرایط تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی و راکتوری به ترتیب به پیوست الف و پیوست ب که در آن اصلی‌ترین چیدمان‌های کنتاکت نشان داده شده است، مراجعه شود.

برآورده‌شدن این شرایط، ظرفیت اضافه‌بار اشاره‌شده در زیربند ۴-۳ را اثبات می‌کند.

**جدول ۲- حدود افزایش دمای کنتاکت تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار**

| جنس کنتاکت | در هوا<br>K | در $SF_6$<br>K | در مایع<br>K |
|---|---|---|---|
| مس ساده | ۳۵ | ۴۰ | ۲۰ |
| مس/آلیاژهای مس با روکش نقره | ۶۵ | ۴۰ | ۲۰ |
| سایر مواد | طبق توافق | طبق توافق | ۲۰ |
| در $SF_6$، بیشینه دمای مجاز کنتاکت تحت شرایط اضافه‌بار، ۱۵۰ °C است. وقتی دمای $SF_6$ توسط روش خاصی کنترل شود، تویدکننده باید با درنظر گرفتن دمای کاهش‌یافته $SF_6$ اطراف OLTC، افزایش دمای مجاز کنتاکت را تعیین کند. آزمون‌های بعدی که توسط سازنده و با استفاده از روش فوق انجام می‌شود باید تایید کند که حداکثر جریان مجاز از ۱۵۰ °C فراتر نخواهد رفت. | | | |

اگر محیط اطراف، مایع باشد، انجام آزمون باید در مایعی شروع شود که بیشینه دمای آن $^{o}C$ ۴۰ و کمینه دمای آن $^{o}C$ ۱۰ باشد.

دمای محیط اطراف باید در فاصله دست‌کم mm ۲۵ زیر کنتاکت‌ها اندازه‌گیری شود.

دما باید به وسیله ترموکوپل یا هر وسیله مناسب دیگر که تا حد امکان نزدیک به نقطه تماس نصب شده باشد و دمای واقعی کنتاکت را منعکس کند، اندازه‌گیری شود. توصیه می‌شود وسیله اندازه‌گیری، درون کنتاکت نصب شود یا روی کنتاکت لحیم‌کاری یا جوشکاری شود تا دمای خالص کنتاکت را اندازه بگیرد و دمای اندازه‌گیری‌شده، دمای واسط بین کنتاکت و محیط خنک‌کنندگی نباشد.

شرایط دما، هنگامی پایدار درنظر گرفته می‌شود که اختلاف دمای بین کنتاکت و محیط اطراف آن در طی یک ساعت بیش از K ۱ تغییر نکند.

سطح‌مقطع و عایق هادی حامل جریان به داخل تعویض‌کننده انشعاب زیربار یا اجزای تحت آزمون باید ذکر شود.

### ۵-۲-۳ آزمون‌های کلیدزنی

#### ۵-۲-۳-۱ کلیات

آزمون‌های کلیدزنی که شامل آزمون‌های وظیفه بهره‌برداری[1] و آزمون‌های قدرت قطع[2] می‌باشد، باید سختگیرانه‌ترین شرایطی که برای تعویض‌کننده انشعاب زیربار طرح شده است را شبیه‌سازی کنند. سختگیرانه‌ترین شرایط تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی و راکتوری و همچنین تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء و بدون خلاء به ترتیب در پیوست‌های الف و ب که در آن اصلی‌ترین چیدمان‌های کنتاکت نشان داده شده است، آمده است.

در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع خلاء، آزمون قدرت قطع باید بعد از پایان آزمون وظیفه بهره‌برداری، روی همان نمونه آزمون انجام شود.

آزمون‌های کلیدزنی را می‌توان به کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر محدود کرد، مشروط بر آن که اطمینان حاصل شود که شرایط عملکرد کنتاکت تحت تأثیر این محدودیت‌ها قرار نخواهد گرفت.

چنانچه کلید منحرف‌کننده بار یا انتخابگر دارای چندین مجموعه کنتاکت باشد که در توالی معینی عمل می‌کنند، انجام آزمون هر یک از مجموعه‌ها به‌طور مجزا از سایر مجموعه‌ها مجاز نمی‌باشد، مگر در مواردی که ثابت شود شرایط عملکرد هر یک از مجموعه‌های کنتاکت تحت تأثیر عملکرد سایر مجموعه‌های کنتاکت قرار نخواهد گرفت.

1 - Service duty test
2 - Breaking capacity test

اگر از مقاومت‌ها به عنوان امپدانس‌های گذر استفاده شود، این مقاومت‌ها را می‌توان چنانچه ساختار تعویض‌کننده انشعاب زیر بار یا مدار آزمون ایجاب کند، خارج از دستگاه قرار داده و ظرفیت حرارتی آن‌ها را بیش از ظرفیت حرارتی مقاومت‌هایی که در هنگام بهره‌برداری از آن‌ها استفاده می‌شود انتخاب کرد، مگر غیر از این مشخص شده باشد.

مقدار و نوع امپدانس گذر باید مشخص شود.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب غوطه‌ور در مایع، مایع کنتاکت‌ها و ترانسفورماتور نباید در حین آزمون‌ها تعویض شود.

در مورد کلیدهای سه‌فاز، معمولاً انجام آزمون روی کنتاکت‌های یک فاز کافی است.

اگر یک تعویض‌کننده انشعاب زیر بار خاص، دارای بیش از یک ترکیب جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی باشد، دست‌کم باید دو آزمون قدرت قطع، یکی در بیشینه جریان‌عبوری اسمی $I_{rm}$ و ولتاژ پله اسمی مربوط به آن $U_{ir}$ و دیگری در بیشینه ولتاژ پله اسمی $U_{im}$ و جریان‌عبوری اسمی مربوط به آن $I_r$ انجام شود.

منحنی کلیدزنی را می‌توان با استفاده از نتایج دو آزمون بالا و مقدار ولتاژ در جریان‌میانی که از فرمول زیر به‌دست می‌آید، رسم کرد.

$$\frac{I_{rm} + I_r}{2}(U_x) = \sqrt{U_{ir} I_{rm} \times U_{im} I_r}$$

چیدمان آزمون باید به گونه‌ای باشد که جریان قطع‌شونده، ولتاژ بازیابی یا حاصلضرب این دو مقدار در هر حالتی در جریان‌عبوری و ولتاژ پله اسمی مرتبط، کمتر از ٪ ۹۵ مقادیر محاسبه‌شده مربوط به چرخه کیدزنی (به جدول‌های الف-۱ و الف-۳ و جدول‌های ب-۱، ب-۲، ب-۳ و ب-۴ مراجعه شود) نشود، مگر غیر از این مشخص شده باشد.

### ۵-۲-۳-۲ آزمون وظیفه بهره‌برداری

#### ۵-۲-۳-۲-۱ کلیات

این آزمون باید مطابق یکی از آزمون‌های ارئه‌شده در زیربندهای ۵-۲-۳-۲-۲ تا ۵-۲-۳-۲-۶ و روش مناسب مشخص‌شده توسط سازنده انجام شود. پس از انجام آزمون‌ها، باید بازرسی‌های فرسایش کنتاکت صورت‌گرفته و نتایج بازرسی‌ها نباید هیچگونه تردیدی در خصوص مناسب‌بودن تعویض‌کننده انشعاب زیربار برای بهره‌برداری باقی بگذارد. تعداد عملیات‌های تعویض انشعاب N که باید انجام شود بستگی به نوع تعویض‌کننده انشعاب دارد. در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع خلاء، N باید معادل ۱٫۲ برابر تعداد عملیات‌های تعویض انشعاب بین تعمیرات طبق دفترچه راهنمای سازنده باشد ولی نباید کمتر از ۵۰۰۰۰ عملیات باشد. این تعداد عملیات باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب مشخص شود.

**یادآوری**- نتایج این آزمون می‌تواند از طرف سازنده برای این منظور مورد استفاده قرار گیرد که نشان دهد کنتاکت‌های وصل و قطع جریان می‌توانند بدون اینکه تعویض آنها لازم باشد، تعداد عملیات تعویض انشعاب اعلام‌شده توسط سازنده را در بیشینه جریان‌عبوری اسمی و در ولتاژ پله اسمی مرتبط، انجام دهند.

در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع بدون خلاء، این آزمون می‌تواند با آزمون درزبندی ترکیب شود، به زیربند ۵-۲-۷-۲ مراجعه شود.

### ۵-۲-۳-۲-۲ آزمون وظیفه بهره‌برداری در ولتاژ پله اسمی

کنتاکت‌های کلیدهای منحرف‌کننده بار و انتخابگر باید در حال حمل جریانی که از بیشینه جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط کمتر نیست، در معرض تعداد عملیاتی که متناظر با N عملیات تعویض انشعاب در بهره برداری عادی است، قرار گیرند.

مقایسه نوسان‌نگاره‌هایی که در حین آزمون و در فواصل زمانی منظم گرفته می‌شود باید نشان‌دهد که تغییرات محسوسی در مشخصه‌های تعویض‌کننده انشعاب زیربار به‌گونه‌ای که عملکرد دستگاه را به خطر بیندازد، ایجاد نخواهد شد. ۲۰ نوسان‌نگاره باید در شروع آزمون و ۲۰ نوسان‌نگاره پس از هر ربع تعداد N (یعنی N/4) عملیات متوالی، طوری که تعداد کل آنها ۱۰۰ نوسان‌نگاره باشد، گرفته شود.

**یادآوری**- به طورکلی، مقایسه مجموعه نوسان‌نگاره‌هایی که هنگام شروع و پایان آزمون گرفته می‌شوند، کافی خواهد بود.

### ۵-۲-۳-۲-۳ آزمون وظیفه بهره‌برداری در ولتاژ پله کاهش‌یافته (تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع بدون خلاء)

آزمون در ولتاژ پله کاهش‌یافته را می‌توان تحت شرایط زیر انجام داد:

الف- ۱۰۰ عملیات در بیشینه جریان‌عبوری اسمی و در ولتاژ پله اسمی مرتبط باید با کنتاکت‌های جدید درون مایع ترانسفورماتور تمیز انجام شود. هر عملیات باید به وسیله نوسان‌نگار ثبت شود؛

ب- اگر از نوسان‌نگاره‌های گرفته‌شده در ردیف الف، مشخص شود که مدت زمان قوس‌زنی از $1{,}2/2f$ s (که $f$ فرکانس اسمی برحسب هرتز است) بیشتر نمی‌شود، در این صورت تعداد عملیات آزمون وظیفه بهره‌برداری، مطابق ردیف ت باید برابر N باشد؛

پ- اگر از نوسان‌نگاره‌های گرفته‌شده در ردیف الف، مشخص شود که مدت‌زمان‌های قوس‌زنی فراتر از $1{,}2/2f$ s رخ داده است، در این صورت تعداد عملیات آزمون وظیفه بهره‌برداری، مطابق ردیف ت باید به (2S/100) x N افزایش یابد که در آن $S$ تعداد کل نیم‌سیکل‌های جریان قوس‌زنی در ۱۰۰ عملیات ردیف الف فوق است که بیش از $1{,}2/2f$ s می‌باشد؛

ت- آزمون وظیفه بهره‌برداری با N عملیات که درصورت کاربرد، تا تعداد عملیات حاصل از ردیف پ افزایش می‌یابد، باید با جریانی که از بیشینه جریان‌عبوری اسمی کمتر نباشد و در ولتاژ پله کاهش‌یافته انجام شود. این ولتاژ باید در حدی باشد که جریان قطع‌شونده، کمتر از جریانی نباشد که

در حین عملیات در ولتاژ پله اسمی مرتبط ایجاد می‌شود. به‌علاوه، برش جریان[1] نباید به طور قابل‌توجهی منجر به فرسایش کنتاکت شود. به منظور دستیابی به شرایط آزمون مشخص شده، مقدار امپدانس گذر باید به نحو مناسبی اصلاح شود؛

ث- بدون تغییر کنتاکت‌ها یا مایع، ۱۰۰ عملیات باید در بیشینه جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط انجام شود، هر عملیات توسط نوسان‌نگار ثبت شود. مقایسه این نوسان‌نگاره‌ها با نوسان‌نگاره‌های گرفته‌شده در ردیف الف نشان خواهد داد که آیا تغییر قابل‌توجهی در مشخصه‌های تعویض‌کننده انشعاب زیربار که ممکن است عملکرد دستگاه را به خطر بیاندازد، به وجود آمده است یا خیر.

ترتیب آزمون تعیین‌شده در فوق، از این جهت اتخاذ گردیده است که عملاً همان فرسایش کنتاکتی را که در طی N عملیات در بیشینه جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط صورت می‌گیرد، ایجاد کند.

### ۵-۲-۳-۲-۴ آزمون وظیفه بهره‌برداری در ولتاژ پله کاهش‌یافته (تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع خلاء)

آزمون در ولتاژ پله کاهش‌یافته را می‌توان تحت شرایط زیر انجام داد:

الف- ۱۰۰۰ عملیات در بیشینه جریان‌عبوری اسمی و در ولتاژ پله اسمی مرتبط باید با کنتاکت‌های جدید درون مایع ترانسفورماتور تمیز انجام شود. هر عملیات باید به وسیله نوسان‌نگار ثبت شود، مدت‌زمان‌های قوس‌زنی بیش از $1{,}2/2f$ s نباید رخ دهد؛

ب- آزمون وظیفه بهره‌برداری با N عملیات، باید با جریانی که کمتر از بیشینه جریان‌عبوری اسمی نباشد و در ولتاژ پله اسمی انجام شود. این ولتاژ باید در حدی باشد که جریان قطع‌شونده و مدت‌زمان قوس‌زنی، کمتر از آنهایی نباشد که حین عملیات رخ می‌دهد. به منظور دستیابی به شرایط آزمون مشخص شده، مقدار امپدانس گذر باید به نحو مناسبی اصلاح شود؛

پ- بدون تغییر کنتاکت‌ها یا مایع، ۱۰۰۰ عملیات باید در بیشینه جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط انجام شود، هر عملیات توسط نوسان‌نگار ثبت شود. مدت‌زمان‌های قوس‌زنی بیش از $1{,}2/2f$ s نباید رخ دهد. مقایسه این نوسان‌نگاره‌ها با نوسان‌نگاره‌های گرفته‌شده در ردیف الف نشان خواهد داد که آیا تغییر قابل‌توجهی در مشخصه‌های تعویض‌کننده انشعاب زیر بار که ممکن است عملکرد دستگاه را به خطر بیاندازد، به وجود آمده است یا خیر.

ترتیب آزمون تعیین‌شده در فوق، از این جهت اتخاذ گردیده است که عملاً همان فرسایش کنتاکتی را که در طی N عملیات در بیشینه جریان‌عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط صورت می‌گیرد، ایجاد کند.

1 - Current chopping

### ۵-۲-۳-۲-۵ آزمون وظیفه بهره‌برداری در مدار آزمون ساختگی (تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع خلاء)

#### ۵-۲-۳-۲-۵-۱ کلیات

آزمون وظیفه بهره‌برداری را می‌توان در صورت برآورده‌شدن الزامات زیر، در مدار آزمون ساختگی انجام داد:

- بارهای الکتریکی تلف‌شده در قوس‌ها باید دست‌کم مشابه بارهای حاصل از مدار آزمون AC باشد؛
- جریان‌عبوری قوس‌های قطع باید طوری تنظیم شوند که اساسا سینوسی باشند و بار اکتریکی باید دست‌کم متناظر با نیم‌موج سینوسی باشد و توصیه می‌شود مقدار اوج، دست‌کم ٪ ۹۵ مقدار اوج نیم‌موج سینوسی متناظر باشد؛
- قطبیت جریان قطع در قوس‌ها باید به طور منظم تغییر کند و تقریبا با همان مقدار عملیات با هر قطبیت به پایان برسد؛
- مدت‌زمان‌های قوس‌زنی در هنگام قطع باید اساسا به همان روش مدار آزمون AC تغییر کند؛
- تعداد صحیح آماری عملیات‌ها باید در گستره صحیحِ معادل با $\sqrt{2}$ برابر مقدار موثر AC متناظر، شروع شود؛
- بارهای الکتریکی تلف‌شده و نوسان‌نگاره‌هایی که نشان‌دهنده شکل‌های جریان و توزیع‌های مدت قوس‌زنی هستند باید در گزارش نهایی ارائه شوند؛
- آزمون می‌تواند با یا بدون ولتاژ بازیافتی انجام شود، به پاراگراف‌های زیر مراجعه شود؛
- در خصوص کنتاکت‌هایی که قبل از بسته‌شدن، ولتاژ در دو سر کنتاکت‌ها افت می‌کند، برای ایجاد شرایط صحیح بسته‌شدن باید ولتاژ وصل‌کردن، در زمان مناسب قبل از بسته‌شدن کنتاکت‌ها در دو سر کنتاکت‌ها اعمال شود؛
- در زمان شروع پیش‌قوس، جریان حاصل باید هم از نظر مقدار و هم از نظر مشتق، متناظر با جریان بهره‌برداری واقعی باشد؛
- قطبیت جریان وصل باید به طور منظم تغییر کند و تقریبا با همان مقدار عملیات با هر قطبیت به پایان برسد؛
- ولتاژ وصل‌کردن باید اساسا به همان روش مدار آزمون AC تغییر کند؛
- نوسان‌نگاره‌ها و داده‌هایی که نشان‌دهنده شرایط وصل‌کردن هستند باید در گزارش نهایی ارائه شوند؛
- اگر در یک توالی، بیش از یک مجموعه کنتاکت عمل کند، این کنتاکت‌ها را می‌توان در این مدار یکی پس از دیگری به طور مجزا آزمون کرد. با این وجود، تمام مجموعه کنتاکت‌ها باید برای دستیابی به ویژگی‌های مکانیکی صحیح (مانند سرعت، جهش و غیره)، به کار انداخته شوند.

**۵-۲-۳-۲-۵-۲ مدار آزمون ساختگی بدون ولتاژ بازیافتی**

بعد از انجام N × ۱٫۲ عملیات و قبل از آزمون قدرت قطع، باید ۱۰۰۰ عملیات در ولتاژ پله کامل در مدار آزمون AC مطابق زیربند ۵-۲-۳-۲-۴ انجام شود. مدت‌زمان‌های قوس‌زنی بیش از $1,2/2f$ s مجاز نمی‌باشد.

**۵-۲-۳-۲-۵-۳ مدار آزمون ساختگی با ولتاژ بازیافتی**

ولتاژ بازیافتی اعمال‌شده بعد از خاموشی قوس، می‌تواند ولتاژ DC یا ولتاژ AC باشد.

در خصوص ولتاژ بازیافتی AC، این ولتاژ باید اساسا سینوسی بوده و در مدت افزایش ولتاژ، دست‌کم دارای همان مشتق نیم‌موج سینوسی متناظر باشد و دست‌کم به ٪ ۹۵ مقدار اوج نیم‌موج سینوسی متناظر برسد.

در خصوص ولتاژ بازیافتی DC، این ولتاژ نباید دیرتر از ۰٫۱ ms بعد از خاموشی قوس اعمال شود. سطح ولتاژ DC اعمال‌شده باید مشابه مقدار اوج ولتاژ بازیافتی AC واقعی باشد.

توصیه می‌شود که قطبیت ولتاژ بازیافتی، برعکس قطبیت قوس قبلی باشد.

در خصوص جرقه‌زنی‌مجدد قوس که از $1,2/2f$ s فراتر رود، موارد زیر اعمال شود:

- بار الکتریکی تلف‌شده در قوسی که بعد از جرقه‌زنی‌مجدد رخ می‌دهد باید دست‌کم برابر بار الکتریکی مدار آزمون AC باشد، یا
- تعداد چنین جرقه‌زنی‌های مجددی باید شمارش شود و تعداد عملیات تکمیلی معادل با دو برابر آنهایی که دارای مدت‌زمان قوس‌زنی بیش از $1,2/2f$ s است باید انجام شود.

به مثال پیوست ث مراجعه شود.

**۵-۲-۳-۲-۶ آزمون وظیفه بهره‌برداری کلیدهای انتخابگر**

این آزمون‌ها را می‌توان مطابق یکی از زیربندهای ۵-۲-۳-۲-۲ تا ۵-۲-۳-۲-۵، هر کدام که کاربرد دارد، انجام داد.

برای تقریب به شرایط بهره‌برداری، کلیدهای انتخابگر نوع بدون خلاء باید در حداکثر هشت عملیات تعویض انشعاب، آزمون شوند. چنانچه انتخابگر تغییر دور در طراحی تعویض‌کننده انشعاب گنجانده شده باشد، این عملیات‌ها باید متمایل به مرکز انتخابگر تغییر دور باشند (وضعیت میانی به‌اضافه/منهای چهار وضعیت، بدون وضعیت‌های مرده).

در خصوص کلیدهای انتخابگر نوع خلاء، عمل قطع درون وقفه‌اندازهای خلاء انجام خواهد شد و به وضعیت تعویض‌کننده انشعاب بستگی ندارد. بنابراین برای شرایط بهره‌برداری، نیازی به تقریب ذکرشده در بالا نیست.

وقتی کلیدهای انتخابگر نوع بدون خلاء، برای چرخه عملکرد شماره ۲ کلیدزنی طراحی شده باشد و هیچ محدودیتی در خصوص توالی عملیات یا جهت بار مقرر نشده باشد، توصیه می‌شود سختگیرانه‌ترین توالی مطابق پیوست الف اعمال شود.

وقتی کلیدهای انتخابگر نوع بدون خلاء، برای چرخه عملکرد شماره ۲ کلیدزنی طراحی شده باشد و محدودیت‌های استفاده به گونه‌ای است که توالی عملیات و جهت بار، منجر به عملیاتی با کمترین سختگیری فقط مطابق پیوست الف شود، این آزمون باید با N/2 عملیات در پارامترهای بار کامل و N/2 در پارامترهای بی‌باری انجام شود.

### ۵-۲-۳-۳ آزمون قدرت قطع

تعداد ۴۰ عملیات باید تحت سختگیرانه‌ترین شرایط (به پیوست الف و پیوست ب مراجعه شود) در جریانی معادل با دو برابر بیشینه جریان عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط انجام شود.

برای تقریب به شرایط بهره‌برداری، کلیدهای انتخابگر نوع بدون خلاء باید در حداکثر هشت عملیات تعویض انشعاب، آزمون شوند. چنانچه انتخابگر تغییر دور در طراحی تعویض‌کننده انشعاب گنجانده شده باشد، این عملیات‌ها باید متمایل به مرکز انتخابگر تغییر دور باشند (وضعیت میانی به‌اضافه/منهای چهار وضعیت، بدون وضعیت‌های مرده).

در خصوص کلیدهای انتخابگر نوع خلاء، عمل قطع درون وقفه‌اندازهای خلاء انجام خواهد شد و به وضعیت تعویض‌کننده انشعاب بستگی ندارد. بنابراین برای شرایط بهره‌برداری، نیازی به تقریب ذکرشده در بالا نیست.

نوسان‌نگاره‌های گرفته‌شده برای هر عملیات باید نشان دهند که مدت‌زمان قوس‌زنی در هیچ حالتی به اندازه‌ای نیست که کار دستگاه را به مخاطره اندازد.

درمورد تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی، آزمون قدرت قطع باید درصورت امکان با یک مقاومت گذر که دارای همان طراحی حرارتی و اهمی هنگام بهره‌برداری است، انجام گیرد. چنانچه این کار امکان‌پذیر نباشد، امپدانسی که هنگام بهره‌برداری از آن استفاده می‌شود، باید به طور جداگانه طبق زیربند ۵-۲-۵-۱، ولی با جریانی معادل با دو برابر بیشینه جریان عبوری اسمی و تنها برای یک عملیات، مورد آزمون قرار گیرد.

در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع خلاء، آزمون قدرت قطع باید بعد از پایان آزمون وظیفه بهره‌برداری، روی همان نمونه آزمون انجام شود.

### ۵-۲-۳-۴ الزامات انواع خاص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع خلاء

برای پوشش کاهش استقامت دی‌الکتریکی (فقط در مواردی که وقفه‌اندازهای خلاء (VI) تنها فاصله عایقی بین انشعاب انتخاب‌شده و انشعاب از پیش انتخاب‌شده هستند) این آزمون‌ها باید به ترتیب زیر انجام شوند:

الف- آزمون وظیفه بهره‌برداری؛

ب- آزمون قدرت قطع؛

پ- آزمون دی‌الکتریک بین کنتاکت‌های کلید منحرف‌کننده بار در وضعیت باز پایانی آنها با ضربه صاعقه تمام موج ولی فقط با ٪ ۸۰ مقادیر اسمی آنها (به مورد ث زیربند ۵-۲-۸-۲ مراجعه شود).

### ۵-۳-۲-۵ مدارهای آزمون AC شبیه‌سازی‌شده

آزمون‌های ارائه‌شده در زیربندهای ۵-۲-۳-۲-۲، ۵-۲-۳-۲-۳، ۵-۲-۳-۲-۴ و ۵-۲-۳-۳ را به شرط حصول اطمینان از یکسان‌بودن کامل شرایط آزمون، می‌توان با مدارهای آزمون شبیه‌سازی‌شده انجام داد. دو مدار آزمون شبیه‌سازی‌شده که فقط مربوط به تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی می‌باشد، در پیوست ت شرح داده شده است.

### ۵-۲-۴ آزمون جریان اتصال‌کوتاه

هر کدام از کنتاکت‌ها با انواع طراحی‌ها که جریان را به طور دائم حمل می‌کنند، باید به مدت s (۰٫۲ ± ۲) در معرض جریان‌های اتصال‌کوتاه قرار گیرند. در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار غوطه‌ورر در مایع، این آزمون باید در مایع ترانسفورماتور انجام شود.

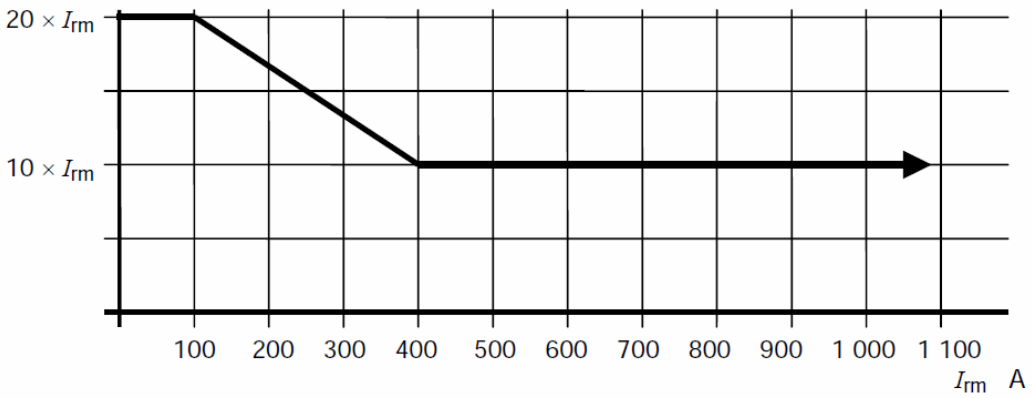
درمورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار سه فاز، معمولاً آزمون کنتاکت‌های یک فاز کافی است، مگر غیر از این مشخص شده باشد.

سه عملیات باید با جریانی که مقدار قله اولیه آن (٪ ۵±) ۲٫۵ برابر مقدار مؤثر جریان اسمی آزمون اتصال‌کوتاه است، انجام شود. کنتاکت‌ها نباید در بین این آزمون‌ها حرکت کنند.

اگر امکان کلیدزنی روی نقطه خاصی از موج وجود نداشته و در نتیجه امکان دستیابی به سه عملیات اتصال‌کوتاه با جریانی با مقدار قله اولیه آن ۲٫۵ برابر مقدار مؤثر، وجود نداشته نباشد، می‌توان از آزمون زیر استفاده کرد.

مقدار موثر جریان آزمون اتصال‌کوتاه را می‌توان در ازای کاهش مدت آزمون، آنقدر افزایش داد که مقدار اسمی قله جریان برای هر سه عملیات، بدست آید. هنگام استفاده از این روش، حاصل‌ضرب مربع جریان مؤثر افزایش‌یافته و مدت کاهش‌یافته آزمون، نباید کمتر از حاصل‌ضرب مربع جریان مؤثر اتصال‌کوتاه اسمی و مدت زمان دو ثانیه باشد.

مقادیر جریان آزمون اتصال‌کوتاه باید طبق مقادیر ارائه‌شده در شکل ۱ باشد.




**شکل ۱- جریان آزمون اتصال‌کوتاه (مقدار موثر) برحسب ضریبی از بیشینه جریان عبوری اسمی (تعویض‌کننده انشعاب زیر بار)**

ولتاژ مدار باز در این آزمون باید دست‌کم ۵۰ V باشد.

در انتهای آزمون، کنتاکت‌ها نباید طوری آسیب‌دیده‌باشند که مانع ادامه عملکرد صحیح آن‌ها در بیشینه جریان عبوری اسمی گردد. این کار برای کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید توسط یک عملیات بی‌بار به تایید برسد و هرگونه شکست جوش ایجادشده توسط نوسان‌نگار ثبت شود. مقایسه این نوسان‌نگاره با نوسان‌نگاره‌هایی که قبل از آزمون به‌دست‌آمده‌اند باید نشان‌دهد که همچنان برای بهره‌برداری مناسب هستند. در خصوص کنتاکت کشویی با محرکه موتوری، مانند کنتاکت‌های انتخابگر انشعاب یا انتخابگر تغییر دور، گشتاور اعمالی اولیه باید قبل و بعد آزمون اندازه گرفته شود و نشان دهد که همچنان برای بهره‌برداری مناسب هستند.

در سایر قسمت‌های حامل جریان نیز نباید علائمی از اعوجاع مکانیکی دائمی که روی عملکرد عادی تعویض‌کننده‌های انشعاب تاثیر بگذارد، مشاهده شود.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری، جریان اتصال‌کوتاه به دو قسمت مساوی، یکی در کنتاکت‌های انتخابگر انشعاب یا کلید انتخابگر و دیگری در کنتاکت‌های انتقال یا کنارگذر، تقسیم می‌شود. بنابراین جریانی که به وسیله هر یک از این کنتاکت‌ها حمل می‌شود فقط ٪ ۵۰ جریان کامل آزمون خواهد بود.

پارامترهای جریان اتصال‌کوتاه تنظیم‌کننده‌های ولتاژ پله‌ای ارائه‌شده در استاندارد ملی ایران-آی‌ای‌سی شماره ۲۱-۶۰۰۷۶ اولویت دارند.

### ۵-۲-۵ آزمون امپدانس گذر

#### ۵-۲-۵-۱ مقاومت‌های گذر

این آزمون باید به منظور برقراری الزامات اضافه‌بار زیربند ۴-۳، با جریانی معادل ۱٫۵ برابر بیشینه جریان عبوری اسمی در ولتاژ پله اسمی مرتبط انجام شود.

مقاومت باید مشابه حالت بهره‌برداری درتعویض‌کننده انشعاب زیر بار نصب شود.

مقاومت باید توسط عملیات تعویض‌کننده انشعاب زیربار بارگذاری شود. تعداد عملیات باید معادل نیم چرخه عملیات باشد. این تعداد عملیات باید بی‌وقفه بوده و مکانیزم محرکه با سرعت عادی خود کار کند.

دمای مقاومت در آخرین عملیات باید تعیین و ثبت شود.

در جریانی معادل ۱٫۵ برابر بیشینه جریان عبوری اسمی، افزایش دمای مایع پیرامون نباید در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نصب بیرونی (تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع محفظه‌ای) از ۴۰۰ K و در خصوص تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نصب داخلی (تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار درون مخزن) از ۳۵۰ K بیشتر شود.

حدود مجاز افزایش دما در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار با عایق گازی، به ماهیت عایق گازی به‌کار رفته و موادی که در تماس با آن هستند یا محیط اطراف مقاومت‌های گذر، بستگی دارد. تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار با عایق گازی که در محفظه‌های درزبندی‌شده در برابر گاز قرار ندارند، نباید در محیط‌های خطرناک استفاده شوند.

به هر حال، دمای مقاومت‌ها و قسمت‌های مجاور آن‌ها باید محدود به مقداری شود که مشخصات مجموعه را تحت تاثیر قرار ندهد.

اگر تعیین دمای مقاومت گذر طبق شرایط بالا عملی نباشد، می‌توان از روش ارائه‌شده در پیوست پ استفاده کرد.

مقاومت‌های گذر باید همچنین با جریانی که دست‌کم معادل بیشینه مقداری باشد که در مدت انجام آزمون قدرت قطع در دو برابر بیشینه جریان عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط جاری می‌شود، مورد آزمون قرار گیرند. این آزمون می‌تواند در آزمون قدرت قطع (زیربند ۵-۲-۳-۳) گنجانده شود یا به‌عنوان آزمون جداگانه انجام شود. این آزمون در صورتی موفقت‌آمیز است که مقدار مقاومت‌های اندازه‌گیری‌شده قبل و بعد آزمون، با هم در حدود ٪ ۱۰± تفاوت داشته باشد و شرایط کلی مقاومت‌ها باید به‌گونه‌ای باشد که امکان بهره‌برداری مداوم مجاز باشد.

در مواردی که جریان عبوری اسمی یا ولتاژ پله اسمی مرتبط با حداکثر جریان عبوری اسمی و ولتاژ پله اسمی مرتبط تفاوت داشته باشد، محاسبه مقادیر اسمی حرارتی مقاومت از نتایج آزمون نوعی مجاز خواهد بود

### ۵-۲-۵-۲ راکتورهای گذر

راکتورهای گذر معمولاً طبق مشخصات ترانسفورماتوری که تعویض‌کننده انشعاب زیربار برای استفاده با آن در نظر گرفته شده است، مورد آزمون قرار می‌گیرند.

توصیه می‌شود در طراحی راکتورهای گذر، تمهیداتی اتخاذ شود تا از به‌وجود آمدن جریان‌های هجومی زیاد در حین کلیدزنی جلوگیری به عمل آید.

### ۵-۲-۶ آزمون‌های مکانیکی

#### ۵-۲-۶-۱ شبیه‌سازی فرایند خشک‌کردن ترانسفورماتور

برای شبیه‌سازی فرایند خشک‌کردن ترانسفورماتور، تعویض‌کننده انشعاب زیربار باید قبل از آزمون‌های مکانیکی فهرست‌شده در زیربندهای ۵-۲-۶-۲ تا ۵-۲-۶-۵ در معرض فرایند خشک‌کردن حین آزمون نوعی قرار گیرد. فرایند خشک‌کردن و نوع خشک‌کردن باید توسط سازنده OLTC تعیین شود.

برای مثال، دماهای بیشینه، بیشینه نرخ افزایش دما، توالی زمانی و سطح خلاء باید در روش‌های خشک‌کردن رایج مورد توجه قرار گیرند. برای اجتناب از تنش‌هایی که فراتر از مشخصه‌های OLTC است و می‌تواند منجر به تغییر شکل غیرعادی شود باید محدودیت‌های هرگونه ارتعاش توسط سازنده OLTC مشخص شود.

### ۵-۲-۶-۲ آزمون دوام مکانیکی

اگر تعویض‌کننده انشعاب زیر بار از نوع غوطه‌ور در مایع باشد باید با مایع تمیز، پر شده و نصب گردد یا در داخل یک مخزن آزمون پرشده با مایع تمیز قرار گیرد و مشابه شرایط بهره‌برداری عادی به‌کار افتد. کنتاکت‌ها نباید برق‌دار باشند و کل گستره انشعاب‌ها باید تا زمانی که دست‌کم ۵۰۰۰۰۰ مرتبه عملیات تعویض انشعاب انجام شده باشد، مورد استفاده قرار گیرد. دست‌کم ۵۰۰۰۰ مرتبه عملیات تعویض انشعاب باید روی انتخابگر تغییر دور انجام شود.

اگر تعداد عملیات‌هایی که در حین آزمون وظیفه بهره‌برداری انجام می‌شود، بیشتر یا برابر با ۵۰۰۰۰۰ عملیات مورد نیاز حین انجام آزمون دوام مکانیکی باشد، در صورتی که تمام شرایط آزمون برابر باشند می‌توان از آن عملیات‌ها برای تایید ۵۰۰۰۰۰ عملیات آزمون دوام مکانیکی استفاده کرد.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع محفظه‌ای، این آزمون ممکن است در دمای محیط انجام شود. در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع درون مخزن، نصف تعداد عملیات‌ها باید در دمای دست‌کم ۷۵ $^{o}C$ و نصف دیگر در دمایی پایین‌تر، مثلاً در مدت دوره گرمایش یا سرمایش انجام گیرد، چرخه‌های روزانه دما مجاز است.

تعداد ۱۰ نوسان‌نگاره باید برای کلید منحرف‌کننده بار و انتخابگر انشعاب یا کلید انتخابگر و درصورت کاربرد برای انتخابگر تغییر دور، در شروع و پایان آزمون دوام مکانیکی بر حسب زمان گرفته شود. در مقایسه این نوسان‌نگاره‌ها نباید هیچ اختلاف محسوسی مشاهده شود.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب درون مخزن غوطه‌ور در مایع، برای نشان‌دادن قابلیت تحمل روغن معدنی عایقی در برابر دماهای حین بارگذاری اضطراری ذکرشده در زیربند ۴-۳ باید ۱۰۰ عملیات روی کلید منحرف‌کننده بار در ۱۱۵ $^{o}C$ و روی انتخابگر انشعاب در ۱۰۵ $^{o}C$ یا روی کلید انتخابگر در ۱۱۵ $^{o}C$ انجام شود. طراحی‌هایی برای کلید انتخابگر وجود دارد که در آن انتخابگر تغییر دور در زیر محفظه کلید انتخابگر نصب می‌شود. در این موارد، انجام آزمون روی انتخابگر تغییر دور در ۱۰۵ $^{o}C$ مجاز می‌باشد. عملیات کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید با نوسان‌نگار ثبت شود. مقایسه این نوسان‌نگاره‌ها با نوسان‌نگاره‌های به‌دست‌آمده در شروع و پایان آزمون دوام مکانیکی باید نشان‌دهنده مناسب‌بودن برای بهره‌برداری باشد.

در هر دو مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع درون مخزن و محفظه‌ای، باید ۱۰۰ عملیات در دمای ۲۵ $^{o}C$- فقط روی کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر انجام شود و عملیات کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر توسط نوسان‌نگار ثبت شود. مقایسه این نوسان‌نگاره‌ها با نوسان‌نگاره‌های به‌دست‌آمده مطابق پاراگراف پیشین باید نشان‌دهنده مناسب‌بودن برای بهره‌برداری باشد. گرانروی مایع به‌کار رفته در این آزمون باید در دمای ۲۵ $^{o}C$- ذکر شود.

از آنجایی که مایعات جایگزین قابل‌دسترس (مانند سیالات استر (طبیعی یا مصنوعی) یا سیالات سیلیکونی) گرانروی بیشتری دارند، انجام آزمون در دمای ۲۵ $^{o}C$- برای این مایعات کاربرد ندارد. در خصوص کمینه دمای مجاز باید با سازنده تعویض‌کننده‌های انشعاب مشورت کرد.

در مدت این آزمون نباید هیچگونه خرابی یا فرسایش کنتاکت‌ها یا قسمت‌های مکانیکی که در صورت ادامه عملیات باعث خرابی مکانیکی شود، به‌وجود آید.

تعمیرات عادی طبق دستورالعمل سازنده، درطول آزمون، مجاز می‌باشد.

انجام آزمون دوام مکانیکی به‌طور جداگانه روی کلیدهای منحرف‌کننده بار، کلیدهای انتخابگر، انتخابگرهای انشعاب یا دیگر اجزای تعویض‌کننده انشعاب زیر بار مجاز می‌باشد، به شرطی که در هر مورد، عملیات از نظر مکانیکی کاملاً منطبق با شرایط بهره‌برداری عادی باشد.

**یادآوری**- محیط‌های پیرامونی که برای عملیات، مناسب درنظر گرفته می‌شوند معمولا می‌تواند روغن معدنی عایقی، مایعات جایگزین (مانند سیالات استر (طبیعی یا مصنوعی) یا سیالات سیلیکونی)، هوا و سایر گازها باشد.

### ۵-۲-۶-۳ آزمون توالی عملیات

تعویض‌کننده انشعاب زیرباری که مشابه حالت بهره‌برداری نصب شده است، اگر دارای طراحی غوطه‌ور در مایع بوده و درون مایع ترانسفورماتور تمیز قرار گرفته است، باید در یک چرخه کامل عملیات به‌کار گرفته شود. در حالی که کنتاکت‌ها در ولتاژ تجهیزِ ثبت‌کننده، برق‌دار می‌شوند، زمان دقیق توالی عملیات انتخابگر انشعاب، انتخابگر تغییر دور، کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر، برحسب مورد باید ثبت شود.

### ۵-۲-۶-۴ عملیات در بیشینه فشار استاتیک مجاز

#### ۵-۲-۶-۴-۱ کلیات

در هر دو مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیربار نوع خلاء درون مخزن و محفظه‌ای، باید ۱۰۰ عملیات در دمای محیط در بالاترین و پایین‌ترین فشار مجار تعیین‌شده توسط سازنده انجام شود. این آزمون‌ها می‌تواند روی فقط کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر انجام شود و عملیات کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر توسط نوسان‌نگار ثبت شود. مقایسه این نوسان‌نگاره‌ها با نوسان‌نگاره‌های به‌دست‌آمده در فشار جوی عادی در دمای محیط باید نشان‌دهنده مناسب‌بودن برای بهره‌برداری باشد.

#### ۵-۲-۶-۴-۲ تعویض‌کننده انشعاب غوطه‌ور در مایع

این آزمون باید در دمای مایع پیرامون که بیشتر از ۴۰ $^{o}C$ نباشد انجام شود. اگر اختلاف قابل‌توجهی بین زمان‌های کلیدزنی به‌دست‌آمده در حالت بدون فشار استاتیک بیشتر و حالت بیشینه فشار استاتیک وجود نداشته باشد، این آزمون برای کل گستره دما معتبر می‌باشد.

سازنده باید مقادیر خود را اعلام کند.

**۵-۲-۶-۴-۳ تعویض‌کننده انشعاب غوطه‌ور در گاز**

این آزمون باید در دمای گاز پیرامون برابر با $80\ ^{o}C$ انجام شود. اگر اختلاف قابل‌توجهی بین زمان‌های کلیدزنی به‌دست‌آمده در حالت بدون فشار استاتیک بیشتر و حالت بیشینه فشار استاتیک وجود نداشته باشد، این آزمون برای کل گستره دما معتبر می‌باشد.

سازنده باید مقادیر خود را اعلام کند.

**۵-۲-۶-۵ آزمون‌های فشار و خلاء**

آزمون‌های متناسب باید برای اثبات مقادیر تحمل در برابر فشار و خلاء و نیز عملیات صحیح پیوسته تعویض‌کننده انشعاب، روی محفظه و بوشینگ‌های تعویض‌کننده انشعاب زیر بار انجام شود. سازنده باید مقادیر فشار و خلاء خود را اعلام کند.

علاوه بر آزمون فشار داخلی، آزمون فشار خارجی نیز باید روی تعویض‌کننده انشعاب غوطه‌ور در گاز انجام شود. این فشار خارجی باید از فشاری که تخمین‌زده می‌شود در بیشینه دما در محفظه یا مخزن اصلی ترانسفورماتور وجود دارد، دست‌کم ۱۲۵ kPa بیشتر باشد.

**۵-۲-۷ آزمون درزبندی**

**۵-۲-۷-۱ کلیات**

آزمون‌های متناسب باید برای اثبات درزبندی، روی محفظه‌ها و بوشینگ‌های تعویض‌کننده انشعاب زیر بار انجام شود. سازنده باید مقادیر خود را اعلام کند.

**۵-۲-۷-۲ آزمون درزبندی در طی آزمون وظیفه بهره‌برداری**

درزبندی محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید از طریق آزمون تایید شود. این آزمون می‌تواند به طور همزمان به عنوان آزمون وظیفه بهره‌برداری یا به عنوان یک آزمون مجزا طبق زیربند ۵-۲-۷-۳ انجام شود.

درزبندی محفظه کلیدزنی غوطه‌ور در مایع ترانسفورماتور باید از طریق آنالیز گازهای محلول و آزاد (DGA)[1] تأیید شود.

محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید به یک محفظه بسته، مشابه نحوه اتصال به ترانسفورماتور، متصل شود. حجم محفظه نباید بیشتر از ۱۰ برابر حجم محفظه کلید باشد.

فشار روغن معدنی درون محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید دست‌کم ۲۰ kPa بیش از فشار محفظه باشد.

1 - Dissolved and free gases analysis

نمونه‌هایی از روغن معدنی عایقی داخل محفظه باید در ابتدا و انتهای آزمون گرفته شود. نتایج آنالیز گاز در روغن نباید افزایشی بیش از ppm ۱۰ (از نظر حجم) از گازهایی مانند هیدروژن ($H_2$)، متان ($CH_4$)، اتیلن ($C_2H_4$)، استیلن ($C_2H_2$) و اتان ($C_2H_6$) که معمولاً در طی عملیات تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار پخش می‌شوند را نشان دهد.

توصیه می‌شود قبل از شروع آزمون، روغن معدنی عایقی درون محفظه بسته، گاززدایی شود.

در خصوص کلیدهای منحرف‌کننده بار و کلیدهای انتخابگر که از وقفه‌اندازهای خلاء یا وسایل دیگری برای جلوگیری از وقوع قوس در مایع عایقی استفاده می‌کنند، نیازی به انجام آزمون درزبندی نیست، به شرطی که سازنده بتواند ثابت کند که هیچ قوس دیگری داخل محفظه کلید منحرف‌کننده بار/انتخابگر ایجاد نمی‌شود.

### ۵-۲-۷-۳ آزمون جداگانه درزبندی

محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر را می‌توان به‌جای آزمون شرح‌داده‌شده در زیربند ۵-۲-۷-۲ به طور جداگانه مورد آزمون قرار داد.

درزبندی محفظه کلیدزنی غوطه‌ور در مایع باید از طریق آنالیز گازهای محلول و آزاد (DGA) تایید شود.

محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید به یک محفظه بسته، مشابه نحوه اتصال به ترانسفورماتور، متصل شود. حجم محفظه نباید بیشتر از ۱۰ برابر حجم محفظه کلید باشد.

روغن معدنی عایقی داخل محفظه کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید:

– دارای فشار دست‌کم kPa ۲۰ بیش از فشار محفظه باشد؛

– تا سطح دست‌کم ppm ۱۰۰۰۰۰ (از نظر حجم) استیلن ($C_2H_2$) به آن افزوده شود.

تعویض‌کننده انشعاب زیر بار با نصب کامل کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر، اما بدون کنتاکت‌های برق‌دار، باید ۵۰۰۰۰ مرتبه عملیات انجام دهد. مدت زمان آزمون باید دست‌کم دو هفته باشد.

نمونه‌هایی از روغن معدنی عایقی درون محفظه باید در ابتدا و انتهای آزمون گرفته شود. نتایج آنالیز گازهای محلول و آزاد (DGA) نباید افزایشی بیش از ppm ۱۰ استیلن ($C_2H_2$) را نشان دهد.

توصیه می‌شود قبل از شروع آزمون، روغن معدنی عایقی درون محفظه بسته، گاززدایی شود.

در خصوص کلیدهای منحرف‌کننده بار و کلیدهای انتخابگر که از وقفه‌اندازهای خلاء یا وسایل دیگری برای جلوگیری از وقوع قوس در مایع عایقی استفاده می‌کنند، نیازی به انجام آزمون درزبندی نیست، به شرطی که سازنده بتواند ثابت کند که هیچ قوس دیگری داخل محفظه کلید منحرف‌کننده بار/انتخابگر ایجاد نمی‌شود.

### ۵-۲-۷-۴ آزمون درزبندی تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار غوطه‌ور در گاز

عملیات کلیدزنی وقفه‌اندازهای خلاء می‌تواند در اثر افزایش فشار خارجی روی وقفه‌اندازها به خطر بیفتد. بنابراین، آزمون درزبندی باید نشان دهد که هیچ‌گونه گازی از مخزن اصلی ترانسفورماتور به محفظه کلید منحرف‌کننده بار نفوذ نمی‌کند. این کار را می‌توان با آزمون فشار خارجی در شروع و پایان آزمون نوعی انجام داد. آزمون فشار خارجی باید در ۱۲۵ kPa فشار خارجی بیشتر نسبت به فشاری که تخمین‌زده می‌شود در دمای ۲۰ °C در محفظه یا مخزن اصلی ترانسفورماتور وجود دارد، انجام شود. به علاوه، این آزمون باید تایید کند که میزان گاز نفوذکرده، در بلندمدت هیچ تاثیری روی عملیات کلیدزنی ندارد.

### ۵-۲-۸ آزمون‌های دی‌الکتریک

#### ۵-۲-۸-۱ کلیات

الزامات عایقی تعویض‌کننده انشعاب زیر بار بستگی به سیم پیچ ترانسفورماتوری دارد که به آن وصل می‌شود.

سازنده ترانسفورماتور نه تنها مسئولیت انتخاب تعویض‌کننده انشعاب زیر بار با سطح عایقی مناسب را دارد، بلکه مسئولیت سطح عایقی اتصالات هادی بین تعویض‌کننده انشعاب زیر بار و سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور را نیز برعهده دارد.

تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار از نوع غوطه‌ور در مایع باید قبل از انجام آزمون‌های زیربند ۵-۲-۸-۲، با مایع ترانسفورماتور تمیز پر شود یا در داخل یک مخزن آزمون پرشده با مایع ترانسفورماتور تمیز قرار گیرند.

**جدول ۳- سطوح ولتاژ آزمون تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار**

| بالاترین ولتاژ تجهیزات $U_m$ kV | ضربه صاعقه تمام موج kV | موج ضربه صاعقه برش‌خورده kV | ولتاژ کلیدزنی kV | ولتاژ اعمال‌شده kV |
|---|---|---|---|---|
| کمتر از ۱٫۱ | - | - | - | ۳ |
| ۳٫۶ | ۴۰ | ۴۴ | - | ۱۰ |
| ۷٫۲ | ۷۵* | ۸۳* | - | ۲۰ |
| ۱۲ | ۱۱۰* | ۱۲۱* | - | ۳۴* |
| ۱۷٫۵ | ۱۲۵* | ۱۳۸* | - | ۳۸ |
| ۲۴ | ۱۵۰* | ۱۶۵* | - | ۵۰ |
| ۳۶ | ۲۰۰* | ۲۲۰* | - | ۷۰ |
| ۵۲ | ۲۵۰ | ۲۷۵ | - | ۹۵ |
| ۷۲٫۵ | ۳۵۰* | ۳۸۵* | - | ۱۴۰ |
| ۱۰۰ | ۴۵۰ | ۴۹۵ | ۳۷۵* | ۱۸۵ |
| ۱۲۳ | ۵۵۰ | ۶۰۵ | ۴۶۰* | ۲۳۰ |
| ۱۴۵ | ۶۵۰ | ۷۱۵ | ۵۴۰* | ۲۷۵ |
| ۱۷۰ | ۷۵۰ | ۸۲۵ | ۶۲۰* | ۳۲۵ |
| ۲۴۵ | ۱۰۵۰ | ۱۱۵۵ | ۸۵۰* | ۴۶۰ |
| ۳۰۰ | ۱۰۵۰ | ۱۱۵۵ | ۸۵۰ | ۴۶۰ |
| ۳۶۲ | ۱۱۷۵ | ۱۲۹۲ | ۹۵۰ | ۵۱۰ |
| ۴۲۰ | ۱۴۲۵ | ۱۵۷۰ | ۱۱۷۵* | ۶۳۰ |
| ۵۵۰ | ۱۶۷۵* | ۱۸۴۵* | ۱۳۹۰* | ۶۸۰ |
| ۸۰۰ | ۲۱۰۰ | ۲۳۱۰ | ۱۶۷۵* | - |
| ۱۱۰۰ | ۲۲۵۰ | ۲۴۷۵ | ۱۸۰۰ | - |
| ۱۲۰۰ | ۲۲۵۰ | ۲۴۷۵ | ۱۸۰۰ | - |

**یادآوری**- مقادیر نشان‌داده شده با (*) در استاندارد ملی ایران شماره ۱-۲۶۲۰ برای مقدار ویژه $U_m$ ارائه نشده است.

### ۵-۲-۸-۲ ماهیت آزمون‌ها[1]

سطح عایقی تعویض‌کننده انشعاب زیر بار باید از طریق انجام آزمون‌های عایقی در فواصل زیر تأیید شود:

الف- نسبت به زمین؛

ب- بین فازها (در صورت کاربرد)؛

پ- بین اولین و آخرین کنتاکت‌های انتخابگر انشعاب یا کلید انتخابگر و درصورت نصب، انتخابگر تغییر دور؛

1 - Nature of test

**یادآوری**- با توجه به طراحی در صورتی که کنتاکت‌های ثابت در یک خط مستقیم چیده شده باشند، این آزمون کاربرد ندارد.

ت- بین هر دو کنتاکت مجاور در انتخابگر انشعاب یا کلید انتخابگر یا هر کنتاکت دیگر مربوط به مجموعه کنتاکت‌های تعویض‌کننده انشعاب زیر بار؛

ث- بین کنتاکت‌های کلید منحرف‌کننده بار در وضعیت انتهایی باز بودن آنها.

### ۵-۲-۸-۳ ولتاژهای آزمون

- رده I

در مورد آزمون ردیف الف، ولتاژ آزمون باید با مقادیر مربوط از جدول ۳ مطابقت داشته باشد. در مورد آزمون‌های ردیف‌های ب، پ، ت و ث، مقادیر مناسب تحمل ولتاژ ضربه صاعقه کامل و برش‌خورده، ولتاژ اعمال‌شده و در صورت کاربرد ایمپالس کلیدزنی باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع اعلام شود.

- رده II

در مورد آزمون‌های ردیف‌های الف و ب، ولتاژ آزمون باید با مقادیر مربوط از جدول ۳ مطابقت داشته باشد. در مورد آزمون‌های ردیف‌های پ، ت و ث، مقادیر مناسب تحمل ولتاژ ضربه صاعقه کامل و برش‌خورده، ولتاژ اعمال‌شده و در صورت کاربرد ایمپالس کلیدزنی باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع اعلام شود.

مقادیر مندرج در جدول ۳ بالاترین ولتاژهای آزمون انتخاب شده برای $U_m$ هستند و براساس بند ۷ استاندارد ملی ایران شماره ۳-۲۶۲۰ می‌باشند. توصیه می‌شود جدول ۳ برای انتخاب سطوح آزمون زیربندهای ۵-۲-۸-۵ تا ۵-۲-۸-۹ استفاده شوند.

### ۵-۲-۸-۴ اعمال ولتاژهای آزمون

برای آزمون‌های دی‌الکتریکی، تعویض‌کننده انشعاب زیر بار باید مشابه حالت بهره‌برداری، نصب، آماده و خشک شود. به هر حال، درنظر گرفتن هادی‌های ارتباطی بین تعویض‌کننده انشعاب زیر بار و سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور لزومی ندارد. آزمون‌ها را می‌توان بر روی اجزاء به طور جداگانه انجام داد، مشروط بر آن‌که محرز شود شرایط عایقی یکسانی برقرار گردیده است.

درمورد آزمون ردیف الف زیربند ۵-۲-۸-۲ که برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار رده‌های I و II بکار می‌رود و آزمون ردیف ب زیربند ۵-۲-۸-۲ که برای تعویض‌کننده انشعاب زیر بار رده II بکار می‌رود، قسمت‌های برق‌دار هر فاز باید اتصال‌کوتاه شده و بر حسب مورد به منبع ولتاژ یا زمین وصل شوند.

اگر تعویض‌کننده انشعاب زیر بار دارای عایق‌بندی خارجی نسبت به زمین است، این عایق‌بندی باید طبق آزمون‌های مربوط در استاندارد IEC 60137 تأیید شود.

توالی آزمون‌ها بهتر است به صورت زیر باشد:

– آزمون ضربه صاعقه تمام موج؛

– آزمون ضربه صاعقه برش‌خورده؛

– آزمون ضربه کلیدزنی، درصورت لزوم؛

– ولتاژ ولتاژ اعمال‌شده؛

– اندازه‌گیری تخلیه‌های جزئی، درصورت لزوم.

### ۵-۸-۲-۵ آزمون ضربه صاعقه تمام موج (LI)

موج ضربه آزمون باید ضربه صاعقه استاندارد (٪ ۲۰ ± ۵۰ µs / ٪ ۳۰ ± ۱٫۲ µs) با بیشینه فراجهش ٪ ۵ باشد. رواداری مقدار ولتاژ آزمون ٪ ۳± است. هر آزمون باید شامل سه بار اعمال ولتاژ با پلاریته مثبت و سه بار با پلاریته منفی و با مقدار مورد نیاز باشد.

### ۵-۸-۲-۶ آزمون ضربه صاعقه برش‌خورده (LIC)

شکل موج ضربه‌های تمام موج باید مطابق زیربند ۵-۲-۸-۵ باشد. ضربه صاعقه برش‌خورده باید دارای زمان برش‌خوردگی ۳ µs و ۶ µs باشد. زمان اولین صفر ولتاژ بعد از لحظه برش‌خوردگی باید تا حد امکان کوتاه باشد. هر آزمون باید شامل سه بار اعمال ولتاژ با پلاریته مثبت و سه بار با پلاریته منفی و با مقدار مورد نیاز باشد.

**یادآوری**- همچنین این الزام را می‌توان با انجام آزمون ضربه صاعقه تمام‌موج با مقادیر آزمون مربوط به آزمون ضربه صاعقه برش‌خورده برآورده کرد.

### ۵-۸-۲-۷ آزمون ضربه کلیدزنی (SI)

این آزمون برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار با $U_m$ برابر ۱۰۰ kV و بالاتر کاربرد دارد. این آزمون باید بین قسمت‌های برق‌دار و زمین‌شده تعویض‌کننده انشعاب زیر بار انجام شود. ترکیب و ساختار آزمون باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب زیر بار اعلام شود. شکل ضربه باید طبق استاندارد IEC 60060-1 برابر 250/2500 µs باشد. هر آزمون باید شامل سه بار اعمال ولتاژ با پلاریته مثبت و سه بار با پلاریته منفی و با مقدار مورد نیاز باشد.

### ۵-۸-۲-۸ آزمون ولتاژ اعمال‌شده (AV)

آزمون باید با یک ولتاژ متناوب تک فاز طبق استاندارد IEC 60060-1، در مقدار مورد نیاز انجام شود. مدت زمان هر آزمون باید ۶۰ s باشد.

### ۵-۸-۲-۹ اندازه‌گیری تخلیه‌های جزئی

این آزمون برای تعویض‌کننده‌های انشعاب رده I ضروری نیست.

درمورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار رده II این آزمون باید بین قسمت‌های برق‌دار و زمین‌شده تعویض‌کننده انشعاب انجام شود.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار رده II که از بیش از یک فاز در هر واحد تشکیل شده‌اند (به مثال استاندارد IEC 60214-2 مراجعه شود) یک آزمون باید بین فازهای مجاور در تعویض‌کننده انشعاب انجام شود. از توالی آزمون شرح داده شده در ادامه می‌توان برای اندازه‌گیری تخلیه‌های جزئی بین فازها استفاده کرد با این توضیح که مقدار مرجع Um/√۳ باید به Um تغییر پیدا کند.

ترکیب و ساختار آزمون باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب زیر بار اعلام شود. حفاظ‌گذاری ترمینال‌های که سرسیم‌های انشعاب به آن متصال است، مجاز می‌باشد.

آزمون باید با ولتاژ متناوب تک فاز طبق استاندارد IEC 60060-1 انجام شود.

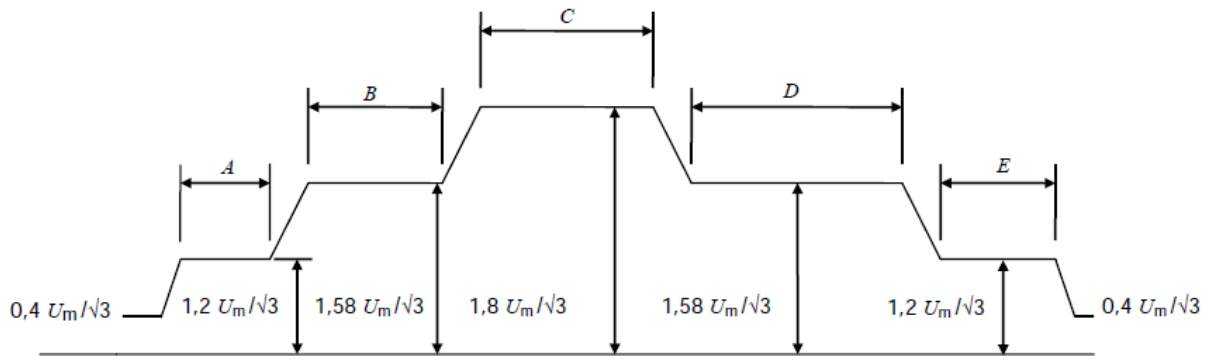
توالی آزمون باید به شرح زیر باشد:

- ولتاژ باید در سطحی که بیشتر از ۰٫۴ Um/√۳ نباشد وصل شود؛
- تخلیه جزئی پس زمینه باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید تا ۱٫۲ Um/√۳ افزایش یافته و حداقل به مدت ۱ min در این ولتاژ بماند؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید تا ۱٫۵۸ Um/√۳ افزایش یافته و حداقل به مدت ۵ min در این ولتاژ بماند؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید تا ۱٫۸ Um/√۳ افزایش یافته و به مدت ۶۰ s چنانچه $U_m \leq$ ۸۰۰ kV باشد و ۳۰۰ s چنانچه $U_m >$ ۸۰۰ kV باشد، در این ولتاژ بماند؛
- بلافاصله پس از مدت آزمون، ولتاژ باید بدون وقفه تا ۱٫۵۸ Um/√۳ کاهش یابد؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ به مدت حداقل ۶۰ min در مقدار ۱٫۵۸ Um/√۳ نگه داشته شود؛
- بعد از آخرین اندازه‌گیری PD در دوره ۶۰ min، ولتاژ باید به ۱٫۲ Um/√۳ کاهش یابد و حداقل به مدت ۱ min نگه داشته شود؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید به ۰٫۴ Um/√۳ کاهش یابد؛
- تخلیه جزئی پس زمینه باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید به کمتر از ۰٫۴ Um/√۳ کاهش یابد؛

– ولتاژ باشد قطع شود.

سطح تخلیه جزئی باید به طور پیوسته در طول مدت آزمون روی یک کانال اندازه‌گیری مشاهده شود.

مدت زمان آزمون باید به صورت شکل ۲ باشد:




**راهنما:**

A= ۱ min

B= ۵ min

C= ۶۰ s چنانچه $Um \leq$ ۸۰۰ kV و ۳۰۰ s چنانچه Um > ۸۰۰ kV

D= ۶۰ min

E= ۱ min

**شکل ۲- توالی زمانی برای اعمال ولتاژ آزمون (تعویض‌کننده انشعاب زیر بار)**

تخلیه‌های جزئی باید توسط روش منطبق با استاندارد IEC 60270 انجام شود.

هر کانال اندازه‌گیری PD که شامل خازن کوپلینگ مرتبط می‌شود باید کالیبره شده باشد تا بار (pC) را طبق روش ارائه شده در استاندارد IEC 60270 مشهود کند.

اندازه‌گیری PD باید برحسب pC بوده و به بیشترین ایمپالس‌های تکراری حالت دائمی نشان‌داده‌شده توسط دستگاه اندازه‌گیری ارجاع داده شود.

می‌توان از رگبارهای گاه‌به‌گاه با سطح PD بالا صرف نظر کرد.

این آزمون در صورتی معتبر در نظر گرفته می‌شود که سطح PD اندازه‌گیری‌شده پس‌زمینه در شروع و پایان آزمون از ۱۰ pC بیشتر نباشد.

آزمون درصورتی موفقیت آمیز است که دارای شرایط زیر باشد:

الف- هیچ فروپاشی[1] در ولتاژ آزمون رخ ندهد؛

1 - Collapse

ب- سطح دائم تخلیه‌های جزئی نباید از ۵۰pC در طی دوره ۶۰ min (دوره D) بیشتر شود؛

پ- رفتار PD نشان دهد که هیچ افزایش پیوسته یا ناگهانی سطوح در ۲۰ min آخر دوره ۶۰ min وجود ندارد (دوره D)؛

ت- سطح تخلیه جزئی در ولتاژ $1{,}2\ U_{\mathrm{m}}/\sqrt{3}$ بعد از ۶۰ min نباید از ۳۰ pC بیشتر شود.

اگر معیار پ برآورده نشود، دوره ۶۰ min می‌تواند افزایش یابد و این معیار در صورتی برآورده تلقی می‌شود که در کل دوره ۶۰ min انجام شود.

**یادآوری ۱**- روش اجرایی آزمون بالا معادل آزمون تخلیه جزئی مشخص‌شده در زیربند ۱۱-۳ استاندارد ملی ایران شماره ۳-۲۶۲۰ است.

### ۵-۲-۹ گواهی آزمون نوعی

گواهی باید شامل موارد زیر باشد:

- جزئیات کامل ترتیب اتخاذ شده برای آزمون (برای مثال نحوه نصب، ترتیب چیدن و نحوه خشک‌کردن) همراه با نقشه‌های تشریحی، درصورت لزوم؛
- جزئیات کامل تمام آزمون‌های انجام‌شده طبق زیربندهای ۵-۲-۲ تا ۵-۲-۸؛
- جزئیات کامل وسایل محدودکننده برای اضافه ولتاژهای گذرا، درصورت مقتضی، به زیربند ۵-۱-۵ مراجعه شود؛
- تصاویر قطع کنتاکت‌ها و جریان‌های انتقالی.

هیچ فرسایشی در کنتاکت‌های وقفه‌اندازهای خلاء و سایر کنتاکت‌های انتقال جریان نباید وجود داشته باشد و نباید از ویژگی‌های ارائه شده توسط سازنده فراتر رود. هیچ نشانه‌ای از قوس در کنتاکت‌هایی که برای قوس‌زدن در نظر گرفته نشده‌اند مجاز نیست.

## ۵-۳ آزمون‌های معمول

### ۵-۳-۱ کلیات

آزمون‌های معمول زیر باید روی هر تعویض‌کننده انشعاب زیر بار تکمیل‌شده انجام شود:

ـ آزمون مکانیکی (به زیربند ۵-۳-۲ مراجعه شود)؛

ـ آزمون توالی عملیات (به زیربند ۵-۳-۳ مراجعه شود)؛

ـ آزمون عایقی مدارهای کمکی (به زیربند ۵-۳-۴ مراجعه شود)؛

- آزمون‌های فشار و خلاء (به زیربند ۵-۳-۵ مراجعه شود).

**یادآوری**- به آزمون‌هایی که روی تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار پس از نصب روی ترانسفورماتور انجام می‌شود، و در زیربند ۱۱-۷ استاندارد ملی شماره ۱-۲۶۲۰ ذکر شده اند، توجه خاصی شود.

### ۵-۳-۲ آزمون مکانیکی

در حالی که تعویض‌کننده انشعاب زیر بار به صورت کامل نصب شده ولی کنتاکت‌های آن برق‌دار نیستند، باید ۱۰ چرخه کامل عملکرد بدون بروز هیچ نوع عیبی انجام شود.

### ۵-۳-۳ آزمون توالی

هنگام آزمون معمول مکانیکی زیربند ۵-۳-۲، توالی عملیات‌های تعویض‌کننده انشعاب زیر بار باید ثبت گردد، عملیات کلید منحرف‌کننده بار یا کلید انتخابگر باید به وسیله نوسان‌نگار ثبت شود. نتایج ثبت‌شده باید کاملا مطابق نتایج به دست آمده از آزمون نوعی توالی عملکرد زیربند ۵-۲-۶-۳ باشد.

### ۵-۳-۴ آزمون عایقی مدارهای کمکی

مدارهای کمکی تعویض‌کننده انشعاب باید در برابر آزمون ولتاژ تحمل منبع ولتاژ متناوب جداگانه ۲ kV که به مدت یک دقیقه بین کلیه ترمینال‌های برق‌دار و بدنه اعمال می‌شود، بدون بروز اشکال مقاومت کنند.

### ۵-۳-۵ آزمون‌های فشار و خلاء

تمام محفظه‌های حاوی مایع یا گاز باید تحت فشار و خلاء که توسط سازنده تعیین می‌شود، مورد آزمون قرار گیرند.

## ۶ الزامات مربوط به مکانیزم‌های محرکه موتوری برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار

### ۶-۱ الزامات کلی

#### ۶-۱-۱ مطابقت قسمت‌های اجزا

قسمت‌های اجزای مکانیزم‌های محرکه موتوری باید با استاندارد مرتبط IEC مطابقت داشته باشد، مگر این که به صورت دیگری مشخص شده باشد.

#### ۶-۱-۲ تغییرات مجاز منبع تغذیه کمکی

موتور محرک و تجهیزات کنترل مکانیزم محرکه موتوری باید طوری طراحی شده باشد که در محدوده ٪ ۸۵ تا ٪ ۱۱۰ ولتاژ اسمی (ولتاژ AC و DC) و فرکانس اسمی منبع تغذیه AC بطور مطلوب کار کند.

۵۰ Hz و ۶۰ Hz مقادیر استاندارد فرکانس منبع تغذیه AC هستند.

### ۶-۱-۳ کنترل پله به پله

مدار کنترل پله به پله باید طوری طراحی شده باشد که تعویض‌کننده انشعاب زیر بار تنها درصورتی اقدام به یک عمل کامل تعویض انشعاب کند که سیگنال‌هایی به شکل پیوسته یا تکراری متوالی و همچنین بطور همزمان از منابع جداگانه در طی یک عمل تعویض انشعاب رسیده باشد. این الزام در حالت بروز خطاهای زمین یا قطع سیم کنترل نیز صادق است.

### ۶-۱-۴ نشان‌دهنده وضعیت انشعاب

نشان‌دادن واضح و قابل اطمینان وضعیت انشعاب تعویض‌کننده انشعاب زیر بار باید ارائه شده باشد. هنگام کار در محل، باید امکان بررسی آسان حالت وضعیت انشعاب وسیله نشان‌دهنده وضعیت وجود داشته باشد.

درصورت لزوم می‌توان از یک «انتقال‌دهنده وضعیت راه دور»[1] برای نشان‌دادن وضعیت انشعاب در اتاق کنترل استفاده کرد.

### ۶-۱-۵ نشان‌دهنده در حال تعویض بودن انشعاب

درصورت لزوم می‌توان وسیله مناسبی نصب کرد که یک وسیله نشان‌دهنده را در نقطه دوری به این منظور بکار اندازد که مکانیزم محرکه موتوری در حال انجام یک عمل تعویض انشعاب است.

### ۶-۱-۶ وسایل محدودکننده

برای جلوگیری از فرارفتن تعویض‌کننده انشعاب زیر بار از گستره عملیاتی مجاز باید وسیله محدودکننده به‌کار گرفته شود.

مکانیزم محرکه موتوری باید مجهز به وسیله محدودکننده‌ای باشد که مانع اثر ایمپالس‌های کنترل خارج از وضعیت انتهایی شوند و نیروی محرکه را هنگام شروع عملیات تعویض انشعاب فراتر از وضعیت انتهایی متوقف کند.

به علاوه، یک وسیله محدودکننده مکانیکی باید در مکانیزم تعویض‌کننده انشعاب زیر بار یا محرکه موتور تعبیه شود. هنگام رسیدن به توقف مکانیکی انتهایی نباید هیچ آسیبی ایجاد شود.

### ۶-۱-۷ وسایل کنترل موازی

تعبیه وسایل لازم باید مورد توافق قرار گیرد، خریدار باید الزامات صحیح را به وضوح مشخص کند.

### ۶-۱-۸ حفاظت در برابر جهت دوران

درصورت لزوم می‌توان وسیله‌ای برای جلوگیری از دوران موتورهای سه فاز در جهت نادرست، درصورت توافق بین سازنده و خریدار، تعبیه کرد.

---

1 - Remote position transmitter

### ۶-۱-۹ وسیله مانع‌شونده اضافه جریان

اگر شرایط کار ترانسفورماتور ایجاب کند، می‌توان وسیله مانع‌شونده اضافه جریان را در صورت توافق بین خریدار و سازنده تعبیه کرد.

### ۶-۱-۱۰ وسیله شروع مجدد

درصورت لزوم می‌توان وسیله‌ای تعبیه کرد که بتواند بعد از قطع احتمالی ولتاژ تغذیه، عملیات تعویض انشعاب را بلافاصله بعد از بازگشت برق کامل کند.

### ۶-۱-۱۱ شمارنده عملیات

شمارنده عملیات باید از نظر شرایط محیطی و تعداد عملیات‌های تعیین‌شده برای تعویض‌کننده انشعاب زیر بار برای وظیفه مورد نظر مناسب باشند. تعداد عملیات‌های تعویض‌کننده انشعاب زیر بار می‌تواند به صورت اطلاعات الکتریکی (ذخیره‌شده در یک حافظه) یا یک شمارنده غیرقابل صفر کردن شش رقمی یا بیشتر ارائه شود.

در صورت لزوم، باید وسیله‌ای برای نشان‌دادن تعداد عملیات‌ها (در خصوص اطلاعات الکتریکی) ارائه شود.

### ۶-۱-۱۲ راه‌اندازی مکانیزم محرکه موتوری بطور دستی

باید وسیله‌ای برای تسهیل عملیات تعویض انشعاب تعویض‌کننده انشعاب زیر بار، در صورت خرابی منبع تغذیه مکانیزم محرکه موتوری ارائه شود. این وسیله باید از قطع‌بودن مکانیزم محرکه موتوری اطمینان حاصل کند تا از عملیات ناخواسته (برای مثال کنترل از راه دور، بازیافت ولتاژ و غیره) جلوگیری کند.

جهت چرخش و دستورالعمل‌های تکمیلی باید در نزدیکی محلی که میله داخل می‌شود علامتگذاری شود.

توصیه می‌شود طراحی وسیله به گونه‌ای باشد که امکان بکار انداختن توسط یک فرد بدون تلاش زیاد را فراهم آورد.

**یادآوری**- این زیربند در خصوص تنظیم‌کننده‌های ولتاژ پله تعریف‌شده در استاندارد ملی ایران-آی‌ای‌سی شماره ۲۱-۶۰۰۷۶ کاربرد ندارد.

### ۶-۱-۱۳ اتاقک محرکه موتوری

اتاقک محرکه موتوری باید با درجه حفاظت IP 44 استاندارد IEC 60529 مطابقت داشته و در برابر تعرق[1] با اتخاذ تدابیر مناسب حفاظت شده باشد.

درصورت لزوم درجه حفاظت بالاتر از استاندارد IEC 60529 می‌تواند مورد توافق سازنده و خریدار قرارگیرد.

1 - Condensation

### ۶-۱-۱۴ وسیله حفاظت در برابر دور گرفتن[1]

وسیله ای که برای جلوگیری از افزایش سریع حرکت مکانیزم محرکه موتوری درصورت بروز اشکال در مدار کنترل پله به پله باید پیش‌بینی شود.

### ۶-۱-۱۵ حفاظت در برابر دسترسی به قسمت‌های خطرناک

اتاقک‌های مکانیزم محرک مجهز به در، باید حفاظت حداقل IP1X (طبق استاندارد IEC 60529) را در صورت باز بودن هر دری، داشته باشد.

**یادآوری**- این امر حداقل می‌تواند حفاظت در برابر تماس تصادفی دست را فراهم کند.

محورهای محرک خارجی باید توسط محافظ‌هایی حفاظت شوند.

## ۶-۲ آزمون‌های نوعی

### ۶-۲-۱ آزمون بار مکانیکی

محور خروجی مکانیزم محرکه موتوری باید با بزرگترین گشتاور پیچشی تعویض‌کننده انشعاب زیر بار که این مکانیزم برای آن طراحی شده است یا یک گشتاور پیچشی بار معادل که بر مبنای شرایط بهره‌برداری شبیه‌سازی شده است، بارگذاری شود. با این بار باید ۵۰۰۰۰۰ عمل تعویض انشعاب در سرتاسر گستره انشعاب صورت گیرد.

در طی این آزمون، خنک‌کاری تکمیلی محرکه موتوری مجاز است.

در طی این آزمون که با فرکانس اسمی انجام می‌شود باید:

- ۱۰۰۰۰ عمل تعویض انشعاب با حداقل ولتاژ تعیین‌شده در زیربند ۶-۱-۲، انجام شود؛
- ۱۰۰۰۰ عمل تعویض انشعاب با حداکثر ولتاژ تعیین‌شده در زیربند ۶-۱-۲، انجام شود؛
- ۱۰۰ عمل تعویض انشعاب در دمای ۲۵ °C- انجام شود. دمای درون اتاقک محرکه موتوری در زمان شروع آزمون نباید بیشتر از ۲۵ °C- باشد. مکانیزم محرکه موتوری باید در ولتاژ و فرکانس اسمی آزمون شود. دمای درون اتاقک محرکه موتوری باید در هنگام این آزمون اندازه‌گیری شده و در گزارش آزمون ذکر شود.

از عملکرد صحیح وسایل مندرج در زیربندهای ۶-۱-۶، ۶-۱-۱۰، ۶-۱-۱۱، ۶-۱-۱۲ و ۶-۱-۱۴ باید در هنگام این آزمون اطمینان حاصل شود. این آزمون باید بدون خرابی یا فرسایش بیش از اندازه اجزاء مکانیکی به اتمام برسد.

تعمیر و نگهداری عادی مطابق دستورالعمل سازنده، در هنگام این آزمون مجاز است.

---

1 - Running-through

سیستم گرمایش مکانیزم محرکه موتوری در هنگام آزمون باید خاموش باشد.

### ۶-۲-۲ آزمون دور بالا[1]

باید نشان داده شود هنگامی که عمل تعویض انشعاب به وسیله موتور انجام می شود، در صورت عمل‌نکردن وسایل محدودکننده مکانیزم محرکه موتوری، یک وسیله تکمیلی، مکانیزم محرکه موتوری را محدود می‌کند یا مانع عملیات تعویض‌کننده انشعاب زیر بار در خارج از دو حد انتهایی می‌شود. آسیبی مکانیکی یا الکتریکی نباید رخ دهد.

### ۶-۲-۳ درجه حفاظت اتاقک محرکه موتوری

اتاقک محرکه موتوری، درصورت کاربرد، باید طبق استاندارد IEC 60529 مورد آزمون قرار گیرد.

## ۶-۳ آزمون‌های معمول

### ۶-۳-۱ آزمون‌های مکانیکی

مکانیزم محرکه موتوری در شرایط عادی بهره‌برداری یا با بار معادل شبیه‌سازی شده باید تعداد ده چرخه عمل را بطور الکتریکی بدون خرابی انجام دهد. در هنگام این آزمون، عملکرد صحیح باید طبق هر یک از الزامات زیربندهای ۶-۱-۶، ۶-۱-۱۰، ۶-۱-۱۱، ۶-۱-۱۲ و ۶-۱-۱۴ بررسی شود.

پس از آزمون بالا، دو چرخه دیگر عمل، یکی در حداقل و دیگری در حداکثر سطح ولتاژ اسمی منبع تغذیه کمکی باید بدون بروز هیچگونه اشکال انجام شود.

**یادآوری**- آزمون‌های مکانیکی را می‌توان روی مکانیزم محرکه موتوری به طور جداگانه یا طبق زیربند ۵-۳-۲ انجام داد.

### ۶-۳-۲ آزمون عایقی مدارهای کمکی

مدارهای کمکی، بجز موتور و اجزاء دیگری که با ولتاژهای آزمون پایین‌تری طبق استانداردهای مناسب IEC آزمون می‌شوند، باید درمعرض آزمون ولتاژ تحمل منبع ولتاژ متناوب جداگانه ۲ kV مؤثر که به مدت یک دقیقه بین تمام ترمینال‌های برق‌دار و بدنه اعمال می‌شود، قرار گیرند.

# ۷ الزامات مربوط به تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع

## ۷-۱ الزامات کلی

### ۷-۱-۱ مشخصات اسمی

مشخصات اسمی به صورت زیر است:

---

1 - Overrun test

- حداکثر جریان عبوری اسمی؛
- حداکثر ولتاژ پله اسمی؛
- فرکانس اسمی؛
- سطح عایقی اسمی.

### ۷-۱-۲ انواع

تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع می‌توانند شامل کلیدهای خطی یا چرخشی مکانیکی که بطور دستی یا موتوری کار می‌کنند، باشند.

### ۷-۱-۳ اهرم‌ها[1] و محرکه‌ها[2]

اهرم‌هایی که به عنوان مکانیزم‌های محرکه بکار می‌روند معمولا از نوع چرخ دستی[3] یا میله دستی[4] هستند و یا مستقیماً به تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطعی که روی درپوش ترانسفورماتور است یا به درپوش بالایی تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع یا به محفظه گلند راه دور نصب‌شده روی بیرون ترانسفورماتور، متصل می‌شوند. درحالت سوم، اهرم‌ها به تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع از طریق وسایلی مانند محورهای محرکه یا کابل وصل می‌شوند.

اهرم عملیات برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع باید بطور خارجی نصب شوند.

وضعیت انشعاب هنگامی که تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع کاملاً در وضعیت خود قرار دارد، باید به وضوح نشان داده شود. جهت چرخش بالارونده و پائین‌رونده وضعیت انشعاب باید به وضوح نشان داده شود. به علاوه، تعداد چرخش‌های مربوط به یک عمل تعویض انشعاب، درصورت کاربرد، باید ارائه شود.

به منظور عبور جریان عملیاتی کامل باید سیستمی برای قفل موثر DETC در وضعیت بهره‌برداری در نظر گرفته شود.

### ۷-۱-۴ گلندها

تمام گلندهای آب‌بندی تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع بین ترانسفورماتور پرشده با مایع یا گاز یا مخزن تعویض‌کننده انشعاب و محیط بیرونی باید در برابر گاز یا مایع نفوذناپذیر باشد.

1 - Handle
2 - Drive
3 - Hand-wheel
4 - Hand crank

### ۷-۱-۵ قفل‌هم‌بند[1]

یک وسیله ایمنی باید به منظور جلوگیری از فعال‌شدن ناخواسته تجهیز یا فعال‌شدن توسط افراد غیرمسئول پیش‌بینی شود. این وسیله می‌تواند شامل یک وسیله قفل‌کننده در مکانیزم محرکه دستی باشد، به طوری که با یک عمل آگاهانه توسط اپراتور برداشته شود.

امکان عملکردن، برداشتن یا نصب‌مجدد این وسیله ایمنی فقط باید وقتی که تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع در وضعیت مناسب قرار دارد، وجود داشته باشد.

اگر از مکانیزم محرکه موتوری برای عملکردن تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع استفاده شود، ترجیح دارد که قفل‌همبند خودکار[2] توسط مدارهای قفل‌همبند الکتریکی انجام شود.

### ۷-۱-۶ متوقف‌کننده‌های[3] مکانیکی انتهایی

عملکرد تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع نباید پس از عبور از انتهای گستره به سمت یک وضعیت انتخاب‌نشده امکان‌پذیر باشد. اگر تعداد وضعیت‌های قابل انتخاب را بتوان تغییر داد، متوقف‌کننده‌های مکانیکی انتهایی یا یک وسیله مکانیکی باید در انتخابگر یا مکانیزم محرکه دستی به منظور جلوگیری از عملیات، هنگام عبور از اولین و آخرین وضعیت تعبیه شود.

## ۷-۲ آزمون‌های نوعی

### ۷-۲-۱ کلیات

آزمون‌های نوعی زیر باید انجام شود:

- ـ افزایش دمای کنتاکت‌ها (زیربند ۷-۲-۲)؛
- ـ آزمون جریان اتصال‌کوتاه (زیربند ۷-۲-۳)؛
- ـ آزمون‌های مکانیکی (۷-۲-۴)؛
- ـ آزمون‌های عایقی (۷-۲-۵).

### ۷-۲-۲ افزایش دمای کنتاکت‌ها

برای تایید اینکه افزایش دمای هر نوع کنتاکت که هنگام بهره‌برداری به طور پیوسته حامل جریان است، نسبت به محیط اطراف کنتاکت از مقادیر ارائه‌شده در جدول ۴ فراتر نمی‌رود، این آزمون در حالی انجام می‌شود که جریان ۱٫۲ برابر حداکثر جریان عبوری اسمی از آن عبور کرده و به دمای پایا رسیده باشد.

مطابقت با این شرایط، ظرفیت اضافه‌بار را همان‌گونه که در زیربند ۴-۳ به آن اشاره شده است، ثابت می‌کند.

---

1 - Interlock
2 - Automatic interlock
3 - End stop

چنانچه محیط اطراف مایع باشد، این آزمون باید در دمای مایع راه‌اندازی بین ۱۰ °C و ۴۰ °C انجام شود.

دمای محیط اطراف باید در فاصله حداقل ۲۵ mm زیر کنتاکت‌ها اندازه‌گیری شود.

دما باید به وسیله ترموکوپل یا هر وسیله مناسب دیگری که روی سطح کنتاکت‌ها و تا حد امکان نزدیک به نقطه تماس نصب شده باشد، اندازه‌گیری شود.

دما هنگامی پایا درنظر گرفته می‌شود که اختلاف دمای بین کنتاکت و محیط اطراف آن در طی یک ساعت بیش از ۱ K تغییر نکند.

سطح مقطع و عایق هادی حامل جریان به داخل تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع یا اجزاء تحت آزمون باید مشخص شده باشد.

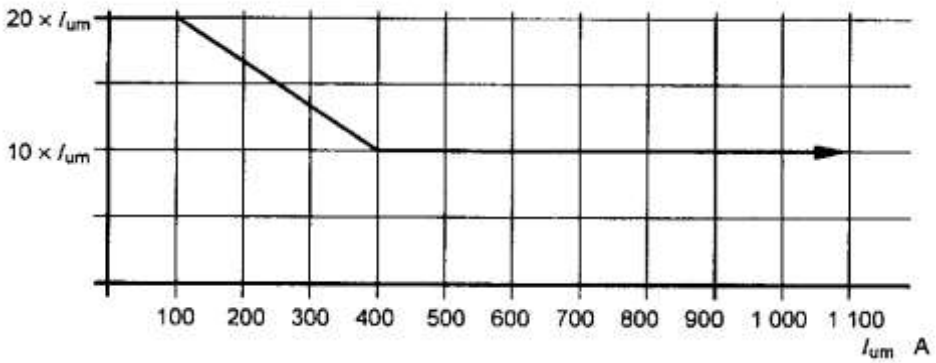
**جدول ۴- محدودیت‌های افزایش دمای کنتاکت برای تعویض‌کننده های انشعاب مدار-قطع**

| جنس کنتاکت | در هوا<br>K | در $SF_6$<br>K | در مایع<br>K |
|---|---|---|---|
| مس پرداخت‌شده | ۲۵ | ۳۵ | ۱۵ |
| مس/ آلیاژ با روکش نقره | ۴۰ | ۳۵ | ۱۵ |
| سایر مواد | طبق توافق | طبق توافق | ۱۵ |
| در $SF_6$ حداکثر دمای کنتاکت مجاز در شرایط اضافه‌بار، ۱۵۰ °C است. هنگامی که دمای $SF_6$ توسط روش مشخصی کنترل شود، سازنده باید افزایش دمای کنتاکت مجاز را با درنظر گرفتن دمای کاهش‌یافته $SF_6$ اطراف DETC تعیین کند. آزمون‌های توالی که توسط سازنده و با استفاده از روش فوق انجام می‌شود باید تایید کند که حداکثر جریان مجاز از ۱۵۰ °C فراتر نخواهد رفت. | | | |

### ۳-۲-۷ آزمون جریان اتصال‌کوتاه

تمام کنتاکت‌ها از طرح‌های متفاوت که به طور دائم حامل جریان می‌باشند، باید هر کدام به مدت ۲ s (±۱۰٪) در معرض جریان‌های اتصال‌کوتاه قرار گیرند. در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع در مایع، آزمون باید در مایع ترانسفورماتور انجام شود.

درمورد تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع سه فاز، معمولاً آزمون کنتاکت‌های یک فاز کافی است، مگر اینکه به صورت دیگری مشخص شده باشد.




**شکل ۳- جریان آزمون اتصال‌کوتاه (مقدار موثر) براساس ضریبی از حداکثر جریان عبوری اسمی (تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع)**

سه عملکرد باید با جریانی که مقدار جریان قله اولیه (٪۵±) ۲٫۵ برابر مقدار مؤثر جریان آزمون اتصال‌کوتاه اسمی است، انجام شود. کنتاکت‌ها نباید در بین این عملکردها جابجا شود.

اگر امکان کلیدزنی در روی نقطه خاصی از موج وجود نداشته و در نتیجه امکان ایجاد سه اتصال‌کوتاه با جریان قله اولیه ۲٫۵ برابر مقدار مؤثر وجود نداشته باشد، در این صورت می‌توان از آزمون زیر استفاده کرد.

مقدار موثر جریان آزمون اتصال‌کوتاه را می‌توان در ازای تقلیل طول مدت آزمون، آنقدر افزایش داد که مقدار اسمی قله جریان برای سه عملکرد، بدست آید. هنگام استفاده از این روش، حاصلضرب مربع جریان مؤثر افزایش‌یافته در مدت زمان تقلیل‌یافته آزمون نباید کمتر از حاصلضرب مربع جریان مؤثر اتصال کوتاه اسمی در مدت زمان ۲ s باشد.

مقادیر جریان آزمون اتصال‌کوتاه باید طبق مقادیر داده شده در شکل ۳ باشد.

ولتاژ مدار باز در این آزمون باید حداقل ۵۰ V باشد.

در انتهای آزمون، کنتاکت‌ها نباید به گونه‌ای آسیب دیده باشند که مانع ادامه عملکرد صحیح آن‌ها در حداکثر جریان عبوری اسمی گردد. گشتاور عملکرد اولیه باید قبل و بعد آزمون اندازه‌گیری شود و نشان دهد که برای بهره‌برداری مناسب است.

در سایر قسمت‌های حامل جریان نیز نباید علائمی از تغییر شکل مکانیکی دائمی که بر روی عملکرد عادی تعویض‌کننده انشعاب تاثیرگذار باشد مشاهده شود.

### ۷-۲-۴ آزمون‌های مکانیکی

#### ۷-۲-۴-۱ آزمون پایداری مکانیکی

اگر تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع از نوع غوطه‌ور در مایع باشد، باید با مایع تمیز پر شده و نصب شود یا درون مخزن آزمون پرشده با مایع تمیز غوطه‌ور شود و مطابق شرایط بهره‌برداری عادی خود کار کند. کنتاکت‌ها نباید برق‌دار باشند و کل گستره انشعاب‌ها باید تا زمانی که حداقل ۲۰۰۰ مرتبه عمل تعویض انشعاب انجام شده باشد، مورد استفاده قرار گیرند.

برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع که مشخص‌شده مناسب برای استفاده با یک مکانیزم محرکه موتوری هستند، باید تعداد ۲۰۰۰۰ عمل تعویض انشعاب انجام شود.

درمورد تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع با محیط هوا، این آزمون ممکن است در دمای محیط انجام شود. در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع که محیط اطراف آن را مایع تشکیل می‌دهد، نصف تعداد عمل تعویض انشعاب باید در دمایی که کمتر از ۷۵ °C نباشد و نصف دیگر در دمایی پائین‌تر مثلاً در طول دوره گرمایش یا سرمایش انجام گیرد. نوسانات روزانه دما مجاز است.

درطول این آزمون نباید هیچگونه خرابی یا فرسایش کنتاکت‌ها یا قسمت‌های مکانیکی که باعث خرابی مکانیکی درصورت ادامه عملیات شود، بوجود آید.

**یادآوری**- محیط‌های دربرگیرنده‌ای که مشخص شده‌اند برای عملکرد مناسب می‌باشند می‌توانند بطور نمونه روغن عایقی معدنی، مایعات مختلف (مانند سیالات استری (طبیعی یا مصنوعی) یا سیالات سیلیکونی)، هوا و گازهای دیگر باشند.

### ۷-۲-۴-۲ آزمون‌های فشار و خلاء

آزمون‌های مناسب باید برای اثبات مقادیر مقاومت در برابر فشار و خلاء روی کلیه گلندها و درزبندها انجام شود. سازنده باید مقادیر خود را علام کند.

### ۷-۲-۵ آزمون‌های دی‌الکتریکی

#### ۷-۲-۵-۱ کلیات

الزامات دی‌الکتریکی تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع بستگی به سیم‌پیچ ترانسفورماتوری دارد که به آن وصل می‌شود.

سازنده ترانسفورماتور نه تنها مسئولیت انتخاب تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع با سطح عایقی مناسب را دارد، بلکه مسئولیت انتخاب سطح عایقی سیم‌های اتصال بین تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع و سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور را نیز بر عهده دارد.

تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع از نوع غوطه‌ور در مایع باید قبل از انجام آزمون‌های زیربند ۷-۲-۵-۲، با مایع تمیز پر شود یا در داخل یک مخزن آزمون پرشده با مایع تمیز غوطه‌ور شوند.

#### ۷-۲-۵-۲ ماهیت آزمون‌ها

سطح عایقی تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع باید از طریق انجام آزمون‌های دی‌الکتریکی در فواصل زیر تأیید شود:

الف- نسبت به زمین؛

ب- بین فازها (در صورت کاربرد)؛

پ- بین اولین و آخرین کنتاکت‌های تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع؛

**یادآوری**- با توجه به طراحی در صورتی که کنتاکت‌های ثابت در یک خط مستقیم چیده شده باشند، این آزمون کاربرد ندارد.

ت- بین هر دو کنتاکت مجاور تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع؛

ث- هر فاصله‌ای که بنا بر پیکربندی کنتاکت، تنش بیشتری نسبت به موارد آزمون‌شده فوق داشته باشد.

#### ۷-۲-۵-۳ ولتاژهای آزمون

- رده I

در مورد آزمون ردیف الف، ولتاژ آزمون باید با مقادیر مربوط از جدول ۵ مطابقت داشته باشد. در مورد آزمون‌های ردیف‌های ب، پ، ت و ث، مقادیر مناسب تحمل ولتاژ ضربه صاعقه کامل و برش‌خورده، ولتاژ اعمال‌شده و در صورت کاربرد ایمپالس کلیدزنی باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع اعلام شود.

– رده II

در مورد آزمون‌های ردیف‌های الف و ب، ولتاژ آزمون باید با مقادیر مربوط از جدول ۵ مطابقت داشته باشد. در مورد آزمون‌های ردیف‌های پ، ت و ث، مقادیر مناسب تحمل ولتاژ ضربه صاعقه کامل و برش‌خورده، ولتاژ اعمال‌شده و در صورت کاربرد ایمپالس کلیدزنی باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع اعلام شود.

مقادیر مندرج در جدول ۵ بالاترین ولتاژهای آزمون انتخاب‌شده برای $U_m$ هستند و براساس بند ۷ استاندارد ملی ایران شماره ۳-۲۶۲۰ می‌باشند. توصیه می‌شود جدول ۵ برای انتخاب سطوح آزمون زیربندهای ۷-۲-۵-۵ تا ۷-۲-۵-۹ استفاده شوند.

**جدول ۵- سطوح ولتاژ آزمون تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع**

| **بالاترین ولتاژ تجهیزات $U_m$** kV | **ضربه صاعقه تمام موج** kV | **موج ضربه صاعقه برش‌خورده** kV | **ولتاژ کلیدزنی** kV | **ولتاژ اعمال‌شده** kV |
|---|---|---|---|---|
| کمتر از ۱٫۱ | – | – | – | ۳ |
| ۳٫۶ | ۴۰ | ۴۴ | – | ۱۰ |
| ۷٫۲ | ۷۵* | ۸۳* | – | ۲۰ |
| ۱۲ | ۱۱۰* | ۱۲۱* | – | ۳۴* |
| ۱۷٫۵ | ۱۲۵* | ۱۳۸* | – | ۳۸ |
| ۲۴ | ۱۵۰* | ۱۶۵* | – | ۵۰ |
| ۳۶ | ۲۰۰* | ۲۲۰* | – | ۷۰ |
| ۵۲ | ۲۵۰ | ۲۷۵ | – | ۹۵ |
| ۷۲٫۵ | ۳۵۰* | ۳۸۵* | – | ۱۴۰ |
| ۱۰۰ | ۴۵۰ | ۴۹۵ | ۳۷۵* | ۱۸۵ |
| ۱۲۳ | ۵۵۰ | ۶۰۵ | ۴۶۰* | ۲۳۰ |
| ۱۴۵ | ۶۵۰ | ۷۱۵ | ۵۴۰* | ۲۷۵ |
| ۱۷۰ | ۷۵۰ | ۸۲۵ | ۶۲۰* | ۳۲۵ |
| ۲۴۵ | ۱۰۵۰ | ۱۱۵۵ | ۸۵۰* | ۴۶۰ |
| ۳۰۰ | ۱۰۵۰ | ۱۱۵۵ | ۸۵۰ | ۴۶۰ |
| ۳۶۲ | ۱۱۷۵ | ۱۲۹۲ | ۹۵۰ | ۵۱۰ |
| ۴۲۰ | ۱۴۲۵ | ۱۵۷۰ | ۱۱۷۵* | ۶۳۰ |
| ۵۵۰ | ۱۶۷۵* | ۱۸۴۵* | ۱۳۹۰* | ۶۸۰ |
| ۸۰۰ | ۲۱۰۰ | ۲۳۱۰ | ۱۶۷۵* | – |
| ۱۱۰۰ | ۲۲۵۰ | ۲۴۷۵ | ۱۸۰۰ | – |
| ۱۲۰۰ | ۲۲۵۰ | ۲۴۷۵ | ۱۸۰۰ | – |

**یادآوری**– مقادیر نشان‌داده شده با (*) در استاندارد ملی ایران شماره ۱-۲۶۲۰ برای مقدار ویژه $U_m$ ارائه نشده است.

### ۷-۲-۵-۴ اعمال ولتاژهای آزمون

برای آزمون‌های دی‌الکتریکی، تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع باید مشابه حالت بهره‌برداری، نصب، آماده و خشک شود. به‌هرحال، درنظر گرفتن هادی‌های ارتباطی بین تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع و سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور لزومی ندارد. در صورت استفاده از سرسیم‌ها، توصیه می‌شود آنها تقریبا معادل موارد به کار رفته در بهره‌برداری واقعی باشند. آزمون‌ها را می‌توان بر روی اجزاء به طور جداگانه انجام داد، مشروط برآن که محرز شود شرایط دی‌الکتریکی یکسانی برقرار گردیده است.

درمورد آزمون ردیف الف زیربند ۷-۲-۵-۲ که برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع رده‌های I و II بکار می‌رود و آزمون ردیف ب زیربند ۷-۲-۵-۲ که برای تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع رده II بکار می‌رود، قسمت‌های برق‌دار هر فاز باید اتصال‌کوتاه شده و برحسب مورد به منبع ولتاژ یا زمین وصل شوند.

اگر تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع دارای عایق‌بندی خارجی نسبت به زمین است، این عایق‌بندی باید طبق آزمون‌های مربوط در استاندارد IEC 60137 تأیید شود.

توالی آزمون‌ها بهتر است به صورت زیر باشد:

- آزمون ضربه صاعقه تمام موج؛
- آزمون ضربه صاعقه برش‌خورده؛
- آزمون ضربه کلیدزنی، درصورت لزوم؛
- ولتاژ ولتاژ اعمال‌شده؛
- اندازه‌گیری تخلیه‌های جزئی، درصورت لزوم.

### ۷-۲-۵-۵ آزمون ضربه صاعقه تمام موج (LI)

موج ضربه آزمون باید ضربه صاعقه استاندارد (٪ ۲۰ ± ۵۰ µs / ٪ ۳۰ ± ۱٫۲ µs) با بیشینه فراجهش ٪ ۵ باشد. رواداری مقدار ولتاژ آزمون ٪ ۳± است. هر آزمون باید شامل سه مرتبه اعمال ولتاژ با پلاریته مثبت و سه مرتبه با پلاریته منفی و با مقدار مورد نیاز باشد.

### ۷-۲-۵-۶ آزمون ضربه صاعقه برش‌خورده (LIC)

شکل موج ضربه‌های تمام موج باید مطابق زیربند ۷-۲-۵-۵ باشد. ضربه صاعقه برش‌خورده باید دارای زمان برش‌خوردگی ۳ µs و ۶ µs باشد. زمان اولین صفر ولتاژ بعد از لحظه برش‌خوردگی باید تا حد امکان کوتاه باشد. هر آزمون باید شامل سه مرتبه اعمال ولتاژ با پلاریته مثبت و سه مرتبه با پلاریته منفی و با مقدار مورد نیاز باشد.

**یادآوری**- همچنین این الزام را می‌توان با انجام آزمون ضربه صاعقه تمام موج با مقادیر آزمون مربوط به آزمون ضربه صاعقه برش‌خورده برآورده کرد.

### ۷-۵-۲-۷ آزمون ضربه کلیدزنی (SI)

این آزمون برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع با $U_m$ برابر ۱۰۰ kV و بالاتر کاربرد دارد. این آزمون باید بین قسمت‌های برق‌دار و زمین‌شده تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع انجام شود. ترکیب و ساختار آزمون باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع اعلام شود. شکل ضربه باید طبق استاندارد IEC 60060-1 برابر 250/2500 µs باشد. هر آزمون باید شامل سه مرتبه اعمال ولتاژ با پلاریته مثبت و سه مرتبه با پلاریته منفی و با مقدار مورد نیاز باشد.

### ۸-۵-۲-۷ آزمون ولتاژ اعمال‌شده (AV)

آزمون باید با یک ولتاژ متناوب تک فاز طبق استاندارد IEC 60060-1، در مقدار مورد نیاز انجام شود. مدت زمان هر آزمون باید ۶۰ s باشد.

### ۹-۵-۲-۷ اندازه‌گیری تخلیه‌های جزئی

این آزمون برای تعویض‌کننده‌های انشعاب رده I ضروری نیست.

درمورد تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع رده II این آزمون باید بین قسمت‌های برق‌دار و زمین‌شده تعویض‌کننده انشعاب انجام شود.

در مورد تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع رده II که از بیش از یک فاز در هر واحد تشکیل شده‌اند (به مثال استاندارد IEC 60214-2 مراجعه شود) یک آزمون باید بین فازهای مجاور در تعویض‌کننده انشعاب انجام شود. از توالی آزمون شرح داده شده در ادامه می‌توان برای اندازه‌گیری تخلیه‌های جزئی بین فازها استفاده کرد با این توضیح که مقدار مرجع Um/√۳ باید به Um تغییر پیدا کند.

ترکیب و ساختار آزمون باید توسط سازنده تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع اعلام شود. حفاظ‌گذاری ترمینال‌های که سرسیم‌های انشعاب به آن متصال است، مجاز می‌باشد.

آزمون باید با ولتاژ متناوب تک فاز طبق استاندارد IEC 60060-1 انجام شود.

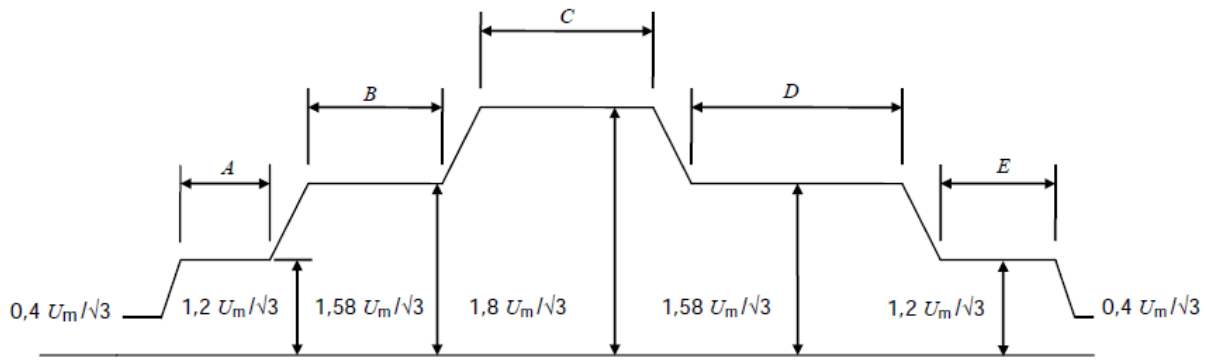
توالی آزمون باید به شرح زیر باشد:

- ولتاژ باید در سطحی که بیشتر از ۰٫۴ Um/√۳ نباشد وصل شود؛
- تخلیه جزئی پس زمینه باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید تا ۱٫۲ Um/√۳ افزایش یافته و حداقل به مدت ۱ min در این ولتاژ بماند؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید تا ۱٫۵۸ Um/√۳ افزایش یافته و حداقل به مدت ۵ min در این ولتاژ بماند؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛

- ولتاژ باید تا ۱٫۸ Um/√۳ افزایش یافته و به مدت ۶۰ s چنانچه $U_m \leq$ ۸۰۰ kV باشد و ۳۰۰ s چنانچه $U_m >$ ۸۰۰ kV باشد، در این ولتاژ بماند؛
- بلافاصله پس از مدت آزمون، ولتاژ باید بدون وقفه تا ۱٫۵۸ Um/√۳ کاهش یابد؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ به مدت حداقل ۶۰ min در مقدار ۱٫۵۸ Um/√۳ نگه داشته شود؛
- بعد از آخرین اندازه‌گیری PD در دوره ۶۰ min، ولتاژ باید به ۱٫۲ Um/√۳ کاهش یابد و حداقل به مدت ۱ min نگه داشته شود؛
- سطح PD باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید به ۰٫۴ Um/√۳ کاهش یابد؛
- تخلیه جزئی پس زمینه باید اندازه‌گیری و ثبت شود؛
- ولتاژ باید به کمتر از ۰٫۴ Um/√۳ کاهش یابد؛
- ولتاژ باشد قطع شود.

سطح تخلیه جزئی باید به طور پیوسته در طول مدت آزمون روی یک کانال اندازه‌گیری مشاهده شود.

مدت زمان آزمون باید به صورت شکل ۴ باشد:




**راهنما:**

A= ۱ min

B= ۵ min

C= ۶۰ s چنانچه Um ≤ ۸۰۰ kV و ۳۰۰ s چنانچه Um > ۸۰۰ kV

D= ۶۰ min

E= ۱ min

**شکل ۴- توالی زمانی برای اعمال ولتاژ آزمون (تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع)**

تخلیه‌های جزئی باید توسط روش منطبق با استاندارد IEC 60270 انجام شود.

هر کانال اندازه‌گیری PD که شامل خازن کوپلینگ مرتبط می‌شود باید کالیبره شده باشد تا بار (pC) را طبق روش ارائه شده در استاندارد IEC 60270 مشهود کند.

اندازه‌گیری PD باید برحسب pC بوده و به بیشترین ایمپالس‌های تکراری حالت دائمی نشان‌داده‌شده توسط دستگاه اندازه‌گیری ارجاع داده شود.

می‌توان از رگبارهای گاه‌به‌گاه با سطح PD بالا صرف نظر کرد.

این آزمون در صورتی معتبر در نظر گرفته می‌شود که سطح PD اندازه‌گیری‌شده پس‌زمینه در شروع و پایان آزمون از pC ۱۰ بیشتر نباشد.

آزمون درصورتی موفقیت‌آمیز است که دارای شرایط زیر باشد:

الف- هیچ فروپاشی در ولتاژ آزمون رخ ندهد؛

ب- سطح دائم تخلیه‌های جزئی نباید از pC ۵۰ در طی دوره min ۶۰ (دوره D) بیشتر شود؛

پ- رفتار PD نشان دهد که هیچ افزایش پیوسته یا ناگهانی در سطوح در min ۲۰ آخر دوره min ۶۰ وجود ندارد (دوره D)؛

ت- سطح تخلیه جزئی در ولتاژ $1{,}2\ U_{\mathrm{m}}/\sqrt{3}$ بعد از min ۶۰ نباید از pC ۳۰ بیشتر شود.

اگر معیار پ برآورده نشود، دوره min ۶۰ می‌تواند افزایش یابد و این معیار در صورتی برآورده تلقی می‌شود که در کل دوره min ۶۰ انجام شود.

**یادآوری ۱**- روش اجرایی آزمون بالا معادل آزمون تخلیه جزئی مشخص‌شده در زیربند ۱۱-۳ استاندارد ملی ایران شماره ۳-۲۶۲۰ است.

### ۷-۲-۶ گواهی آزمون نوعی

گواهی باید شامل موارد زیر باشد:

- جزئیات کامل ترتیب اتخاذ شده برای آزمون (برای مثال نحوه نصب، ترتیب چیدن و نحوه خشک‌کردن) همراه با نقشه‌های تشریحی، درصورت لزوم؛
- جزئیات کامل تمام آزمون‌های انجام‌شده طبق زیربندهای ۷-۲-۲ تا ۷-۲-۵.

## ۷-۳ آزمون‌های معمول

### ۷-۳-۱ آزمون‌های مکانیکی

در حالی که تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع به صورت آماده کار و بدون اینکه کنتاکت‌های آن برق‌دار باشد نصب شده است، انجام دو چرخه کامل عمل تعویض انشعاب باید بدون بروز هیچ نوع عیبی امکان‌پذیر باشد.

در طی این آزمون هر متوقف‌کننده انتهایی که در زیربند ۷-۱-۶ توضیح داده شده است باید برای عملکرد و تنظیم صحیح بررسی شود.

### ۷-۳-۲ آزمون‌های فشار و خلاء

آزمون باید بر روی کلیه گلندهای نفوذناپذیر در برابر مایع انجام شود و سطوح باید توسط سازنده اظهار گردد. سطح اظهارشده با مقدار صفر نشان می‌دهد که این آزمون انجام نشده است.

**یادآوری**- آزمون فشار و خلاء معمولاً بر روی تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع کوچک انجام نمی‌شود.

## ۸ الزامات مربوط به مکانیزم‌های محرکه موتوری برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع

### ۸-۱ الزامات کلی

#### ۸-۱-۱ کلیات

مکانیزم‌های محرکه موتوری تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار می‌توانند برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع نیز استفاده شوند. الزامات زیربندهای ۸-۱-۲ تا ۸-۱-۹ به عنوان حداقل الزامات برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع باید بکار برود.

اگر برای عملکردن تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع از یک مکانیزم محرکه موتوری استفاده شود، اولویت باید با قفل‌همبندی خودکار توسط مدارهای قفل‌همبند الکتریکی است.

#### ۸-۱-۲ مطابقت قسمت‌های اجزا

قسمت‌های اجزای مکانیزم‌های محرکه موتوری باید با استاندارد مرتبط IEC مطابقت داشته باشد، مگر این که به صورت دیگری مشخص شده باشد.

#### ۸-۱-۳ تغییرات مجاز منبع تغذیه کمکی

موتور محرک و تجهیزات کنترل مکانیزم محرکه موتوری باید طوری طراحی شده باشد که در محدوده ٪ ۸۵ تا ٪ ۱۱۰ ولتاژ اسمی (ولتاژ AC و DC) و فرکانس اسمی منبع تغذیه AC بطور مطلوب کار کند.

۵۰ Hz و ۶۰ Hz مقادیر استاندارد فرکانس منبع تغذیه AC هستند.

#### ۸-۱-۴ نشان‌دهنده وضعیت انشعاب

نشان‌دادن واضح و قابل اطمینان وضعیت انشعاب تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع باید ارائه شده باشد. هنگام کار در محل، باید امکان بررسی آسان حالت وضعیت انشعاب وسیله نشان‌دهنده وضعیت وجود داشته باشد.

در صورت لزوم می‌توان از یک انتقال‌دهنده وضعیت راه دور برای نشان‌دادن وضعیت انشعاب در اتاق کنترل استفاده کرد.

### ۸-۱-۵ وسایل محدودکننده

یک وسیله محدودکننده مکانیکی باید در مکانیزم تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع یا محرکه موتور تعبیه شود.

### ۸-۱-۶ شمارنده عملیات

شمارنده عملیات باید از نظر شرایط محیطی و تعداد عملیات‌های تعیین‌شده برای تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع برای وظیفه مورد نظر مناسب باشند. تعداد عملیات‌های تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع می‌تواند به صورت اطلاعات الکتریکی (ذخیره‌شده در یک حافظه) یا یک شمارنده غیرقابل صفر کردن شش رقمی یا بیشتر ارائه شود.

در صورت لزوم، باید وسیله‌ای برای نشان‌دادن تعداد عملیات‌ها (در خصوص اطلاعات الکتریکی) ارائه شود.

### ۸-۱-۷ راه‌اندازی مکانیزم محرکه موتوری بطور دستی

باید وسیله‌ای برای تسهیل عملیات تعویض انشعاب تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع، در صورت خرابی منبع تغذیه مکانیزم محرکه موتوری ارائه شود. این وسیله باید از قطع‌بودن مکانیزم محرکه موتوری اطمینان حاصل کند تا از عملیات ناخواسته (برای مثال کنترل از راه دور، بازیافت ولتاژ و غیره) جلوگیری کند.

جهت چرخش و دستورالعمل‌های تکمیلی باید در نزدیکی محلی که میله داخل می‌شود علامت‌گذاری شود.

توصیه می‌شود طراحی وسیله به‌گونه‌ای باشد که امکان بکار انداختن توسط یک فرد بدون تلاش زیاد را فراهم آورد.

### ۸-۱-۸ اتاقک محرکه موتوری

اتاقک محرکه موتوری باید با درجه حفاظت IP 44 استاندارد IEC 60529 مطابقت داشته و در برابر تعرق با اتخاذ تدابیر مناسب حفاظت شده باشد.

درصورت لزوم درجه حفاظت بالاتر از استاندارد IEC 60529 می‌تواند مورد توافق سازنده وخریدار قرارگیرد.

### ۸-۱-۹ حفاظت در برابر دسترسی به قسمت‌های خطرناک

اتاقک‌های مکانیزم محرک مجهز به در، باید حفاظت حداقل IP1X (طبق استاندارد IEC 60529) را در صورت باز بودن هر دری، داشته باشد.

**یادآوری**- این امر حداقل می‌تواند حفاظت در برابر تماس تصادفی دست را فراهم کند.

محورهای محرک خارجی باید توسط محافظ‌هایی حفاظت شوند.

## ۸-۲ آزمون‌های نوعی

### ۸-۲-۱ آزمون بار مکانیکی

محور خروجی مکانیزم محرکه موتوری باید با بزرگترین گشتاور پیچشی تعویض‌کننده انشعاب مدار-قطع که این مکانیزم برای آن طراحی شده است یا یک گشتاور پیچشی بار معادل که بر مبنای شرایط بهره‌برداری شبیه‌سازی شده است، بارگذاری شود. با این بار باید ۲۰۰۰۰ عمل تعویض انشعاب در سرتاسر گستره انشعاب صورت گیرد.

در طی این آزمون، خنک‌کاری تکمیلی محرکه موتوری مجاز است.

در طی این آزمون که با فرکانس اسمی انجام می‌شود باید:

- ۱۰۰۰ عمل تعویض انشعاب با حداقل ولتاژ تعیین‌شده در زیربند ۸-۱-۳، انجام شود؛
- ۱۰۰۰ عمل تعویض انشعاب با حداکثر ولتاژ تعیین‌شده در زیربند ۸-۱-۳، انجام شود؛
- ۵۰ عمل تعویض انشعاب در دمای ۲۵ $^{o}$C- انجام شود. دمای درون اتاقک محرکه موتوری در زمان شروع آزمون نباید بیشتر از ۲۵ $^{o}$C- باشد. مکانیزم محرکه موتوری باید در ولتاژ و فرکانس اسمی آزمون شود. دمای درون اتاقک محرکه موتوری باید در هنگام این آزمون اندازه‌گیری شده و در گزارش آزمون ذکر شود.

از عملکرد صحیح وسایل مندرج در زیربندهای ۸-۱-۵، ۸-۱-۶ و ۸-۱-۷ باید در هنگام این آزمون اطمینان حاصل شود. این آزمون باید بدون خرابی یا فرسایش بیش از اندازه اجزاء مکانیکی به اتمام برسد.

تعمیر و نگهداری عادی مطابق دستورالعمل سازنده، در هنگام این آزمون مجاز است.

سیستم گرمایش مکانیزم محرکه موتوری در هنگام آزمون باید خاموش باشد.

### ۸-۲-۲ آزمون دور بالا

باید نشان داده شود هنگامی که عمل تعویض انشعاب به وسیله موتور انجام می‌شود، در صورت عمل‌نکردن وسایل محدودکننده مکانیزم محرکه موتوری، یک وسیله تکمیلی، مکانیزم محرکه موتوری را محدود می‌کند یا مانع عملیات تعویض‌کننده انشعاب زیر بار در خارج از دو حد انتهایی می‌شود. آسیبی مکانیکی یا الکتریکی نباید رخ دهد.

### ۸-۲-۳ درجه حفاظت اتاقک محرکه موتوری

اتاقک محرکه موتوری، درصورت کاربرد، باید طبق استاندارد IEC 60529 مورد آزمون قرار گیرد.

### ۸-۳ آزمون‌های معمول

#### ۸-۳-۱ آزمون‌های مکانیکی

مکانیزم محرکه موتوری در شرایط عادی بهره‌برداری یا با بار معادل شبیه‌سازی شده باید تعداد دو چرخه عمل را بطور الکتریکی بدون خرابی انجام دهد. در هنگام این آزمون، عملکرد صحیح باید طبق هر یک از الزامات زیربندهای ۸-۱-۵، ۸-۱-۶، ۶-۱-۱۱ و ۸-۱-۷ بررسی شود.

پس از آزمون بالا، دو چرخه دیگر عمل، یکی در حداقل و دیگری در حداکثر سطح ولتاژ اسمی منبع تغذیه کمکی باید بدون بروز هیچگونه اشکال انجام شود.

**یادآوری**- آزمون‌های مکانیکی را می‌توان روی مکانیزم محرکه موتوری به طور جداگانه یا طبق زیربند ۷-۳-۱ انجام داد.

#### ۸-۳-۲ آزمون عایقی مدارهای کمکی

مدارهای کمکی، بجز موتور و اجزاء دیگری که با ولتاژهای آزمون پائین‌تری طبق استانداردهای مناسب IEC آزمون می‌شوند، باید در معرض آزمون ولتاژ تحمل منبع ولتاژ متناوب جداگانه ۲ kV مؤثر که به مدت یک دقیقه بین تمام ترمینال‌های برق‌دار و بدنه اعمال می‌شود، قرار گیرند.

## ۹ پلاک مشخصات

### ۹-۱ تعویض‌کننده‌های انشعاب (زیر بار و مدار-قطع)

هر تعویض‌کننده انشعاب باید مجهز به یک پلاک مشخصات از ماده تأثیرناپذیر در مقابل آب و هوا بوده و در محلی که بخوبی قابل مشاهده باشد نصب شود و حداقل موارد زیر را نشان دهد:

- شماره و سال انتشار استاندارد ملی و/ یا استاندارد IEC مرتبط؛
- نام سازنده؛
- شماره سریال سازنده؛
- شناسه مشخص‌شده توسط سازنده برای نوع تعویض‌کننده انشعاب؛
- سال ساخت؛
- جریان عبوری اسمی؛
- ولتاژ پله‌ای اسمی (در صورت کاربرد)؛
- مقدار مقاومت گذر (در صورت کاربرد)؛
- ظرفیت فشار و خلاء استاتیک تعویض‌کننده انشعاب.

این مشخصات باید بطور بادوام، برای مثال از طریق حکاکی شیمیایی[1]، حکاکی[2]، مهرزدن[3] یا توسط یک فرایند فتوشیمیایی روی پلاک درج شود.

**یادآوری**- برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع کوچک که نصب پلاک مشخصات روی آن غیر عملی است، می‌توان یک پلاک مشخصات جداگانه تهیه نمود یا اطلاعات آن همراه دستورالعمل‌های سازنده ارائه شود.

### ۹-۲ مکانیزم‌های محرکه موتوری

هر مکانیزم محرکه موتوری باید مجهز به یک پلاک مشخصات از ماده تأثیرناپذیر در مقابل آب و هوا بوده و در محلی که بخوبی قابل مشاهده باشد نصب شود و موارد مقتضی در زیربند ۹-۱را نشان دهد. علاوه بر این، صفحه مشخصات باید اطلاعات زیر را در صورت مقتضی نشان دهد:

– ولتاژ اسمی و فرکانس اسمی موتور الکتریکی؛

– ولتاژ اسمی و فرکانس اسمی تجهیزات کنترل؛

**یادآوری**- در صورت استفاده از یک منبع تغذیه ولتاژ مستقیم، علامت --- باید بجای نمایش فرکانس اسمی استفاده شود.

– تعداد وضعیت‌های انشعاب بهره‌برداری.

این مشخصات باید بطور بادوام، برای مثال از طریق حکاکی شیمیایی، حکاکی، مهرزدن یا توسط یک فرایند فتوشیمیایی روی پلاک درج شود.

## ۱۰ برچسب هشدار برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع

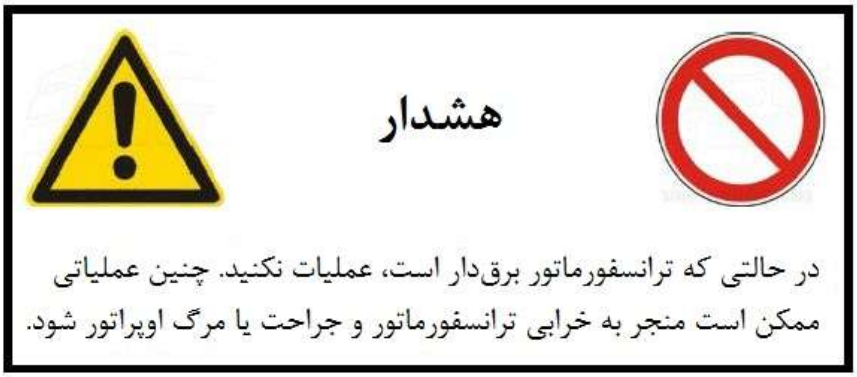
برای تعویض‌کننده‌های انشعاب مدار-قطع، یک برچسب هشدار یا دستورالعمل باید یا روی تعویض‌کننده انشعاب نصب شود یا به صورت یک برچسب جداگانه در مجاورت اهرم دستی عملکرد نصب شود. شکل ۵ نمونه‌ای از چنین برچسب هشداری را نشان می‌دهد. وجود عبارتی با مضمون «کارکردن با DETC فقط در صورتی مجاز است که ترانسفورماتور بی‌برق باشد»، حداقل الزام ضروری برای برچسب هشدار می‌باشد.

منطبق بودن برچسب هشدار (برای مثال از نظر نمادها و ترسیم‌ها) با مقررات ملی بر عهده سازنده ترانسفورماتور است.

سازنده ترانسفورماتور، مسئول قراردادن برچسب هشدار مناسب و واضح در مجاورت مکانیزم عملکرد DETC ترانسفورماتور می‌باشد.

برچسب مشابهی باید به مکانیزم‌های محرکه موتوری الصاق شود.

1 - Etching
2 - Engraving
3 - Stamping




**شکل ۵- نمونه‌ای از برچسب هشدار**

## ۱۱ دستورالعمل‌های سازندگان برای بهره‌برداری

سازنده باید کتابچه راهنمایی جهت سهولت بهره‌برداری مناسب و ایمن تعویض‌کننده انشعاب شامل معیارهای نگهداری را فراهم نماید.

کتابچه راهنما باید شامل معیارهای نصب، بهره‌برداری و نگهداری بوده ولی محدود به این موارد نمی‌شود و بعلاوه هرگونه ریسک یا خطر ذاتی (برای مثال شوک الکتریکی، قطعات با انرژی ذخیره‌شده، شروع بکار ناخواسته مکانیزم به دنبال وقفه در تغذیه الکتریکی و غیره) را مشخص نماید.

## پیوست الف

## (الزامی)

## اطلاعات تکمیلی در مورد وظیفه کلیدزنی کنتاکت‌های اصلی و گذر مربوط به تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی

جدول‌های الف-۱ و الف-۲ نمونه‌هایی از چیدمان رایج کنتاکت‌های به کار رفته در کلیدهای منحرف‌کننده بار و کلیدهای انتخابگر را نشان می‌دهد. تنها یک جفت کنتاکت برای هر کاربرد نشان داده شده است هر چند که این جفت کنتاکت‌ها ممکن است در عمل به صورت مجموعه‌ای از کنتاکت‌ها باشند.

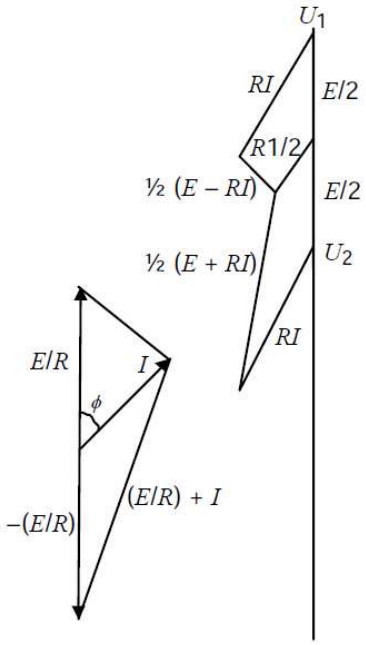
جدول‌های الف-۱ و الف-۳ همچنین تعداد عملیات انتقال مدار را همراه با وظیفه هر جفت کنتاکت برای هر ترکیبی از جریان قطع‌شونده و ولتاژ بازیافتی که در طول تعدادی چرخه عملکرد، متناظر با N بار عمل تعویض انشعاب پیش می‌آید، نشان می‌دهد.

در عبارت‌های مربوط به جریان و ولتاژ در جدول‌های الف-۱ و الف-۳، علامت‌های «+» و «-» نشان‌دهنده جمع و تفریق جبری نبوده بلکه بیان‌کننده جمع و تفریق برداری هستند. بنابراین وظیفه کنتاکت‌ها تحت تأثیر ضریب توان بار ترانسفورماتور قرار می‌گیرد که اختلاف فاز بین جریان عبوری $I$ و ولتاژ پله $E$ را کنترل می‌کند. اثر ضریب توان بار روی وظیفه کنتاکت‌های مختلف برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع بدون خلاء در جدول الف-۲ و برای تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع خلاء در جدول الف-۳ نشان داده شده است.

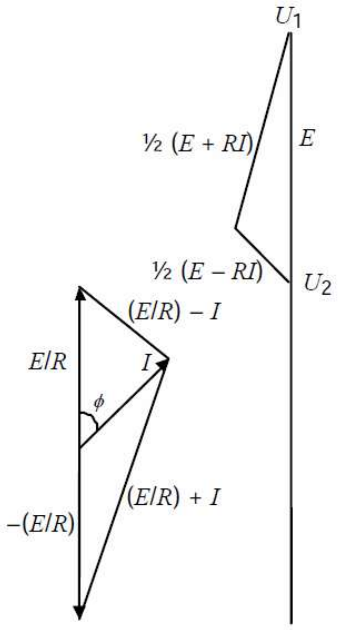
به علاوه، جدول الف-۳ نه تنها نشان‌دهنده تنش‌های قطع برای وقفه‌اندازهای خلاء تعویض‌کننده‌های انشعاب زیر بار نوع خلاء می‌باشند بلکه تنش‌های وصل که برای این نوع تعویض‌کننده انشعاب اهمیت دارد را نیز نشان می‌دهد. اثر ضریب توان بار روی وظیفه کنتاکت‌های مختلف تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء در یادآوری ۲ جدول الف-۳ ذکر شده است.

اگر امپدانس گذر از دو واحد تشکیل شده باشد، فرض می‌شود که مقدار هر دو واحد برابر بوده و مساوی $R$ می‌باشد.

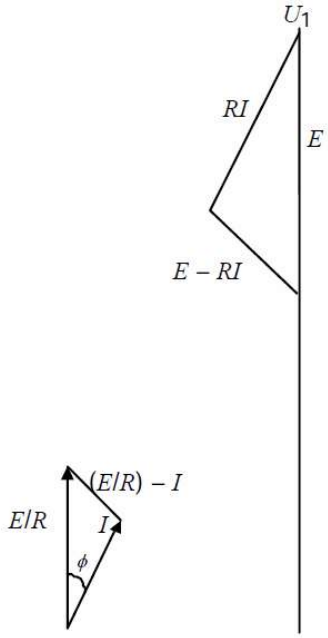
چیدمان‌های نشان داده شده در شکل الف-۱ شامل تمام حالات نمی‌باشد. چیدمان‌های ممکن دیگری وجود دارد و از آن‌ها استفاده می‌شود، مانند چرخه چندین مقاومت که می‌تواند در راستای تکمیل اصول پایه ذکر شده در بالا باشد.




**شکل الف-۱-الف – کلید انتخابگر یا منحرف‌کننده بار با چرخه عملکرد شماره ۱**




**شکل الف-۱-ب – کلید منحرف-کننده بار با چرخه عملکرد شماره ۲**

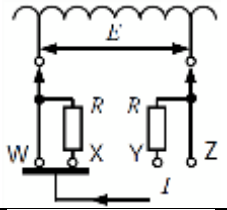
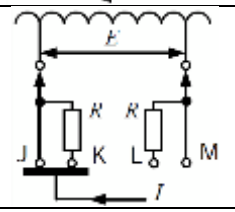
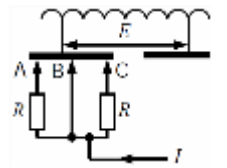
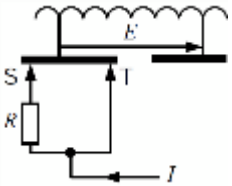



**شکل الف-۱-پ – کلید انتخابگر با چرخه عملکرد شماره ۲**

**یادآوری**- شماره‌گذاری چرخه‌های عملکرد به جدول الف-۱ ارجاع می‌دهد.

**شکل الف-۱- نمونه‌ای از بردارهای جریان و ولتاژ برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی**

**جدول الف-۱- وظیفه کنتاکت‌های اصلی و گذر در تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی (نوع بدون خلاء)**

| نوع کلید | شماره چرخه عملکرد | دیاگرام اتصالات | ترتیب عملکرد کنتاکت‌ها | وظیفه کنتاکت اصلی | | | | وظیفه کنتاکت گذر | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی | تعداد عملکردها | کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی | تعداد عملکردها |
| کلید منحرف‌کننده بار نوع بدون خلاء | ۱ |  | قطع W | W | $I$ | $RI$ | $N/2$ | X | $\frac{1}{2}(E/R+I)$ | $E+RI$ | $N/4$ |
| | | | وصل Y | | | | | | $\frac{1}{2}(E/R-I)$ | $E-RI$ | $N/4$ |
| | | | قطع X | Z | $I$ | $RI$ | $N/2$ | Y | $\frac{1}{2}(E/R+I)$ | $E+RI$ | $N/4$ |
| | | | وصل Z | | | | | | $\frac{1}{2}(E/R-I)$ | $E-RI$ | $N/4$ |
| | ۲ |  | وصل L | J | $E/R+I$ | $\frac{1}{2}(E+RI)$ | $N/4$ | K | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | قطع J | | $E/R-I$ | $\frac{1}{2}(E-RI)$ | $N/4$ | | | | |
| | | | وصل M | M | $E/R+I$ | $\frac{1}{2}(E+RI)$ | $N/4$ | L | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | قطع K | | $E/R-I$ | $\frac{1}{2}(E-RI)$ | $N/4$ | | | | |
| کلید انتخابگر نوع بدون خلاء | ۱ |  | قطع C | B | $I$ | $RI$ | $N$ | A | $\frac{1}{2}(E/R+I)$ | $E+RI$ | $N/2$ |
| | | | قطع B | | | | | | | | |
| | | | وصل C | | | | | | | | |
| | | | قطع A | | | | | C | $\frac{1}{2}(E/R-I)$ | $E-RI$ | $N/2$ |
| | | | وصل B | | | | | | | | |
| | | | وصل A | | | | | | | | |
| | ۲ |  | قطع T | | | | $N/2$ | S | $E/R$ | $E$ | $N/2$ |
| | | | وصل T | | | | | | | | |
| | | | قطع S | | $N/2$ یا $N/2$ (یادآوری ۳) | $E+RI$ یا $E-RI$ (یادآوری ۳) | $E/R+I$ یا $E/R-I$ (یادآوری ۴) | | 0 | 0 | $N/2$ |
| | | | وصل S | | | | | | | | |

**یادآوری ۱**- مدارهای دیگر که شامل چندین مقاوت باشند از انجا که تکمیل‌یافته مدارهای پایه فوق هستند، نشان داده نشده‌اند.

**یادآوری ۲**- برای شفاف‌سازی، دیاگرام اتصالات و ترتیب عملکرد کنتاکت‌ها برای یک جهت حرکت کلید داده شده است. عبارت‌های وظیفه کنتاکت و تعداد عملکردها، هر دو جهت حرکت کلید را در بر می‌گیرد.

**یادآوری ۳**- وظیفه‌ها به جهت جریان توان بستگی دارند و در اینجا برای هر دو جهت ارائه شده‌اند.

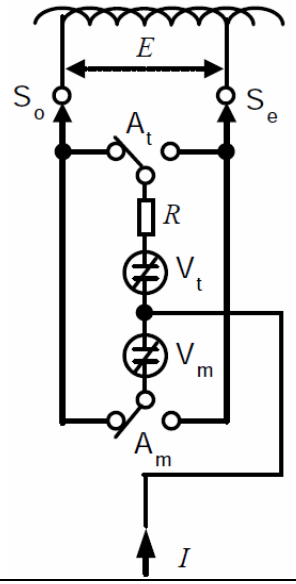
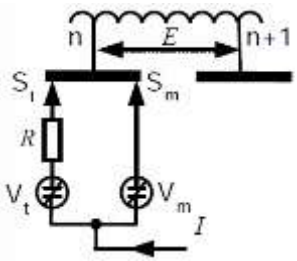
**یادآوری ۴**- تعداد عملکردها مربوط به شرایطی است که جریان توان تغییر نخواهد کرد.

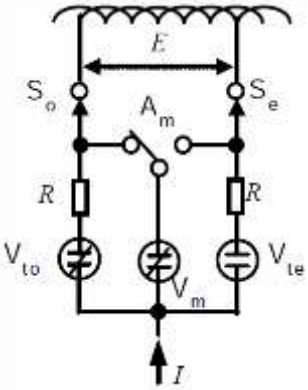
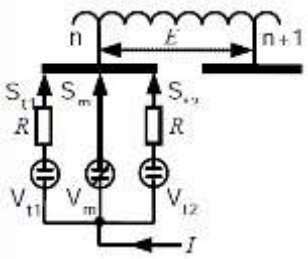
**جدول الف-۲- اثر ضریب توان بار روی وظیفه قطع مدار برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع مقاومتی (نوع بدون خلاء)**

| نوع کلید | تعداد چرخه عملکرد | کنتاکت‌های اصلی | | کنتاکتهای انتقالی | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | کنتاکت | اثر ضریب توان بار | کنتاکت | اثر ضریب توان بار |
| کلید منحرف‌کننده بار نوع بدون خلاء | ۱ | W و Z | هیچ | X و Y | حداکثر وظیفه در ضریب توان =۱/۰ |
| | ۲ | J و M | حداکثر وظیفه در ضریب توان =۱/۰ | K و L | هیچ |
| کلید انتخابگر نوع بدون خلاء | ۱ | B | هیچ | A و C | حداکثر تنش در ضریب توان بار =۱/۰ |
| | ۲ | T | هیچ برای *N/2* عملکرد | S | هیچ |
| | | | حداکثر وظیفه در ضریب توان = 0 برای *N/2* عملکرد | | |

**یادآوری**- از کلیدهای انتخابگر نوع بدون خلاء به کار رفته برای چرخه شماره ۲، معمولا برای جریان بار عبوری که فقط در یک جهت عبور می‌کند استفاده می‌شود.

## جدول الف-۳- وظیفه کنتاکت‌های اصلی و گذر برای تعویض‌کننده انشعاب نوع مقاومتی (نوع خلاء)

| نوع کلید | تعداد چرخه عملکرد | دیاگرام اتصالات | ترتیب عملکرد کنتاکت‌ها | | وظیفه کنتاکت اصلی $V_m$ | | | | | وظیفه کنتاکت گذر $V_t$، $V_{to}$، $V_{te}$، $V_{t1}$، $V_{t2}$ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | تغییر از $S_o$ تا $S_e$ یا از n تا n+1 | تغییر از $S_e$ تا $S_o$ یا از n+1 تا n | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی | جریان بستن | ولتاژ بستن | تعداد عملکرد | کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی | جریان بستن | ولتاژ بستن | تعداد عملکرد |
| کلید منحرف‌کننده بار (با یک مقاومت گذر) | ۱ |  | $V_m$ قطع | $V_m$ قطع | I | RI | E/R+I | E+RI | N/2 | $V_t$ | E/R | E | 0 | 0 | N |
| | | | $A_m$ انتقال | $A_m$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ وصل | $V_m$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ قطع | $V_t$ قطع | | | E/R-I | E-RI | N/2 | | | | | | |
| | | | $A_t$ انتقال | $A_t$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ وصل | $V_t$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | ۲ | | $V_t$ قطع | $V_t$ قطع | E/R+I | E+RI | I | RI | N/2 | $V_t$ | 0 | 0 | E/R | E | N |
| | | | $A_t$ انتقال | $A_t$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ وصل | $V_t$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ قطع | $V_m$ قطع | E/R-I | E-RI | | | N/2 | | | | | | |
| | | | $A_m$ انتقال | $A_m$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ وصل | $V_m$ وصل | | | | | | | | | | | |
| کلید انتخابگر (یادآوری ۳) | ۱ |  | $V_m$ قطع | $V_t$ قطع | I | RI | E+RI یا E-RI (یادآوری ۴) | E+RI یا E-RI (یادآوری ۴) | N/2 یا N/2 (یادآوری ۵) | $V_t$ | E/R | E | 0 | 0 | N/2 |
| | | | $S_m$ انتقال | $S_t$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ وصل | $V_t$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ قطع | $V_m$ قطع | E+RI یا E-RI (یادآوری۴) | E+RI یا E-RI (یادآوری۴) | I | RI | N/2 یا N/2 (یادآوری ۵) | | 0 | 0 | E/R | E | N/2 |
| | | | $S_t$ انتقال | $S_m$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_t$ وصل | $V_m$ وصل | | | | | | | | | | | |

| نوع کلید | تعداد چرخه عملکرد | دیاگرام اتصالات | ترتیب عملکرد کنتاکت‌ها | | وظیفه کنتاکت اصلی $V_m$ | | | | | وظیفه کنتاکت گذر $V_t$، $V_{to}$، $V_{te}$، $V_{t1}$، $V_{t2}$ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | تغییر از $S_o$ تا $S_e$ یا از n تا n+1 | تغییر از $S_e$ تا $S_o$ یا از n+1 تا n | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی | جریان بستن | ولتاژ بستن | تعداد عملکرد | کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی | جریان بستن | ولتاژ بستن | تعداد عملکرد |
| کلید منحرف‌کننده بار (با دو مقاومت گذر) | ۱ |  | $V_m$ قطع | $V_m$ قطع | I | RI | I | RI | N | $V_{to}$ | 1/2(E/R+I) | E+RI | 1/2(E/R+I) | E+RI | N/4 |
| | | | $V_{te}$ وصل | $V_{to}$ وصل | | | | | | | 1/2(E/R-I) | E-RI | 1/2(E/R-I) | E-RI | N/4 |
| | | | $A_m$ انتقال | $A_m$ انتقال | | | | | | $V_{te}$ | 1/2(E/R+I) | E+RI | 1/2(E/R+I) | E+RI | N/4 |
| | | | $V_{to}$ قطع | $V_{te}$ قطع | | | | | | | 1/2(E/R-I) | E-RI | 1/2(E/R-I) | E-RI | N/4 |
| | | | $V_m$ وصل | $V_m$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | ۲ | | $V_{te}$ وصل | $V_{to}$ وصل | E/R+I | 1/2(E+RI) | E/R-I | 1/2(E-RI) | N/2 | $V_{to}$ | E/R | E | E/R | E | N/2 |
| | | | $V_m$ قطع | $V_m$ قطع | | | | | | | | | | | |
| | | | $A_m$ انتقال | $A_m$ انتقال | E/R-I | 1/2(E-RI) | E/R+I | 1/2(E+RI) | N/2 | $V_{te}$ | | | | | N/2 |
| | | | $V_m$ وصل | $V_m$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{to}$ قطع | $V_{te}$ قطع | | | | | | | | | | | |
| کلید انتخابگر (با دو مقاومت گذر) | ۱ |  | $V_{t1}$ وصل | $V_{t2}$ وصل | I | RI | I | RI | N | $V_{t1}$ | 1/2(E/R+I) یا 1/2(E/R-I) (یادآوری ۳) | E+RI یا E-RI (یادآوری ۳) | 1/2(E/R+I) یا 1/2(E/R-I) (یادآوری ۳) | E+RI یا E-RI (یادآوری ۳) | N/2 یا N/2 (یادآوری ۴) |
| | | | $V_m$ قطع | $V_m$ قطع | | | | | | | | | | | |
| | | | $S_{t1}$ انتقال | $S_{t2}$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{t1}$ وصل | $V_{t2}$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{t2}$ قطع | $V_{t1}$ قطع | | | | | | $V_{t2}$ | 1/2(E/R−I) یا 1/2(E/R+I) (یادآوری ۳) | E-RI یا E+RI (یادآوری ۳) | 1/2(E/R−I) یا 1/2(E/R+I) (یادآوری ۳) | E-RI یا E+RI (یادآوری ۳) | N/2 یا N/2 (یادآوری ۴) |
| | | | $S_m$ انتقال | $S_m$ انتقال | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_m$ وصل | $V_m$ وصل | | | | | | | | | | | |
| | | | $V_{t1}$ قطع | $V_{t2}$ قطع | | | | | | | | | | | |
| | | | $S_{t2}$ انتقال | $S_{t1}$ انتقال | | | | | | | | | | | |

**راهنما:**

E ولتاژ پله

I جریان بار

$S_o$ و $S_e$ کنتاکت‌های انتخابگر انشعاب

$S_m$ و $S_{t1}$ و $S_{t2}$ کنتاکت‌های انتخابگر کلید انتخابگر

$V_m$ کنتاکت اصلی (وقفه‌انداز خلاء)

$V_t$ و $V_{to}$ و $V_{te}$ و $V_{t1}$ و $V_{t2}$ کنتاکت‌های گذر (وقفه‌انداز خلاء)

$A_m$ و $A_t$ کلیدهای انتقال کمکی

یادآوری ۱- مدارهای فوق با ۱ یا ۲ مقاومت گذر و ۲ یا ۳ وقفه‌انداز خلاء، پایه‌ای‌ترین و رایج‌ترین مدارهای تعویض‌کننده انشعاب نوع خلاء هستند. سایر مدارها شامل چندید مقاومت و تعداد بیشتری وقفه‌انداز خلاء، توسعه یافته مدارهای پایه‌ای فوق هستند و در اینجا آورده نشده‌اند.

یادآوری ۲- وظیفه‌هایی که شامل (E/R+I) هستند در ضریب توان برابر ۱٫۰ دارای مقدار حداکثر خواهند بود، وظیفه‌هایی که شامل (E/R-I) هستند در ضریب توان برابر صفر دارای مقدار حداکثر خواهند بود و وظیفه‌هایی که شامل (E/R+I) یا (E/R-I) نیستند، تحت تاثیر ضریب توان نمی‌باشند.

یادآوری ۳- وظایف کنتاکت ارائه‌شده در ردیف بالایی، برای یک جهت کلیدزنی معتبر است، وظیفه‌های ارائه‌شده در ردیف پایینی، برای جهت مخالف معتبر هستند.

یادآوری ۴- وظیفه‌ها به جهت جریان توان بستگی دارند و در اینجا برای هر دو جهت ارائه شده‌اند.

یادآوری ۵- تعداد عملکردها، تحت شرایطی ارائه شده است که جهت جریان توان تغییر نخواهد کرد.

## پیوست ب

## (الزامی)

## اطلاعات تکمیلی در مورد وظیفه کلیدزنی مربوط به تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری

### ب-۱ پارامترهای آزمون تکمیلی

#### ب- ۱-۱ آزمون حین بهره‌برداری

الزامات زیربند ۵-۲-۳-۲ با تمهیدات زیر اعمال شود:

الف- اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده: جریان گردشی در وضعیت پل‌شدگی برابر ٪ ۵۰ جریان عبوری اسمی یا مقدار دیگر مشخص‌شده توسط سازنده و ذکر شده در گزارش آزمون طراحی است؛

ب- ضریب توان: ٪ ۸۰ .

#### ب- ۱-۲ آزمون قدرت قطع

الزامات زیربند ۵-۲-۳-۳ با تمهیدات زیر اعمال شود:

الف- اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده: جریان گردشی در وضعیت پل‌شدگی برابر ٪ ۵۰ جریان عبوری اسمی یا مقدار دیگر مشخص‌شده توسط سازنده و ذکر شده در گزارش آزمون طراحی است؛

ب- ضریب توان: صفر درصد؛

پ- تعداد عملکردها: ۴۰ .

### ب-۲ وظیفه کنتاکت‌های کلیدزنی

جدول‌های ب-۱ تا ب-۴ به ترتیب وظیفه کنتاکت‌های کلیدزنی تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری را برای انواع کلیدزنی‌های زیر نشان می‌دهد:

- کلید انتخابگر؛
- کلید انتخابگر و سیم‌پیچ متعادل‌کننده؛
- کلید منحرف‌کننده بار و انتخابگر انشعاب؛
- وقفه‌انداز خلاء و انتخابگر انشعاب.

بطور مشابه، شکل‌های ب-۱ تا ب-۸ دیاگرام‌های توالی و برداری را برای چهار نوع تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری نشان می‌دهد.

**جدول ب-۱- وظیفه کنتاکت‌های کلیدزنی برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با کلید انتخابگر- جهت کلیدزنی از P1 به P5**

| توالی عملکرد (یادآوری ۱) | عملکرد کنتاکت | کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی |
|---|---|---|---|---|
| P1<br>روی انشعاب ۱ | کاربرد ندارد | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P2<br>انتقال به پل‌شدگی<br>(باز شدن کلید انتخابگر) | H قطع | G | - | - |
| | | H | ½I (یادآوری ۲) | ½ IZ |
| P3<br>پل‌شدگی انشعاب‌های ۱ و ۲ | H وصل | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P4<br>پل‌شدگی به انشعاب ۲ | G قطع | G | ½I + $E_T$/Z (یادآوری ۳) | $E_T$ + ½ IZ |
| | | H | - | - |
| P5<br>روی انشعاب ۲ | G وصل | G | - | - |
| | | H | - | - |

یادآوری ۱- P1 ، P3 و P5 وضعیت‌های انشعاب درحال بهره‌برداری است.

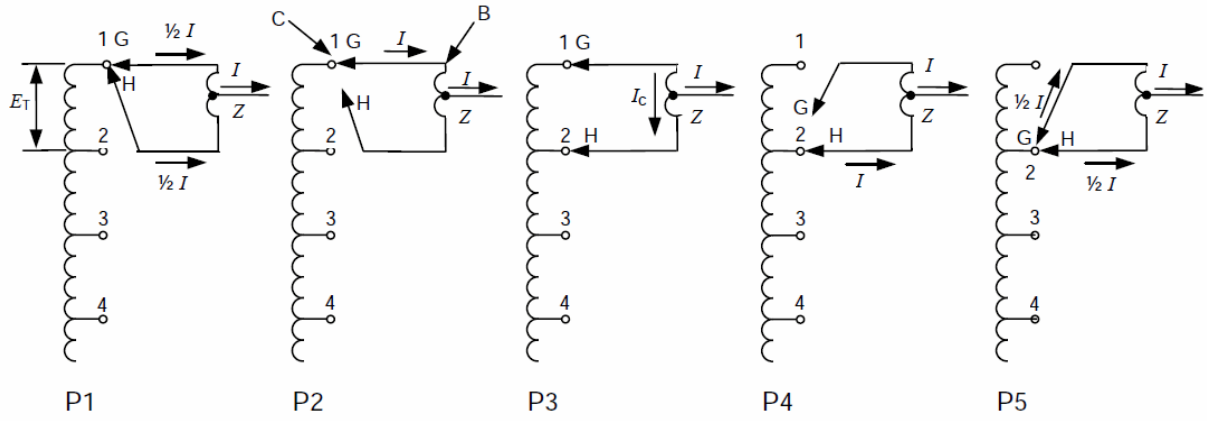
یادآوری ۲- I جریان بار است.

یادآوری ۳- $E_T$ /Z برابر با $I_C$، جریان گردشی است. Z امپدانس اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده و $E_T$ ولتاژ انشعاب است.

یادآوری ۴- هنگامی که انتقال به انشعاب در جهت معکوس است، یعنی از P5 به P1، جریان کلیدزنی در کنتاکت G برابر ½ I و ولتاژ بازیافتی متناظر برابر ½ IZ (P4) است. جریان قطع‌شونده در کنتاکت H برابر $E_T$ /Z – ½ I و ولتاژ بازیافتی متناظر برابر $E_T$ – ½ IZ (P2) است.

یادآوری ۵- برای دیاگرام‌های توالی عملکرد به شکل ب-۱ و برای دیاگرام‌های برداری به شکل ب-۲ مراجعه شود.

یادآوری ۶- تمام جمع‌های نشان داده شده در جدول، جمع‌های برداری هستند.

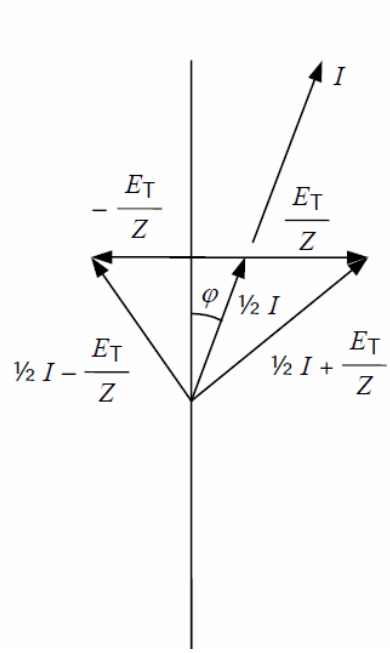



**راهنما:**

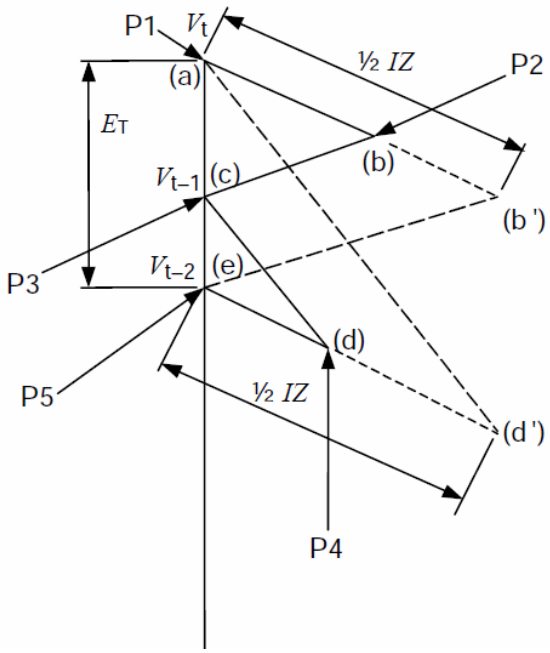
B راکتور

C کلید انتخابگر (در مجموع دو عدد).

**شکل ب-۱ - توالی عملکرد تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با کلید انتخابگر**




شکل ب-۲-الف- جریان




شکل ب-۲-ب- ولتاژ

یادآوری ۱- تغییرات ولتاژ سیستم در حین مراحل انتقال برای دو عملکرد تعویض وضعیت انشعاب در پرانتزهای (a) تا (e) در شکل ب-۲-ب نشان داده شده است. نقاط (a) و (c) و (e) نشان‌هنده وضعیت خاموش است. نقاط (b) و(d) نشان‌دهنده عملکردهای لحظه‌ای به دلیل افت راکتانس است.

یادآوری ۲- بردارهای (a-b') و (e-d') نشان‌دهنده ولتاژ راکتور ناشی از عملکرد ترانسفورماتور است.

یادآوری ۳- برای $\left|E_T/Z\right| \cong 0{,}5\left|I\right|$ نشان داده شده است.

**شکل ب-۲- بردارهای جریان و ولتاژ برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با کلید انتخابگر**

**جدول ب-۲- وظیفه کنتاکت‌های کلیدزنی برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با کلید انتخابگر و سیم‌پیچ‌های متعادل‌کننده- جهت کلیدزنی از P1 به P5**

| توالی عملکرد (یادآوری ۱) | عملکرد کنتاکت | کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی |
|---|---|---|---|---|
| $P_1$ روی انشعاب ۱ | کاربرد ندارد | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P2 انتقال به پل‌شدگی (باز شدن کلید انتخابگر) | H قطع | G | - | - |
| | | H | ½ $I$ + ½ $E_T$ /$Z$ (یادآوری ۲) | ½ $IZ$ + ½ $E_T$ |
| P3 پل‌شدگی انشعاب‌های ۱ و ۲ | H وصل | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P4 انتقال به انشعاب ۲ | G قطع | G | ½ $I$ + ½ $E_T$ /$Z$ (یادآوری ۳) | ½ $E_T$ + ½ $IZ$ |
| | | H | - | - |
| P5 روی انشعاب ۲ | G وصل | G | - | - |
| | | H | - | - |

یادآوری ۱- P1 ، P3 و P5 وضعیت های انشعاب درحال بهره‌برداری است.

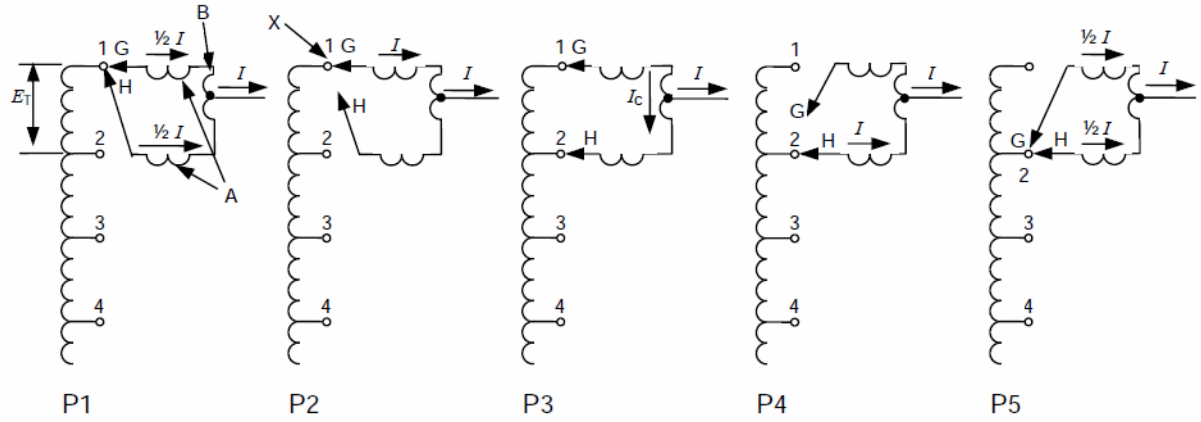
یادآوری ۲- I جریان بار است.

یادآوری ۳- $E_T$ /$Z$ ½ برابر با $I_C$، جریان گردشی است. Z امپدانس اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده و $E_T$ ولتاژ انشعاب است. $E_T$ ½ ولتاژ سیم‌پیچ متعادل‌کننده است.

یادآوری ۴- هنگامی که انتقال به انشعاب در جهت معکوس است، یعنی از P5 به P1، جریان کلیدزنی در کنتاکت G برابر I ½ – $E_T$ /Z ½ و ولتاژ بازیافتی متناظر برابر IZ (P4) ½ – $E_T$ ½ است. جریان قطع‌شونده در کنتاکت H برابر 1/2I – $E_T$ /Z ½ و ولتاژ بازیافتی مربوطه برابر IZ (P2) ½ – $E_T$ ½ است.

یادآوری ۵- برای دیاگرام‌های توالی عملکرد به شکل ب-۳ و برای دیاگرام‌های برداری به شکل ب-۴ مراجعه شود.

یادآوری ۶- تمام جمع‌های نشان داده شده در جدول، جمع‌های برداری هستند.



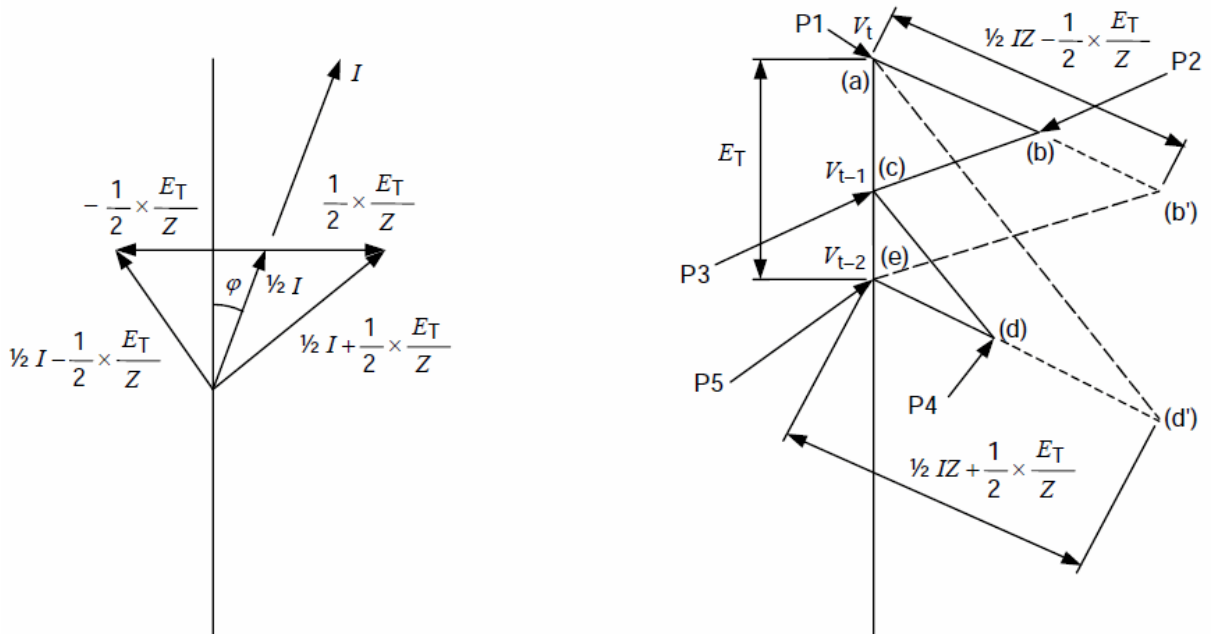

**راهنما:**

A راکتور (در مجموع دو عدد)

B سیم‌پیچ متعادل‌کننده

X کلید انتخابگر (در مجموع دو عدد)

**شکل ب-۳- توالی عملکرد تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری با کلید انتخابگر و سیم‌پیچ‌های متعادل‌کننده**




**شکل ب-۴- ب- ولتاژ** **شکل ب-۴- الف- جریان**

یادآوری ۱- تغییرات ولتاژ سیستم در حین مراحل انتقال برای دو عملکرد تعویض وضعیت انشعاب در پرانتزهای (a) تا (e) در شکل ب-۴-ب نشان داده شده است. نقاط (a) و (c) و (e) نشان‌دهنده وضعیت خاموش است. نقاط (b) و(d) نشان‌دهنده عملکردهای لحظه‌ای به دلیل افت راکتانس است.

یادآوری ۲- بردارهای (a-b') و (e-d') نشان‌دهنده ولتاژ راکتور ناشی از عملکرد ترانسفورماتور است.

یادآوری ۳- برای $|E_T / 2Z| \cong 0{,}5|I|$ نشان داده شده است.

**شکل ب-۴- بردارهای جریان و ولتاژ برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با کلید انتخابگر و سیم‌پیچ‌های متعادل‌کننده**

**جدول ب-۳- وظیفه کنتاکت‌های کلیدزنی برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با کلید منحرف‌کننده بار و انتخابگر انشعاب- جهت کلیدزنی از P1 به P7**

| توالی عملکرد (یادآوری ۱) | عملکرد کنتاکت | کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی |
|---|---|---|---|---|
| P1 روی انشعاب ۱ | کاربرد ندارد | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P2 انتقال به پل‌شدگی (باز شدن کلید انتخابگر) | H قطع | G | - | - |
| | | H | ½ $I$ (یادآوری۲) | ½ $IZ$ |
| P3 انتقال به پل‌شدگی (حرکت انتخابگر به پل‌شدگی) | حرکت انتخابگر به انشعاب‌های پل ۱ و ۲ | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P4 پل‌شدگی انشعاب‌های ۱ و ۲ | H وصل | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P5 انتقال به انشعاب ۲ (باز شدن کلید منحرف‌کننده بار) | G قطع | G | ½ $I + E_T/Z$ (یادآوری۳) | $E_T$ + ½ $IZ$ |
| | | H | - | - |
| P6 انتقال به انشعاب ۲ | حرکت انتخابگر به انشعاب ۱ | G | - | - |
| | | H | - | - |
| P7 روی انشعاب ۲ | G وصل | G | - | - |
| | | H | - | - |

یادآوری ۱- P1 ، P4 و P7 وضعیت‌های بهره‌برداری هستند.

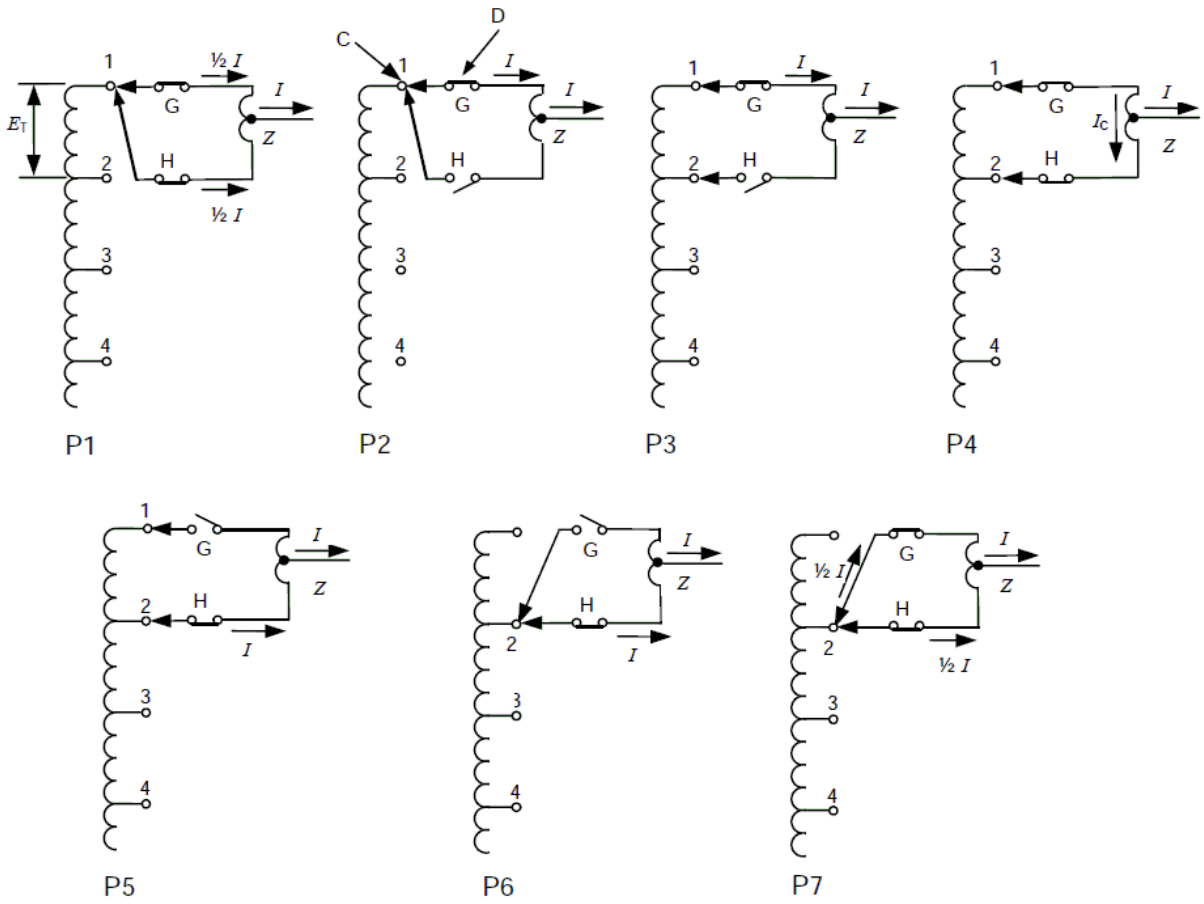
یادآوری ۲- I جریان بار است.

یادآوری ۳- $E_T/Z$ برابر با $I_C$، جریان گردشی است. Z امپدانس اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده و $E_T$ ولتاژ انشعاب است.

یادآوری ۴- هنگامی که انتقال به انشعاب در جهت معکوس است، یعنی از P7 به P1، جریان کلیدزنی در کنتاکت G برابر ½ I و ولتاژ بازیافتی متناظر برابر ½ IZ (P6) است. جریان قطع‌شونده در کنتاکت H برابر ½ I – $E_T/Z$ و ولتاژ بازیافتی متناظر برابر ½ IZ (P3) – $E_T$ است.

یادآوری ۵- برای دیاگرام‌های توالی عملکرد به شکل ب-۵ و برای دیاگرام‌های برداری به شکل ب-۶ مراجعه شود.

یادآوری ۶- تمام جمع‌های نشان داده شده در جدول، جمع‌های برداری هستند.




**راهنما:**

C انتخابگر انشعاب (در مجموع دو عدد)

D کلید منحرف‌کننده بار (در مجموع دو عدد)

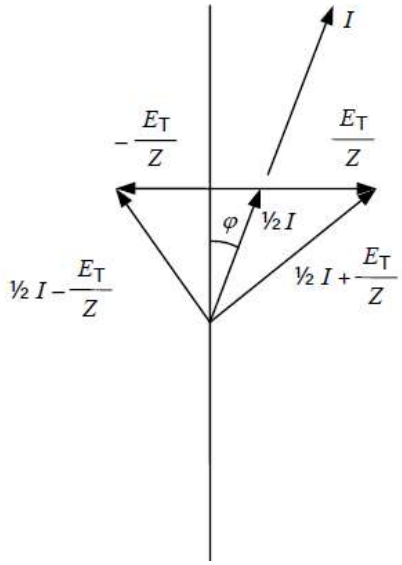
G و H کلیدهای منحرف‌کننده بار

وضعیت P1 عملکرد روی انشعاب ۱ را نشان می‌دهد

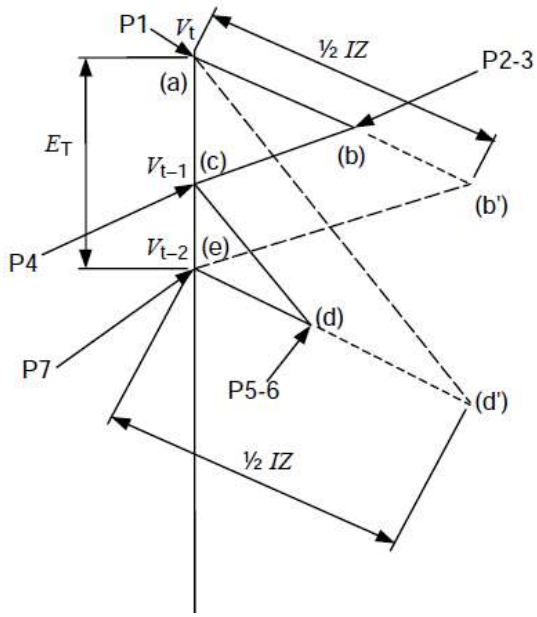
وضعیت P4 نشان می‌دهد که انشعاب‌های ۱ و ۲ بهم وصل می‌شوند

وضعیت P7 عملکرد روی انشعاب ۲ را نشان می‌دهد

**شکل ب-۵- توالی عملکرد تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری با کلید منحرف‌کننده بار و انتخابگر انشعاب**




**شکل ب-۶- الف- جریان**




**شکل ب-۶- ب- ولتاژ**

یادآوری ۱- تغییرات ولتاژ سیستم در حین مراحل انتقال برای دو عملکرد وضعیت تعویض انشعاب در پرانتزهای (a) تا (e) در شکل ب-۶-ب نشان داده شده است. نقاط (a) و (c) و (e) نشان‌دهنده وضعیت خاموش است. نقاط (b) و(d) نشان‌دهنده عملکردهای لحظه‌ای به دلیل افت راکتانس است.

یادآوری ۲- بردارهای (a-b') و (e-d') نشان‌دهنده ولتاژ راکتور ناشی از عملکرد ترانسفورماتور است.

یادآوری ۳- برای $\left|E_T / Z\right| \cong 0{,}5\left|I\right|$ نشان داده شده است.

**شکل ب-۶- بردارهای جریان و ولتاژ برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با کلید منحرف‌کننده بار و انتخابگر انشعاب**

**جدول ب-۴- وظیفه کنتاکت‌های کلیدزنی برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با وقفه‌انداز خلاء و انتخابگر انشعاب- جهت کلیدزنی از P1 به P11**

| توالی عملکرد (یادآوری ۱) | کنتاکت | عملکرد کنتاکت | جریان کلیدزنی | ولتاژ بازیافتی |
|---|---|---|---|---|
| P1<br>روی انشعاب ۱ | G | بسته | – | – |
| | V | بسته | – | – |
| | H | بسته | – | – |
| P2<br>انتقال به پل‌شدگی<br>(باز شدن کلید کنارگذر) | G | بسته | – | – |
| | V | بسته | – | – |
| | H | باز | – | – |
| P3<br>انتقال به پل‌شدگی<br>(باز شدن کلید خلاء) | G | بسته | – | – |
| | V | قطع | ½ $I$ (یادآوری۲) | ½ $IZ$ |
| | H | باز | – | – |
| P4<br>انتقال به پل‌شدگی<br>(حرکت انتخابگر به انشعاب ۲) | G | بسته | – | – |
| | V | باز | – | – |
| | H | باز | – | – |
| P5<br>انتقال به پل‌شدگی<br>(بسته‌شدن کلید خلاء) | G | بسته | – | – |
| | V | وصل | – | – |
| | H | باز | – | – |
| P6<br>پل‌شدگی انشعاب‌های ۱ و ۲<br>(بسته‌شدن کلید کنارگذر) | G | بسته | – | – |
| | V | بسته | – | – |
| | H | بسته | – | – |
| P7<br>انتقال به انشعاب ۲<br>(باز شدن کلید کنارگذر) | G | باز | – | – |
| | V | بسته | – | – |
| | H | بسته | – | – |
| P8<br>انتقال به انشعاب ۲<br>(باز شدن کلید خلاء) | G | باز | – | – |
| | V | قطع | ½ $I + E_T/Z$ (یادآوری۳) | $E_T$ + ½ $IZ$ |
| | H | بسته | – | – |
| P9<br>انتقال به انشعاب ۲<br>(حرکت انتخابگر به انشعاب ۲) | G | باز | – | – |
| | V | باز | – | – |
| | H | بسته | – | – |
| P10<br>انتقال به انشعاب ۲<br>(بسته شدن کلید خلاء) | G | باز | – | – |
| | V | وصل | – | – |
| | H | بسته | – | – |
| P11<br>روی انشعاب ۲ | G | بسته | – | – |
| | V | بسته | – | – |
| | H | بسته | – | – |

یادآوری ۱- P1 ، P6 و P11 وضعیت‌های بهره‌برداری هستند.

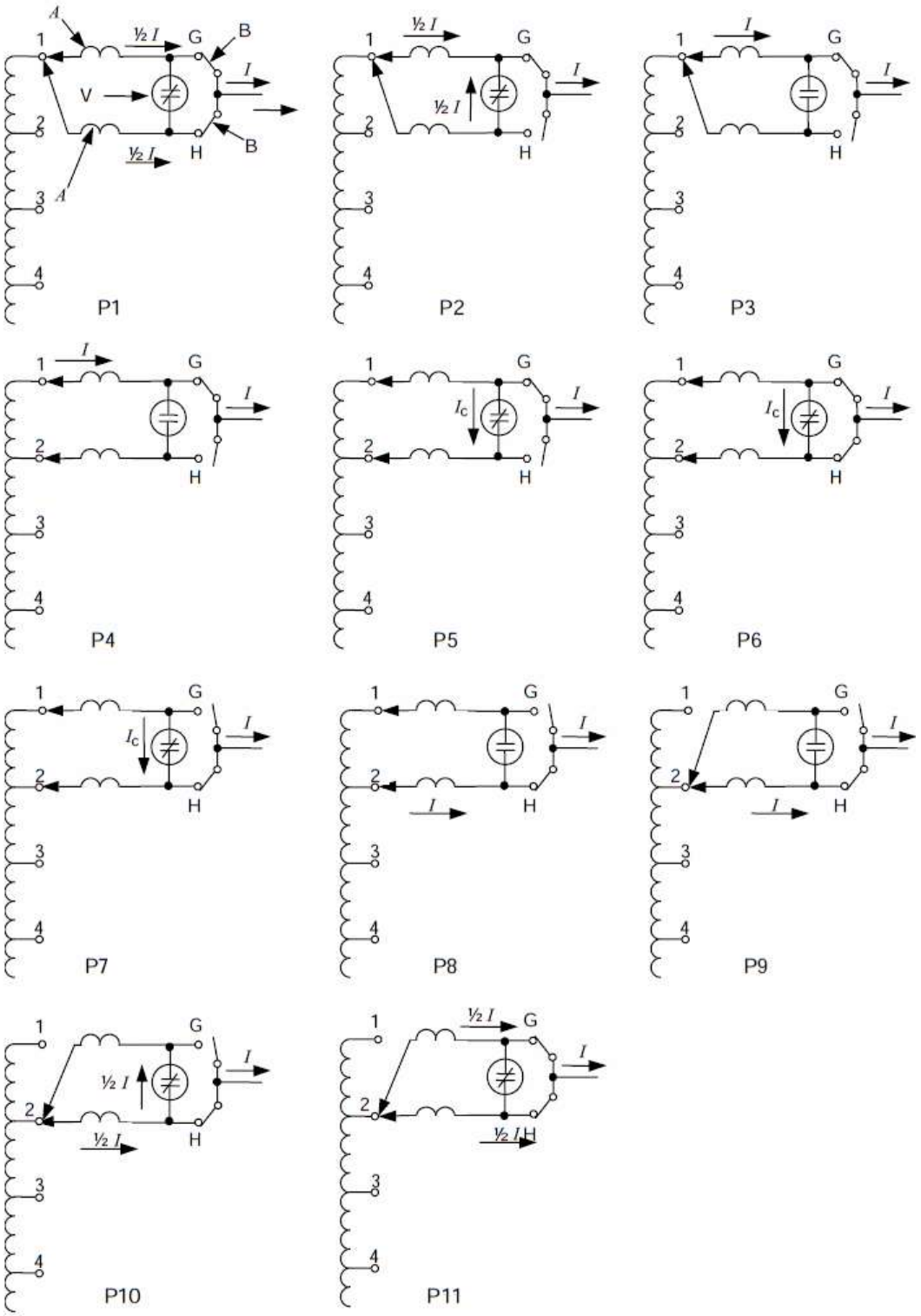
یادآوری ۲- $I$ جریان بار است.

یادآوری ۳- $E_T/Z$ برابر با $I_C$ ، جریان گردشی است. $Z$ امپدانس اتوترانسفورماتور پیشگیری‌کننده و $E_T$ ولتاژ انشعاب است.

یادآوری ۴- هنگامی که انتقال به انشعاب در جهت معکوس است، یعنی از P11 به P1، جریان کلیدزنی در کنتاکت V برابر ½ $I$ و ولتاژ بازیافتی متناظر برابر ½ $IZ$ (P9) است. جریان قطع‌شونده در کنتاکت V برابر $E_T/Z$ – ½ $I$ و ولتاژ بازیافتی متناظر برابر $E_T$ – ½ $IZ$ (P4) است.

یادآوری ۵- برای دیاگرام‌های توالی عملکرد به شکل ب-۷ و برای دیاگرام‌های برداری به شکل ب-۸ مراجعه شود.

یادآوری۶ - تمام جمع‌های نشان داده شده در جدول، جمع‌های برداری هستند.



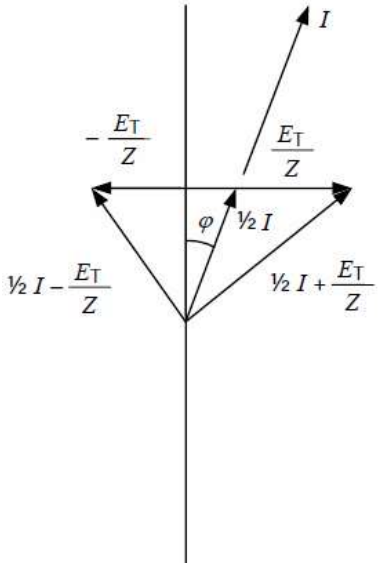

**راهنما:**

A راکتور (در مجموع دو عدد)

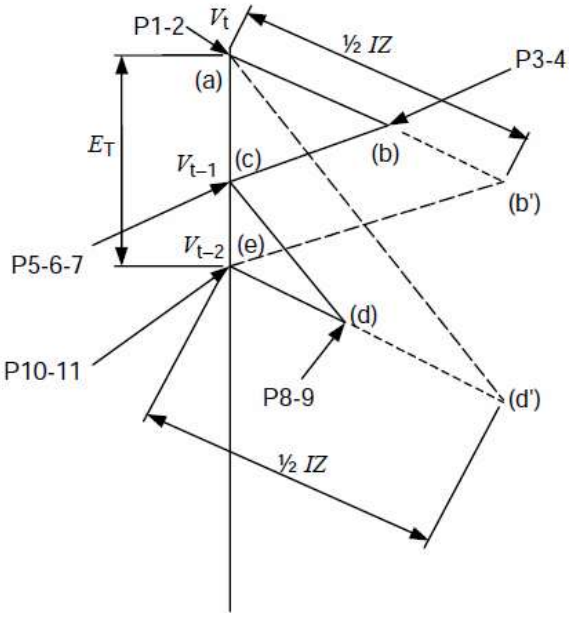
B کلید کنارگذر (در مجموع دو عدد)

V وقفه‌انداز خلاء

**شکل ب-۷- توالی عملکرد تعویض‌کننده انشعاب نوع راکتوری با وقفه‌انداز خلاء و انتخابگر انشعاب**




شکل ب-۸- الف- جریان




شکل ب-۸- ب- ولتاژ

**یادآوری ۱**- تغییرات ولتاژ سیستم در حین مراحل انتقال برای دو عملکرد وضعیت تعویض انشعاب در پرانتزهای (a) تا (e) در شکل ب-۸-ب نشان داده شده است. نقاط (a) و (c) و (e) نشان‌دهنده وضعیت خاموش است. نقاط (b) و(d) نشان‌دهنده عملکردهای لحظه‌ای به دلیل افت راکتانس است.

**یادآوری ۲**- بردارهای (a-b') و (e-d') نشان‌دهنده ولتاژ راکتور ناشی از عملکرد ترانسفورماتور است.

**یادآوری ۳**- برای $|E_T / Z| \cong 0{,}5|I|$ نشان داده شده است.

**شکل ب-۸- بردارهای جریان و ولتاژ برای تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع راکتوری با وقفه‌انداز خلاء و انتخابگر انشعاب**

# پیوست پ

# (الزامی)

# روش تعیین دمای معادل مقاومت گذر با استفاده از جریان پالس توان

مقاومت را در داخل تعویض‌کننده انشعاب زیر بار یا در محل دیگری که از نظر حرارتی معادل آن باشد، نصب کرده و چیدمان‌های مناسبی برای اندازه‌گیری دمای مواد مقاومتی اتخاذ کنید. توصیه می‌شود ترموکوپل‌ها یا دماسنج‌ها برای اندازه‌گیری دمای محیط خنک‌کننده، در محلی که فاصله آن از زیر پایین‌ترین نقطه ماده مقاومتی از ۲۵ mm کمتر نباشد، نصب شوند.

در شروع آزمون، دمای ماده مقاومتی و محیط خنک‌کننده را اندازه‌گیری و ثبت کنید.

آزمون باید با جریان $I_P$ که مقدار مؤثر آن از رابطه زیر به دست می‌آید، انجام شود:

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{k}} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} \left(I_i^2 \times t_i\right)}{\sum_{i=1}^{n} t_i}}$$

که در آن:

$I_i$ مقدار جریانی است که مقاومت گذر را از طریق پله‌های مختلف توالی کلیدزنی باردهی می‌کند. برای محاسبه جریان‌های خاص، جریان عبوری تنظیمی باید ۱٫۵ برابر حداکثر جریان عبوری باشد (به زیربند ۵-۲-۲ مراجعه شود)؛

$t_i$ مدت زمانی است که در آن جریان $I_i$ عبور می‌کند. این مقادیر، باید به عنوان مقدار میانگین آزمون وظیفه بهره‌برداری منطبق با زیربند ۵-۲-۳-۲ در نظر گرفته شود.

$k$ ضریب انتخاب‌شده برای تطبیق با الزامات آزمون مقاومت است. این مقدار باید کمتر از ۵ انتخاب شود. مقادیر بین ۵ و ۱۰ تنها هنگامی مجاز است که معیار گرمایش بدون تبادل گرما[1] باقی بماند.

باید توجه کرد که جریان $I_i$ و زمان $t_i$ به چرخه عملکرد کلید انتخابگر/منحرف‌کننده بار بستگی دارد.

مقاومت باید به تعداد دفعاتی که معادل نیم چرخه عملکرد تعویض انشعاب است، در معرض جریان فوق قرار گیرد. مدت زمان اعمال جریان باید از رابطه زیر تعیین شود:

$$t_p = k \sum_{i=1}^{n} t_i$$

1 - Adiabatic

مدت زمانی که جریان از مقاومت عبور نمی‌کند باید برابر حداقل بازه زمانی ممکن بین دو عملکرد متوالی تعویض‌کننده انشعاب باشد.

ممکن است برای تعیین حداکثر دما، نیاز به برون‌یابی[1] مقادیر ثبت‌شده باشد.

1 - Extrapolation

# پیوست ت

## (آگاهی‌دهنده)

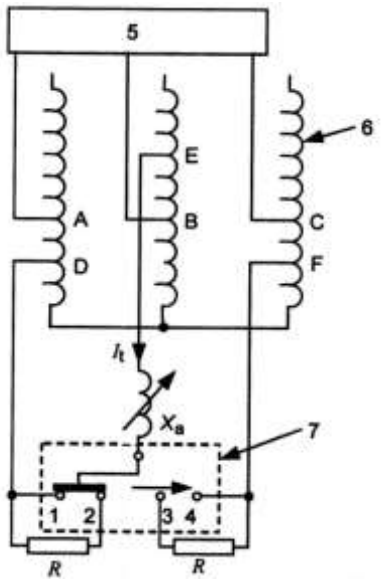
## مدارهای جریان متناوب شبیه‌سازی‌شده برای آزمون‌های قدرت قطع و وظیفه حین بهره‌برداری

### ت-۱ کلیات

دو مدار آزمون شبیه‌سازی‌شده در شکل‌های ت-۱ و ت-۲ نشان داده شده است. شکل ت-۱ روش ترانسفورماتور و شکل ت-۲ روش مقاومت است، به زیربند ۵-۲-۳-۵ مراجعه شود. این شکل‌ها فقط جنبه اطلاعاتی دارد و مانع استفاده از مدارهای دیگر نمی‌شود.

### ت-۲ روش تراسفورماتور

برای برآوردن الزامات زیربندهای ۵-۲-۳-۲ و ۵-۲-۳-۳ و احتساب راکتانس‌های مدار و منبع تغذیه، توصیه می‌شود مقادیر جریان و ولتاژ روی چهار کنتاکت، کنترل شود (به شکل ت-۱ مراجعه شود) و درصورت لزوم، مثلاً با تغییر مقادیر $U_{ED}$، $X_a$ و $R$ و/یا فاز متقابل بردارهای ولتاژ، به طور مناسب تنظیم شوند.




**راهنما:**

1 و 4 کنتاکت‌های اصلی

2 و 3 کنتاکت‌های گذر

5 تغذیه از طریق ژنراتور یا شبکه

6 اتوترانسفورماتور یا ترانسفورماتور با ولتاژهای پله‌ای قابل تنظیم

7 کلید منحرف‌کننده بار

$R$ مقاومت گذر

$X_a$ یک راکتور قابل تنظیم

$U_{AB}=U_{BC}=U_{CA}$ ولتاژ منبع تغذیه سه فاز

$U_{DF}$ ولتاژ پله‌ای مربوط به $I_t$

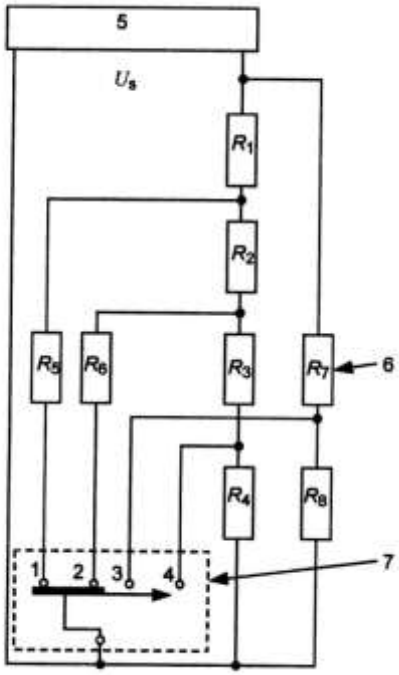
$I_t$ جریان آزمون تنظیم‌شونده با $U_{ED}$ و $X_a$

**شکل ت-۱- مدار آزمون شبیه‌سازی‌شده – روش ترانسفورماتور**

## ت-۳ روش مقاومت

برای برآوردن الزامات زیربندهای ۵-۲-۳-۲ و ۵-۲-۳-۳ و احتساب امپدانس مدار و منبع تغذیه، توصیه می‌شود مقادیر جریان و ولتاژ روی چهار کنتاکت (به شکل ت-۲ مراجعه شود) کنترل شوند و درصورت لزوم با تغییر جزئی مقدار اهمی $R_1$ تنظیم شوند.

توصیه می‌شود از مقادیر جریان و ولتاژ محاسبه‌شده که در طی عملکرد کامل تعویض انشعاب روی چهار کنتاکت ایجاد می‌شود، در محاسبه تقسیم‌کننده توان استفاده شود (به شکل ت-۲ مراجعه شود).




**راهنما:**

1 و 4 کنتاکت‌های اصلی

2 و 3 کنتاکت‌های گذر

5 تغذیه از طریق مولد یا شبکه

6 تقسیم‌کننده توان

7 کلید منحرف‌کننده بار

$U_s$ ولتاژ منبع تغذیه تک فاز

$R_1 \ldots R_8$ مقاومت‌های تشکیل‌دهنده تقسیم‌کننده توان

که در آن:

$I_1$ و $I_2$ مقادیر مؤثر جریان قطع‌شونده در کنتاکت‌های 1 و 2

$U_1$ و $U_2$ مقادیر مؤثر ولتاژ بازیافتی کنتاکت‌های 1 و 2

$U_3$ و $U_4$ مقادیر مؤثر ولتاژ اعمال‌شده به کنتاکت‌های 3 و 4

$I_3$ و $I_4$ مقادیر مؤثر جریان وصل در کنتاکت‌های 3 و 4

**شکل ت-۲- مدار آزمون شبیه‌سازی‌شده - روش مقاومت**

در این حالت تحت بررسی (کلید منحرف‌کننده بار چهار کنتاکتی با چرخه عملکرد شماره ۱ منطبق با جدول الف-۱)، معادله مربوط به حادترین شرایط، در معادلات زیر ارائه شده است:

$$R_1 = \frac{U_s(U_s - U_1)}{I_4(U_s - U_4) + U_2 I_2} \qquad (ت-۱)$$

$$R_2 = \frac{U_s(U_1 - U_2)}{I_4(U_s - U_4) + U_2 I_2} + \frac{U_s}{I_4(U_s - U_4)} \times \frac{U_2 I_2 (U_s - U_2)}{I_4(U_s - U_4) + U_2 I_2} \qquad (ت-۲)$$

$$R_3 = \frac{U_s}{I_4} \times \frac{U_2 - U_4}{U_s - U_4} \qquad (ت-۳)$$

$$R_4 = \frac{U_s}{I_4} \times \frac{U_4}{U_s - U_4} \qquad (ت-۴)$$

$$R_5 = \frac{U_1}{I_1} - \frac{U_1(U_s - U_1)}{I_4(U_s - U_4) + U_2 I_2} \qquad \text{(ت-۵)}$$

$$R_6 = \frac{U_2}{I_2} - \frac{U_2(U_s - U_2)}{I_4(U_s - U_4)} \qquad \text{(ت-۶)}$$

$$R_7 = \frac{U_s}{I_3} \qquad \text{(ت-۷)}$$

$$R_8 = \frac{U_3}{I_3} \times \frac{U_s}{U_s - U_3} \qquad \text{(ت-۸)}$$

# پیوست ث

## (آگاهی‌دهنده)

## نمونه‌ای از مدار آزمون ساختگی برای آزمون وظیفه حین بهره‌برداری تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء

ث-۱ تعاریف مربوط به مدار آزمون ساختگی

**ث-۱-۱ مدار آزمون ساختگی**

مدار آزمون با منبع تغذیه‌ای به غیر از مولد AC یا ترانسفورماتور

**ث-۱-۲ مدار آزمون AC شبیه‌سازی‌شده**

مدار آزمون مطابق پیوست ت

**ث-۱-۳ پیش قوس**

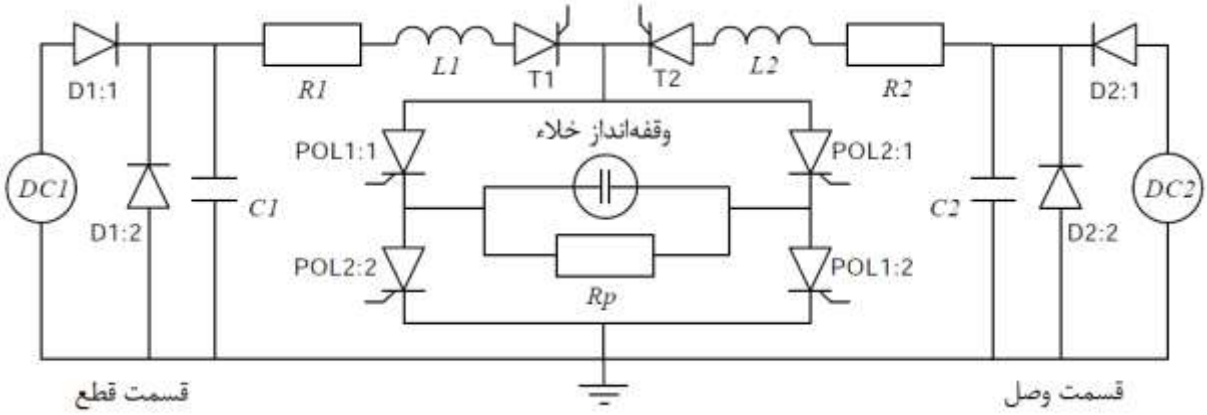
قوسی که بین کنتاکت‌های در حال بسته‌شدن ظاهر می‌شود، این قوس وقتی ایجاد می‌شود که فاصله بین کنتاکت‌ها به قدری کوچک شود که جرقه بین آنها رخ دهد.

**ث-۱-۴ ولتاژ وصل‌کردن**

ولتاژی که به دو سر کنتاکت‌های بسته‌شونده اعمال می‌شود.

## ث-۲ نمونه‌ای از چیدمان مدار آزمون ساختگی

شکل ث-۱ نمونه‌ای از یک مدار آزمون ساختگی مناسب را نشان می‌دهد.



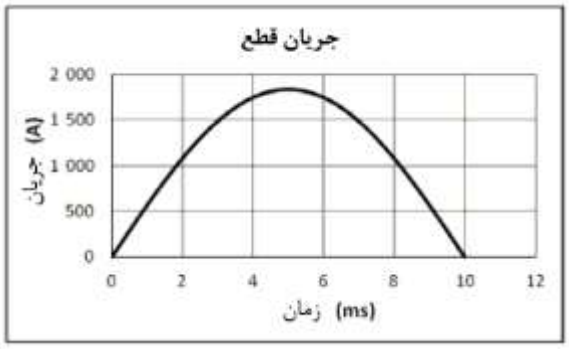

**شکل ث-۱- مدار آزمون ساختگی برای آزمون وظیفه حین بهره‌برداری تعویض‌کننده‌های انشعاب نوع خلاء**

اصل، استفاده از جریان‌ها و ولتاژهای DC خازن‌های شارژشده به جای جریان و ولتاژ AC است. خازن‌ها برای هر عملکرد شارژ می‌شوند و دشارژشدن با مقاومت‌ها اندوکتانس‌ها کنترل می‌شود.

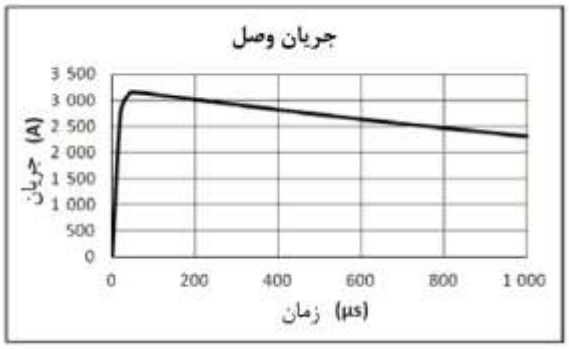
در قسمت قطع، DC1 یک مولد DC شارژکننده خازن C1 است. تریستور T2 مسدودکننده یا راه‌انداز تخلیه C1 است. اندوکتانس L2 و مقاومت R2 برای ارائه جریان دشارژ اساسا سینوسی شکل با دوره تناوب خیلی نزدیک به ۵۰ Hz یا ۶۰ Hz تنظیم می‌شوند.

در قسمت وصل، DC2 یک مولد DC شارژکننده خازن C2 است. تریستور T1 مسدودکننده یا راه‌انداز تخلیه C2 است. اندوکتانس L1 و مقاومت R1 برای ارائه جریان تا حد امکان نزدیک به جریان ترانسفورماتور واقعی تنظیم می‌شوند.

تریستورهای POL1:1، POL1:2، POL2:1 و POL2:2 برای تعویض قطبیت شیء تحت آزمون می‌باشند. مقاومت Rp، تریستورهای قسمت وصل را تا زمان رخداد تحریک مجدد یا بسته‌شدن وقفه‌انداز خلاء، در حالت هدایت نگه می‌دارد.




**شکل ث-۲-الف- جریان قطع**




**شکل ث-۲-ب- جریان وصل**

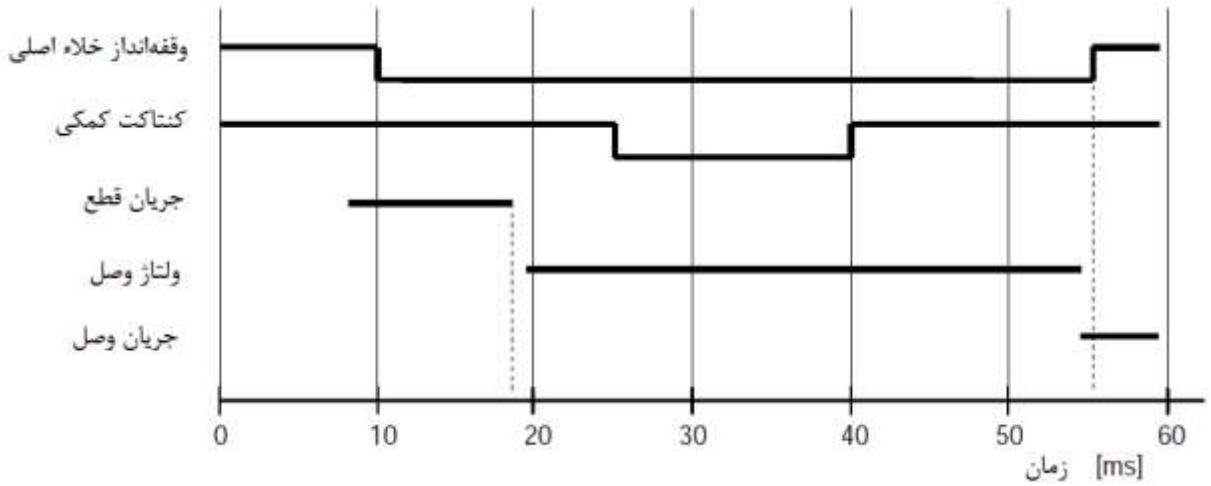
**شکل ث-۲- جریان‌های مدار آزمون ساختگی**

جریان قطع برای شبیه‌شدن به شکل ث-۲-الف تنظیم شود. در این مورد، این جریان در فرکانس ۵۰ Hz تقریبا ۱۳۰۰ A r.m.s. شود.

جریان وصل برای شبیه‌شدن به شکل ث-۲-ب تنظیم شود. در این مثال، این جریان در مدت تقریبا ۰٫۰۵ ms تا ۳۲۰۰ A افزایش یابد تا جریانی حدود ۷۰ kA/ms و ثابت زمانی ۱۰ µs ایجاد شود. این مثال شرایط بسته‌شدن تعویض‌کننده انشعاب نوع خلاء با جریان اسمی ۱۳۰۰ A (چرخه‌های عملکرد، که ولتاژ بسته‌شدن E+RI و جریان بسته‌شدن E/R+I است، به جدول الف-۳ مراجعه شود) را شبیه‌سازی می‌کند.

## ث-۳ نمونه‌ای از شرایط قطع/وصل طی عملکرد کلیدزنی

در مثال زیر (شکل ث-۳) ولتاژ بازیافتی و ولتاژ وصل یکسان هستند. این دو ولتاژ می‌توانند متفاوت باشند و در این صورت باید دو مدار متفاوت که سازنده ولتاژ بازیافتی و ولتاژ وصل متفاوت باشد اعمال شوند.




**شکل ث-۳- نمونه‌ای از آزمون ساختگی برای عملکرد کلیدزنی با ولتاژهای معادل برای وظیفه قطع و وصل**

جریان قطع در زمان تقریبی ۹ ms وصل می‌شود. در زمان ۱۰ ms وقفه‌انداز خلاء باز می‌شود. قوس ۹ ms به دست می‌آید (این زمان می‌تواند با تغییر زمان بازشدن وقفه‌انداز خلاء، بین صفر میلی‌ثانیه و ۱۰ ms تغییر کند). دقیقا قبل از ۲۰ ms، قوس خاموش می‌شود و با اندازه‌گیری ولتاژ قوس، شناسایی واضح در صورت خاموشی قوس ارائه می‌شود.

در حداکثر ۰٫۱ ms بعد از خاموشی قوس، ولتاژ باریافتی روشن می‌شود. در صورت عدم وجود تحریک مجدد، ولتاژ در همان مقدار قبل از بسته‌شدن کنتاکت‌های باقی می‌ماند و به عنوان ولتاژ وصل عمل می‌کند. وقتی وقفه‌انداز خلاء شروع به بسته‌شدن کند و فاصله بین کنتاکت‌ها کم شود (درصدی از میلی‌متر) یک پیش‌قوس رخ می‌دهد و جریان وصل باعث ایجاد شرایط بسته‌شدن صحیح خواهد شد.

## کتاب‌نامه

[۱] استاندارد ملی ایران شماره ۱-۲۶۲۰: سال ۱۳۹۰، ترانسفورماتورهای قدرت- قسمت ۱: کلیات

[2] IEC 60076-11, Power transformers – Part 11: Dry-type transformers

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران شماره ۱۱-۲۶۲۰: سال ۱۳۸۶، ترانسفورماتورهای قدرت- قسمت۱۱: ترانسفورماتورهای نوع خشک، با استفاده از استاندارد IEC 60076-11: 2004 تدوین شده است.

[3] IEC 60076-12, Power transformers – Part 12: Loading guide for dry-type power transformers

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران- آی‌ای‌سی شماره ۱۲-۶۰۰۷۶: سال ۱۳۹۰، ترانسفورماتورهای قدرت- قسمت ۱۲: راهنمای بارگذاری برای ترانسفورماتورهای قدرت نوع خشک، با استفاده از استاندارد IEC 60076-12: 2008 تدوین شده است.

[4] IEC 60076-15, Power transformers – Part 15: Gas-filled power transformers

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران شماره ۱۵-۲۶۲۰: سال ۱۳۸۷، ترانسفورماتورهای قدرت- قسمت ۱۵: ترانسفورماتورهای قدرت پرشده از گاز، با استفاده از استاندارد IEC 60076-15: 2008 تدوین شده است.

[5] IEC 60376, Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران شماره ۱۰۸۴۱: سال ۱۳۸۶، ویژگی هگزافلوراید گوگرد (SF6) با درج فنی به منظور استفاده در تجهیزات الکتریکی، با استفاده از استاندارد IEC 60376: 2005 تدوین شده است.

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

**یادآوری**- استاندارد ملی ایران شماره ۱۰۸۲۹: سال ۱۳۸۷، تجهیزات برقی در حال کار اشباع شده از روغن معدنی- راهنمایی در جهت شرح تجزیه گازهای نامحلول و آزاد، با استفاده از استاندارد IEC 60599:2007 تدوین شده است.

# الزامات عملکردی و روشهای تست تپ‌چنجر

## براساس استاندارد IEC60214 Ed.2 (ویرایش سال ۲۰۱۴)

گرچه بسیاری از تحقیقات، گزارشهای فنی، مقالات و کتابها ممکن است از لحاظ علمی ارزش بالاتری از استانداردها داشته باشند، لیکن آنچه استانداردها را از این موارد متمایز می‌سازد این است که گروهی متشکل از سازندگان، خریداران، بهره‌برداران و اساتید دانشگاه (و در خصوص استانداردهای بین المللی مانند IEC، نمایندگان کشورها) آنها را مورد تأیید قرارداده‌اند. در حقیقت استانداردها را می توان توافقی بین کلیه ذینفعان یک محصول در خصوص مشخصات و کیفیت آن دانست. در صنعت برق ایران از جمله ترانسفورماتور، استانداردهای تدوین شده توسط موسسه IEC بیشترین کاربرد را (در مقایسه با سایر استانداردها از جمله ANSI/IEEE) دارد که دلیل آن علاوه بر بین‌المللی بودن، استفاده سازمان ملی استاندارد ایران از این استانداردها، ترجمه و معرفی آنها بعنوان استاندارد ملی است. با توجه به اهمیت آشنایی فعالان صنعت ترانسفورماتور با آخرین ویرایش استانداردهای IEC مورد استفاده در این صنعت، فصلنامه ترانسفورماتور در هر شماره یکی از استانداردهای منتشره توسط این مؤسسه را معرفی می‌نماید. نظر به پیچیدگی فنی استانداردهای IEC، تلاش بر این است که متون به زبان ساده تشریح شده و توضیحات لازم در خصوص نحوه استفاده از این استاندارد در ایران ارائه شود.
شماره اول: استاندارد IEC62874 (عمرسنجی ترانسفورماتور با استفاده از مقادیر ۲-فورفورال و دی‌اکسیدکربن)
شماره دوم: IEC60422 (آزمونهای کنترل کیفی روغن در حال بهره‌برداری ترانسفورماتور)
شماره سوم: IEC60076-3 (آزمونهای عایقی فشارقوی ترانسفورماتور)
شماره چهارم: IEC60296 (آزمونهای کنترل کیفی روغن نو)
شماره پنجم: IEC60076-16 (ترانسفورماتورهای مورد استفاده در نیروگاه‌های بادی)
شماره ششم: IEC60076-1 Ed. 3 (ترانسفورماتور: کلیات)
شماره هفتم: IEC60815 (بوشینگها و مقره‌های مورد استفاده در مناطق با آلودگی بالا)
شماره هشتم: IEC60599 (عیب یابی ترانسفورماتور با آزمون گازکروماتوگرافی)
شماره نهم: IEC60076-7 (راهنمای بارگیری از ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت)
شماره دهم: IEC61464 (عیب‌یابی بوشینگ ترانسفورماتور با استفاده از آزمون گازکروماتوگرافی)
علاقه‌مندان جهت دریافت نسخه کامل استانداردهای معرفی شده، می‌توانند به وبسایت فصلنامه مراجعه نمایند.

### مقدمه

از آنجا که عملکرد صحیح ترانسفورماتورها نقشی اساسی در تداوم برق رسانی شبکه‌های الکتریکی دارد، انتخاب مناسب تجهیزات و متعلقات اساسی ترانسفورماتور بسیار تعیین‌کننده خواهد بود. نگاهی آماری به حوادث و صدمات ترانسفورماتورها نشان می‌دهد که درصد قابل توجهی از مشکلات مرتبط با ترانسفورماتورها، مربوط به تپ‌چنجرهای تحت بار[1] (که در صنعت عمدتا به نام تپ‌چنجر آنلود شناخته می‌شوند) می‌باشد که البته با توجه به اینکه تپ‌چنجر تنها جزء متحرک در ساختمان ترانسفورماتور است، دور از انتظار نیست. بنابراین انتخاب و سایزینگ مناسب تپ‌چنجر از نظر رعایت الزامات طراحی اعم از الکتریکی، عایقی، حرارتی و مکانیکی بسیار حائز اهمیت می‌باشد. در این بخش، استاندارد IEC60214-1 که مشتمل بر الزامات عملکردی و روشهای تست تپ‌چنجرهاست به اجمال مورد بررسی قرار می‌گیرد. ذکر این نکته ضروری است که هدف از این نوشتار، آشنایی خوانندگان با ساختار کلی و بخش های مهم استاندارد فوق الذکر بوده و برای الزاماتِ حالت‌های خاص، استثنائات و شرایط طراحی ویژه، باید به متن استاندارد مربوطه رجوع نمود.

### ۱ معرفی استاندارد IEC 60214-1

محدوده کاری این بخش از استاندارد تپ‌چنجرهای تحت بار (در هر دو نوع مقاومتی و سلفی)، تپ‌چنجرهای غیرقابل قطع تحت ولتاژ[2] و موتوردرایوهای[3] ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت می‌باشد. این استاندارد اساسا برای تپ‌چنجرهایی که در روغن منطبق بر IEC60296 قرار گرفته اند، کاربرد دارد اما برای تپ‌چنجرهای با عایق هوا یا گاز و یا تپ‌چنجرهایی که از روغن های نوع دیگر بهره می گیرند نیز تا جایی که شرایط استاندارد قابل پیاده‌سازی باشند، می‌تواند بکار گرفته شود.

در این استاندارد تپ‌چنجرها در دو کلاس یک و دو دسته بندی می‌گردند. تپ‌چنجرهای کلاس یک به تپ‌چنجرهایی گفته می‌شود که فقط برای استفاده در بخش نوترال سیم‌پیچ‌ها مناسب هستند و تپ‌چنجرهای کلاس دو قابل استفاده در هر موقعیتی از سیم‌پیچ هستند. همچنین از نظر موقعیت مکانی، تپ‌چنجرها در دو نوع داخل مخزن[4] و خارج مخزن[5] تقسیم‌بندی شده‌اند. در تپ‌چنجر نوع اول محفظه تپ‌چنجر در داخل مخزن ترانسفورماتور و غوطه‌ور در روغن بوده و در نوع دوم، تپ‌چنجر در داخل مخزنی جداگانه، خارج از مخزن ترانسفورماتور و غوطه ور در مایع عایقی می‌باشد.

### ۲ شرایط کاری تپ چنجر

بجز در مواردی که اختصاصا مشخص شده باشند، تپ‌چنجر می‌بایست در رنج دمایی نشان داده شده در جدول یک قابلیت عملکرد داشته باشد. همچنین مکانیزم‌های موتور درایو باید در هر دمای محیطی بین ۲۵- تا ۴۰ درجه سانتیگراد، عملکرد مناسب داشته باشند. تپ‌چنجر نباید برای شرایط بارگیری اضطراری از ترانسفورماتور

(منطبق بر IEC60076-7) محدودیت ایجاد نماید.

## ۳–الزامات تپ‌چنجرهای تحت بار

### ۳–۱ الزامات عمومی

مشخصات نامی یک تپ چنجر تحت بار شامل موارد زیر می باشد:

- جریان
- ولتاژ هر پله
- فرکانس
- سطح ولتاژ عایقی
- ماکزیمم جریان
- ماکزیمم ولتاژ هر پله

محفظه‌های روغنی (و یا گازی) دایورترسوئیچ‌ها و سلکتور سوئیچ‌ها باید از جهت روغن (و یا گاز) داخل آن کاملا مقاوم باشند و مقادیر فشار و خلاء قابل تحمل محفظه نیز باید به نحو مقتضی توسط سازنده اعلام گردد.

اگر لازم است که روغن محفظه دایورترسوئیچ‌ها و سلکتور سوئیچ‌ها با تست گازکروماتوگرافی پایش گردند، بهتر است که محفظه روغن کنسرواتورِ کاملا جداگانه برای آن در نظر گرفته شود. در مورد تپ‌چنجرهای خلاء بهتر است این موضوع بین خریدار و سازنده مورد بحث و بررسی قرار گیرد.

برای تپ‌چنجرهای روغنی، پس از نصب و ارتباط محفظه کنسرواتور جداگانه با آن، باید نشانگر سطح روغن تعبیه گردد. برای انواع گازی نیز باید تجهیز نمایش دهنده گاز نصب گردد.

برای کاهش احتمال وقوع خطاهای داخلی در دایورترسوئیچ یا سلکتور سوئیچ، باید یک تجهیز حفاظتی نصب گردد. این تجهیز باید قابلیت تشخیص آرک یا خطاهای دیگری که می‌توانند نهایتا به خطای آرک ختم شوند را داشته باشد. تشخیص اینکه تجهیز حفاظتی چه باشد، با سازنده است. ولیکن نصب حداقل یک تجهیز حفاظتی الزامی است. تجهیزات حفاظتی رایج در این رابطه در زیر ارائه شده‌اند:

- رله بوخهلتز (توضیح اینکه در صنعت عموما به نام رله جانسون شناخته می‌شود)
- رله کنترل گردش روغن
- رله اضافه فشار
- فشارشکن

برای آن دسته از تپ‌چنجرهای تحت بار که مجهز به تجهیزات حفاظتی محدود کننده اضافه ولتاژهای گذرا هستند، سازنده باید مشخصات حفاظتی آنها و نیز محدودیت‌هایی که ممکن است هنگام تست ترانسفورماتور تحمیل شود را، با جزییات کامل در اختیار مشتری قرار دهد. در مواردی که از spark gap استفاده شده است، باید تاکید گردد که پس از عملکرد آن، تخلیه بصورت خودکار انجام می‌گردد. سازنده تپ‌چنجر باید هرگونه پارامتر محدود کننده سوئیچینگ در کنتاکت‌های کلید چنج آور را اعلام نماید.

### ۳–۲ آزمونهای نوعی (تایپ تست)

آزمونهای نوعی زیر باید بر روی چند نمونه از یک تپ‌چنجر تولید شده انجام گردد:

- جهش حرارتی کنتاکتها
- تستهای سوئیچینگ
- آزمون جریان اتصال کوتاه
- تست امپدانس انتقالی (گذرا)
- آزمونهای مکانیکی
- تستهای استحکام مکانیکی[۶]
- آزمونهای عایقی

### آزمون جهش حرارتی:

در تست جهش حرارتی، جهش دمایی کنتاکت‌های عبوردهنده جریان تپ‌چنجر نسبت به ماده پیرامونی احاطه کننده آن اندازه‌گیری می‌شود که نباید از مقادیر مشخصی که در همین استاندارد ذکر شده است، تجاوز نماید. این مقادیر پس از عبور جریان ۱٫۲ برابری ماکزیمم جریان نامی و رسیدن دمای کنتاکتها به حالت دائمی اندازه‌گیری می‌شود.

هنگام تست کنتاکت‌ها در ماده پیرامونی روغن، دمای روغن در ابتدای تست نباید از ۴۰درجه سانتیگراد بیشتر و از ۱۰درجه سانتیگراد کمتر باشد. همچنین دمای روغن پیرامون کنتاکت باید در فاصله‌ای کمتر از ۲۵ میلیمتر از کنتاکت اندازه‌گیری شود. در این تست، شرط رسیدن دما به حالت دائمی این است که اختلاف دمای کنتاکت با روغن پیرامونی آن در یک ساعت بیش از یک درجه تغییرات نداشته باشد.

### تست‌های سوییچینگ:

در تست‌های سوئیچینگ که مشتمل بر آزمونهای عملکردی[۷] و ظرفیت قطع کلید[۸] می باشد، باید بدترین شرایط عملکرد نامی تپ‌چنجر مورد صحه‌گذاری قرار گیرد. برای تپ‌چنجرهای تحت بار نوع خلاء، تست ظرفیت قطع باید پس از انجام تست عملکردی و بر روی همان یک نمونه انجام گردد.

چنانچه دایورترسوئیچ و یا سلکتور سوئیچ از چند ست کنتاکت تشکیل شده‌اند که با یک توالی از قبل تعریف شده عمل می‌نمایند، تست هر ست از کنتاکت‌ها بصورت مجزا از دیگر کنتاکت‌ها مجاز نمی‌باشد، مگر اینکه بتوان ثابت کرد که عملکرد هر یک از این ست‌های کنتاکت، از عملکرد کنتاکت‌های دیگر تاثیر نمی‌پذیرد. کنتاکت‌ها و روغن ترانسفورماتور در مورد تپ‌چنجرهای روغنی نمی‌بایست در طول آزمون جایگزین گردند. اندازه و نوع مقاومت‌های گذرا نیز می‌بایست مشخص گردند.

### تست عملکرد:

این تست باید منطبق بر یکی از چند روش ارایه شده در استاندارد IEC60214-1 انجام گردد که انتخاب روش آزمون به انتخاب خود سازنده انجام می‌گردد و در این مجال تنها به یکی از این روش‌ها که تست عملکردی در ولتاژ نامی هر پله از تپ‌چنجر است، اشاره می‌گردد. پس از انجام تست، بازرسی کنتاکت‌ها برای بررسی فرسودگی آنها می‌بایست اتفاق بیفتد تا بر اساس نتایج آن هیچ تردیدی در عملکرد مناسب تپ‌چنجر در حالت بهره‌برداری وجود نداشته باشد. تعداد عملکرد تپ‌چنجر (N) بسته به نوع تپ‌چنجر، باید در عمل انجام گردد. این عدد برای تپ‌چنجرهای آنلود غیر خلاء باید ۵۰۰۰۰ باشد. برای نوع خلاء نیز باید ۱/۲ برابر تعداد عملکردِ مجازِ سرویس دوره‌ای (بر مبنای کتابچه راهنمای سازنده) باشد به شرطی که تعداد آن کمتر از ۵۰۰۰۰ نباشد. این عدد باید توسط سازنده اعلام گردد.

### تست عملکرد در ولتاژ نامی پله تپ‌چنجر:

کنتاکت‌های دایورترسوئیچ و یا سلکتورسوئیچ باید تحتN مرتبه عملکرد و البته به‌گونه‌ای قرار گیرند که مشابه عملکردِ در سرویس تپ‌چنجر بوده و در ولتاژ پله نامی، جریانی کمتر از جریان نامی ماکزیمم از آن عبور داده نشود.

مقایسه اسیلوگراف‌های ذخیره شده در بازه‌های منظم از تست (پله‌های N/۴) باید به‌گونه‌ای باشد که تغییرات قابل توجهی در مشخصات عملکردی تپ‌چنجر بوجود نیاید. ۲۰اسیلوگراف باید در شروع تست اندازه‌گیری شده و در نتیجه اندازه‌گیری در بازه پله‌های N/۴ نهایتا ۱۰۰ اسیلوگراف بدست می‌آید.

### تست ظرفیت قطع:

چهل عملکرد در بدترین شرایط و در جریانی برابر با دو برابر جریان نامی ماکزیمم و در ولتاژ پله نامی باید انجام پذیرد.

برای نزدیک‌تر بودن شرایط آزمون به شرایط عملکرد واقعی، سلکتور سوئیچ‌های غیر خلاء، باید در هشت تپِ عملکرد، تست شوند (۴تپ بالاتر و ۴تپ پایین‌تر از تپ نامی).

برای سلکتور سوئیچ‌های نوع خلاء، عمل قطع در داخل کپسول‌های خلاء انجام می‌گردد و لذا به موقعیت تپ بستگی ندارد. بنابراین مساله اشاره شده در فوق، برای نزدیک کردن شرایط تست به شرایط واقعی لازم نیست. برای تپ‌چنجرهای تحت بار نوع خلاء، تست ظرفیت قطع باید حتما پس از انجام تست عملکردی و البته بر روی

همان یک نمونه انجام گردد.
برای تپ‌چنجرهای نوع مقاومتی، تست ظرفیت قطع باید با مقاومت‌های گذرایی انجام گردد که نسبت به مقاومت‌های نهایی بکار گرفته شونده در ساختار کلید، دارای طراحی اهمی و حرارتی یکسان باشند. در غیر اینصورت، مقاومت‌های استفاده شده در ساخت نهایی تپ‌چنجر، می‌بایست بصورت جداگانه و بر اساس استاندارد IEC60214-1 تست گردند (البته با دو برابر جریان نامی ماکزیمم و فقط یکبار عملکردکلید)

## آزمون اتصال کوتاه:

همه کنتاکت‌هایی که بصورت دایمی جریان از آنها می‌گذرد، باید به مدت ۲ ثانیه در معرض جریان اتصال کوتاه قرار داده شوند. در تپ‌چنجرهای روغنی، تست باید در روغن ترانسفورماتور انجام گردد. در مورد تپ‌چنجرهای سه فاز، انجام تست برای کنتاکتهای تنها یک فاز کفایت می‌نماید.

## تست امپدانس انتقالی:

برای برآورده کردن الزامات اضافه بارگیری، این آزمون باید در ۱/۵ برابر ماکزیمم جریان نامی عبوری و در ولتاژ نامی پله انجام گردد. مقاومت انتقالی باید مشابه شرایط بهره‌برداری بر روی تپ‌چنجر نصب گردد. با عملکرد تپ‌چنجر آنلود، مقاومت تحت بار قرار می‌گیرد. تعداد عملکرد باید ۱/۵ برابر یک سیکل کامل عملکرد تپ‌چنجر باشد. این تعداد عملکرد تپ‌چنجر باید بدون وقفه و با استفاده از مکانیزم موتوردرایو آن انجام گردد. دمای مقاومت در آخرین عملکرد باید اندازه گیری و ثبت گردد. جهش حرارتی مقاومت نسبت به روغن پیرامون خود در جریان ۱/۵ برابر ماکزیمم جریان نامی نباید از مقادیر مشخص شده توسط استاندارد بیشتر باشد.

## آزمونهای مکانیکی:

تست‌های مختلفی جهت صحه گذاری بر روی ساختار مکانیکی تپ‌چنجر انجام می‌شود.
در تست پایداری مکانیکی[۹]، کلید بصورت کامل و مشابه شرایط بهره‌برداری مونتاژ گردیده و پر از روغن می‌گردد. تپ‌چنجر باید در حالت بدون برق حداقل ۵۰۰/۰۰۰ عملکرد داشته باشد البته به‌گونه‌ای که کلید چنج‌آور نیز حداقل ۵۰/۰۰۰ عملکرد داشته باشد. اسیلوگرام‌های زمانی دایورترسوئیچ و تپ سلکتور و یا سلکتورسوئیچ در ابتدا و انتهای این تست باید ثبت و مقایسه شوند. این اسیلوگرام‌ها نباید تفاوت قابل توجهی داشته باشند. برای تپ‌چنجرهای روغنی نوع داخل مخزن ترانس، باید ۱۰۰ عملکرد کلید در حالتی انجام گردد که دایورترسوئیچ در دمای ۱۱۵ درجه و تپ‌سلکتور در دمای ۱۰۵درجه قرار دارد. همچنین باید ۱۰۰عملکرد در دمای ۲۵- درجه انجام گردد. اسیلوگرام‌های ثبت شده باید با آنچه در پاراگراف قبل مورد اشاره قرار گرفته است، منطبق باشد.
در تست توالی عملکرد[۱۰]، پس از اینکه کلید بصورت کامل و مشابه شرایط بهره‌برداری مونتاژ گردید، باید در یک سیکل کامل (تمام تپ‌ها)، عملکرد داشته باشد. زمان دقیق توالی عملکرد در تپ‌سلکتور، کلید چنج‌آور، دایورترسوئیچ یا سلکتورسوئیچ باید ثبت شوند.
لازم به ذکر است که آزمونهای مکانیکی و همچنین تستهای استحکام مکانیکی از تنوع قابل توجهی برخوردارند که در اینجا از توضیحات بیشتر در مورد آنها اجتناب می‌گردد. علاقه‌مندان می‌توانند برای آشنایی بیشتر به متن استاندارد IEC60214-1 مراجعه‌نمایند.

**جدول۱: شرایط محیطی برای عملکرد تپ‌چنجر**

| نوع تپ چنجر | دما (درجه سانتیگراد) | |
|---|---|---|
| | کمترین | بیشترین |
| خارج مخزن ترانسفورماتور | ۲۵- | ۴۰ |
| داخل مخزن ترانسفورماتور | ۲۵- | ۱۰۵ |

## آزمونهای عایقی:

الزامات عایقی یک تپ‌چنجر تحت بار به نوع اتصال سیم‌پیچ ترانسفورماتور بستگی دارد. سازنده ترانسفورماتور نه تنها نسبت به انتخاب صحیح تپ‌چنجر مسئولیت دارد، بلکه نسبت به انتخاب و طراحی سطح ولتاژ عایقی مناسب برای سرسیم‌های اتصال سیم‌پیچ به تپ‌چنجر مسئولیت دارد. تپ‌چنجرهای آنلود باید جهت انجام آزمونهای عایقی، با روغن ترانسفورماتور پر شوند و یا در یک تانک تستِ پر از روغن غوطه‌ور شوند. مناسب بودن سطح عایقی تپ‌چنجرهای آنلود باید با انجام تست‌های عایقی در فواصل عایقی زیر به اثبات برسد:
الف- نسبت به زمین
ب- بین فازها
ج- بین اولین و آخرین کنتاکت تپ‌سلکتور و یا سلکتورسوئیچ و در محل قرارگیری سلکتور چنج‌آور. برای طرح‌هایی که کنتاکت‌های ثابت بصورت یک خط مستقیم در کنار هم قرار می‌گیرند، این تست انجام نمی‌گردد.
د- بین هر دو کنتاکت مجاورِ هم در تپ‌سلکتور یا سلکتورسوئیچ و یا بین هر دو کنتاکت مجاورِ هم در ساختارِ تپ‌چنجر آنلود
ه-بین کنتاکتهای دایورترسوئیچ در موقعیت نهایی آنها و در حالت باز
ولتاژهای تست عایقی تپ‌چنجرها برای دو کلاس مختلف تپ‌چنجر متفاوت می‌باشد.

## کلاس یک:

برای تست الف ولتاژها باید منطبق بر اعداد ارائه شده در جدول استاندارد (جدول پیوست الف) انتخاب و اعمال شوند. برای تست‌های ب، ج، د و ه مقادیر مقتضی برای انجام تست‌های ضربه کامل، ضربه برش یافته، ولتاژ اعمالی و در صورت نیاز سوئیچینگ، باید توسط سازنده تپ‌چنجر اعلام گردد.

## کلاس دو:

برای تست الف و ب ، ولتاژها باید منطبق بر اعداد ارائه شده در جدول استاندارد انتخاب و اعمال شوند. برای تست‌های ج، د و ه مقادیر مقتضی برای انجام تست‌های ضربه کامل، ضربه برش یافته، ولتاژ اعمالی و در صورت نیاز سوئیچینگ، باید توسط سازنده تپ‌چنجر اعلام گردد.
مقادیر اعلام شده در جدول استاندارد بالاترین مقادیر ولتاژ تست انتخاب شده برای هر Um می‌باشند و بر اساس بند ۷ استاندارد IEC60076-3:2013 انتخاب شده‌اند. برای تست‌های عایقی، تپ‌چنجر آنلود باید مشابه حالت بهره‌برداری، مونتاژ گردد. البته برای انجام تست، الزامی برای اتصال سرهای سیم‌پیچ ترانسفورماتور به کنتاکت‌های تپ‌چنجر وجود ندارد.
برای تست الف وقتی که به تپ‌چنجر کلاس یک و کلاس دو اعمال می‌شود و برای تست ب وقتی به تپ‌چنجر کلاس دو اعمال می‌شود، بخش‌های زنده (که در شرایط بهره‌برداری تحت ولتاژ قرار می‌گیرند) هر فاز باید جمپر شده و بصورت مناسب به ولتاژ منبع و یا زمین وصل شوند.
توالی پیشنهادی برای انجام تست‌های عایقی بصورت زیر می‌باشد:

- تست ضربه صاعقه کامل (LI)
- تست ضربه صاعقه برش یافته(LIC)
- تست ضربه سوئیچینگ(در صورت نیاز) (SI)
- تست ولتاژ اعمالی (AV)
- تست اندازه گیری تخلیه جزیی (در صورت نیاز)(PD)

در تست ضربه صاعقه کامل، سه ولتاژ صاعقه استاندارد با پلاریته مثبت و سه ولتاژ صاعقه با پلاریته منفی اعمال می گردد که دامنه ولتاژ بر اساس جدول ارائه شده در این استاندارد می‌باشد. و عایق بندی باید آنها را تحمل نماید. شکل موج اعمالی باید بصورت ۱.۲/۵۰ میکروثانیه باشد.

در تســت ضربه صاعقه برش یافته، سه ولتاژ صاعقه برش یافته استاندارد با پلاریته مثبت و سه ولتاژ صاعقه برش یافته با پلاریته منفی اعمال می‌گردد که دامنه ولتاژ بر اساس جدول ارائه شده در این استاندارد است و عایق بندی باید آنها را تحمل نماید. مدت زمان برش باید بین ۳ تا ۶ میکروثانیه باشد.

تست ســوئیچینگ برای تپ‌چنجرهای با Um برابر با ۱۰۰ کیلوولت و بالاتر انجام می‌گردد. پیکربندی تســت باید توسط سازنده تپ‌چنجر مشخص گردد. سه ولتاژ استاندارد با پلاریته مثبت و سه ولتاژ با پلاریته منفی اعمال می‌گردد که دامنه ولتاژ بر اســاس جدول ارائه شده در این استاندارد می‌باشد. شکل موج مطابق استاندارد IEC60060-1 باید بصورت ۲۵۰/۲۵۰۰ میکروثانیه باشد.

تســت ولتاژ اعمالی باید با اعمــال یک ولتاژ متناوب تکفاز منطبق بر اســتاندارد IEC60060-1 و در ولتاژ مورد نیاز انجام گردد که مدت زمان اعمال ولتاژ ۶۰ ثانیه می‌باشد.

تســت تخلیه جزیی برای تپ‌چنجرهــای کلاس یک مورد نیاز نمی‌باشــد. برای تپ‌چنجرهای کلاس دو این تست با اعمال ولتاژ بین زمین و بخشهای زنده(تحت ولتاژ) انجام می‌گردد. برای آشــنایی با جزئیات این تست، پیشنهاد میگردد به متن استاندارد IEC60214-1 رجوع گردد.

## ۳-۳- آزمونهای روتین

تست‌های روتین زیر برای تمامی تپ‌چنجرهای تولید شده باید انجام گردد:

**آزمون مکانیکی:** پس از مونتاژ کامل اجزای تپ‌چنجر و در حالت بدون برقداری، باید ده سیکل کامل عملکرد بدون هرگونه صدمه یا آسیب انجام گردد. منظور از یک سیکل کامل، یکبار عملکرد تپ‌چنجر در تمامی تپ‌های موجود می‌باشد.

**تست توالی عملکرد:** در حین انجام تست مکانیکی روتین، باید یک توالی کامل از عملکرد تپ‌چنجر (عملکرد دایورترسوئیچ یا سلکتورسوئیچ بصورت اسیلوگرام ها) ثبت گردد. این نتایج ثبت شــده باید با نتایج بدست آمده در تایپ تست متناظر، همخوانی داشته باشند.

**آزمون عایقی مدارات کمکی:** تمام مدارات کمکی و جنبی الکتریکی در ساختمان تپ‌چنجر باید ولتاژ دوکیلوولت متناوب را به مدت یک دقیقه تحمل نمایند. این تست بین بدنه و همه نقاط تحت ولتاژ اعمال می‌گردد.

**تست فشار و خلاء:** همه قسمتهای دربرگیرنده گاز یا مایع باید نسبت به تحمل فشار و خلاء اعلامی توسط سازنده تست گردند.

## ۴-الزامات مکانیزم موتور درایو تپ‌چنجرهای تحت بار

### ۴-۱ الزامات عمومی

در طراحــی تپ‌چنجر برخی حداقل های طراحی باید لحاظ گــردد. موتوردرایو و مدارات کنترلی مکانیزم عملکرد باید طوری طراحی شوند که با تغییرات ولتاژ تغذیه از ۸۵% تا ۱۱۰% مقدار نامی، مشــکلی در عملکرد صحیح تپ‌چنجر پیش نیاید. نمایشگر موقعیت تپ‌چنجر و همچنین شمارنده عملکرد جهت ثبت تعداد عملکرد، باید در طراحی لحاظ گردد. مکانیزم تپ‌چنجر به جهت پیشگیری از overrun شدن باید مجهز به المان‌های محدود کننده باشد. در کنار این المان الکتریکی، همچنین یک محدودکننده مکانیکی (قفل مکانیکی) نیز باید تعبیه گردد تا تپ‌چنجر در تپ های آخر overrun نشود. امکان عملکرد دستی تپ‌چنجر برای شرایطی که منبع تغذیه دچار اختلال شده است، باید در نظر گرفته شود. تابلو موتوردرایو نیز باید دارای حداقل حفاظت IP44 باشــد و با تجهیزات مناسب، در برابر پدیده شبنم محافظت گردد.

### ۴-۲ تایپ تست و روتین تست ها

برای موتوردرایوها، تست‌های تحمل بار مکانیکی (بالاترین گشتاور ممکن در تپ‌های مختلف)، تســت overrun و تســت IP باید بصورت تایپ تست بر روی یک نمونه تولیدی از هر طراحی تپ‌چنجر انجام گردد.

تست‌های روتین موتوردرایوها شامل تست مکانیکی و تست استقامت عایقی مدارات جانبی می‌باشــند. در تست مکانیکی، در شرایط مشــابه با شرایط واقعی عملکرد تپ‌چنجر، باید ده سیکل کامل عملکرد بدون هیچ مشکل و خطایی در موتور درایو انجام گردد. همچنین پس از انجام این مرحله از تست باید دو سیکل کامل عملکرد، یکــی در کمترین ولتاژ تغذیه و دیگری در بالاترین ولتاژ تغذیه بدون هر گونه خطا یا مشکلی انجام گردد. برای تست استقامت عایقی مدارات کمکی موتور درایو باید ولتاژ دو کیلوولت متناوب به مدت یک دقیقه بین بدنه و همه نقاط تحت ولتاژ اعمال گردیده و شکست عایقی حادث نگردد.

## ۵-الزامات تپ‌چنجرهای غیرقابل قطع تحت ولتاژ

### ۵-۱ الزامات عمومی

- مشخصات نامی این تپ‌چنجرها عبارتند از
- ماکزیمم جریان نامی عبوری
- ماکزیمم ولتاژ پله نامی
- فرکانس نامی
- سطح عایقی نامی

تپ‌چنجرهای غیرقابل قطع تحت ولتاژ ممکن اســت ترکیبی از عملکرد دستی یا موتوری داشــته باشند و در دو نوع خطی یا گردان[11] ساخته می شوند. هندل های استفاده شده به عنوان مکانیزم تغییر تپ، بصورت دسته چرخان و یا دسته اهرمی می‌باشند که مستقیما روی تپ‌چنجر نصب و مونتاژ می‌گردند. گلندهای آب‌بندی تپ‌چنجر باید کاملا محکم و مقاوم در برابر گاز و یا مایع باشــند. یک امکان ایمنی برای جلوگیری از عملکرد تپ‌چنجر بصورت ناخواسته و یا توسط افراد نابلد باید تعبیه گردد. این امکان می‌تواند بصورت یک المان قفل کننده در مکانیزم عملکرد دستی باشد که در مواقع لزوم توسط اپراتور آزاد گردد.

### ۵-۲ آزمونهای تایپ

تایپ تســت‌های زیر باید بر روی یک نمونه از تپ‌چنجر غیرقابل قطع تحت ولتاژ ساخته شده انجام گردد:

- آزمونهای جهش حرارتی کنتاکت‌ها
- تست جریان اتصال کوتاه
- آزمونهای مکانیکی
- تستهای عایقی

در این نوع از تپ‌چنجرها، تســت‌های مکانیکی شــامل تست پایداری مکانیکی و تســت‌های تحمل در برابر خلاء و فشار می‌باشد. تست تحمل خلاء و فشار باید بر روی همه گلندها و آب‌بندها انجام گردد و مقادیر قابل تحمل باید توســط سازنده اعلام گردد.

تســت‌های عایقی نیز مشابه آنچه که برای تپ‌چنجرهای تحت بار انجام می‌گردد، باید برای این نوع از تپ‌چنجرها نیز انجام گردند و تفاوتی به لحاظ نوع تســت‌ها و مشخصات ولتاژهای اعمالی وجود ندارد.

### ۵-۳ آزمونهای روتین

تست‌های روتین این تپ‌چنجرها مشتمل بر آزمونهای مکانیکی و تست‌های تحمل فشار و خلاء می‌باشند.

در تست مکانیکی تپ‌چنجر غیرقابل قطع تحت ولتاژ، پس از مونتاژ کامل تپ‌چنجر و در حالتی‌که کنتاکت‌ها تحت ولتاژ نیســتند، باید دو سیکل کامل عملکرد بدون هیچگونه مشکلی انجام گردد. در حین انجام این تست، توقف‌ها در تپ‌های انتهایی باید از نظر صحت عملکرد چک گردد. تست خلاء و فشار باید بر روی تمامی گلندها انجام گردد و مقادیر تست‌ها نیز باید توسط سازنده تپ‌چنجر اعلام گردند.

## ۶- الزامات مکانیزم موتوردرایوها در تپ چنجرهای غیرقابل قطع تحت ولتاژ

مکانیزم موتور درایو بکار گرفته شــده در تپ‌چنجرهای تحت بار ممکن اســت در

تپ‌چنجرهای غیرقابل قطع تحت ولتاژ نیز مورد استفاده قرار گیرند.
میـــزان تغییرات مجاز ولتاژ تغذیـــه (۸۵%-۱۱۰%)، نمایش دهنده موقعیت تپ، محدود کننده (قفل) مکانیکی، شمارنده عملکرد، قابلیت عملکرد دستی موتوردرایو، درجه حفاظتی حداقل IP44 برای تابلو موتور درایو و محافظت در برابر بخش‌های برقدار، حداقل تمهیداتی هســـتند که باید در مکانیزم موتور درایو این تپ چنجرها لحاظ گردد.
تست‌های تایپ (نوعی) برای مکانیزم موتوردرایو تپ‌چنجرهای غیرقابل قطع تحت ولتاژ مشتمل بر تست بار مکانیکی، تست overrun و تست IP برای تابلو موتور درایو می‌باشد.
تست‌های روتین نیز شامل تســـت‌های مکانیکی و تست عایقی مدارات جانبی (۲ کیلوولت به مدت ۱ دقیقه) می‌باشد.

## ۷- پلاک مشخصات

هر تپ‌چنجر باید مجهز به یک پلاک مشخصاتِ مقاوم در برابر شرایط آب و هوایی باشد که حداقل موارد ذیل در آن مشخص شده باشد:

- شماره و سال ویرایش استاندارد مربوط به تپ‌چنجر
- نام شرکت سازنده
- شماره سریال تپ‌چنجر ساخته شده
- نوع طراحی تپ‌چنجر[۱۲]
- سال ساخت
- جریان نامی عبوری
- میزان خلاء و فشار قابل تحمل تپ چنجر

همچنین موتور درایو تپ چنجر باید مجهز به یک پلاک مشخصاتِ مقاوم در برابر شرایط آب و هوایی باشد که علاوه بر موارد فوق الذکر، باید حداقل موارد ذیل در آن مشخص شده باشد:

- ولتاژ و فرکانس نامی موتور الکتریکی
- ولتاژ و فرکانس نامی تجهیز کنترلی
- شماره تپ در حال بهره برداری

در مورد تپ‌چنجرهای غیرقابل قطع تحت ولتاژ، باید یک برچسب هشدار در نزدیکی تپ‌چنجر یا هندل عملگر قرار داده شود و در پائین‌ترین ترین سطح، باید در آن به این مطلب اشاره گردد که تغییر تپ تنها در صورت بی‌برقی ترانسفورماتور مجاز می‌باشد.
همچنین ســـازنده تپ‌چنجر باید یک هندبوک که شامل موارد ایمنی، بهره‌برداری صحیح و معیارهای انجام ســـرویس دوره‌ای اســـت را تهیه نموده به‌گونه‌ای که در برگیرنده ملاحظات نصب، بهره‌برداری، نگهداری، انواع خطرات و ریسک‌های موجود برای تپ‌چنجر باشد.

1- On-load tap-changer (OLTC)
2- De-energized tap-changer (off-circuit tap-changer)
3- Motor Drives
4- in-tank type
5- compartment type
6- tightness
7 - service duty test
8 - breaking capacity test
9- mechanical endurance test
10- Sequence test
11- Rotary
12- type designation

## پیوست الف

سطوح ولتاژ تست برای تپ‌چنجرهای تحت بار (جدول سه استاندارد IEC60214-1)

| بالاترین ولتاژ تجهیز (Um) kV | ضربه صاعقه کامل kV | ضربه صاعقه برش یافته kV | ضربه‌سوئیچینگ kV | ولتاژ اعمالی kV |
|---|---|---|---|---|
| <1.1 | - | - | - | 3 |
| 3.6 | 40 | 44 | - | 10 |
| 7.2 | 75 | 83 | - | 20 |
| 12 | 110 | 121 | - | 34 |
| 1705 | 125 | 138 | - | 38 |
| 24 | 150 | 165 | - | 50 |
| 36 | 200 | 220 | - | 70 |
| 52 | 250 | 275 | - | 95 |
| 72.5 | 350 | 385 | - | 140 |
| 100 | 450 | 495 | 375 | 185 |
| 123 | 550 | 605 | 460 | 230 |
| 145 | 650 | 715 | 540 | 275 |
| 170 | 750 | 825 | 620 | 325 |
| 245 | 1050 | 1155 | 850 | 460 |
| 300 | 1050 | 1155 | 850 | 460 |
| 362 | 1175 | 1290 | 950 | 510 |
| 420 | 1425 | 1570 | 1175 | 630 |
| 550 | 1675 | 1845 | 1390 | 680 |
| 800 | 2100 | 2310 | 1675 | - |
| 1100 | 2250 | 2475 | 1800 | - |
| 1200 | 2250 | 2475 | 1800 | - |

# راهنمای بهره برداری از تپ چنجرها

## براساس استاندارد IEC60214-2 Ed.2 (ویرایش سال ۲۰۰۴)

گرچه بسیاری از تحقیقات، گزارشهای فنی، مقالات و کتابها ممکن است از لحاظ علمی ارزش بالاتری از استانداردها داشته باشند، لیکن آنچه استانداردها را از این موارد متمایز می‌سازد این است که گروهی متشکل از سازندگان، خریداران، بهره‌برداران و اساتید دانشگاه (و در خصوص استانداردهای بین المللی مانند IEC، نمایندگان کشورها) آنها را مورد تأیید قرارداده‌اند. در حقیقت استانداردها را می توان توافقی بین کلیه ذینفعان یک محصول در خصوص مشخصات و کیفیت آن دانست. در صنعت برق ایران از جمله ترانسفورماتور، استانداردهای تدوین شده توسط موسسه IEC بیشترین کاربرد را (در مقایسه با سایر استانداردها از جمله ANSI/IEEE) دارد که دلیل آن علاوه بر بین‌المللی بودن، استفاده سازمان ملی استاندارد ایران از این استانداردها، ترجمه و معرفی آنها بعنوان استاندارد ملی است. با توجه به اهمیت آشنایی فعالان صنعت ترانسفورماتور با آخرین ویرایش استانداردهای IEC مورد استفاده در این صنعت، فصلنامه ترانسفورماتور در هر شماره یکی از استانداردهای منتشره توسط این مؤسسه را معرفی می‌نماید. نظر به پیچیدگی فنی استانداردهای IEC، تلاش بر این است که متون به زبان ساده تشریح شده و توضیحات لازم در خصوص نحوه استفاده از این استاندارد در ایران ارائه شود.

شماره اول: استاندارد IEC62874 (عمرسنجی ترانسفورماتور با استفاده از مقادیر ۲-فورفورال و دی‌اکسیدکربن)

شماره دوم: IEC60422 (آزمونهای کنترل کیفی روغن در حال بهره‌برداری ترانسفورماتور)

شماره سوم: IEC60076-3 (آزمونهای عایقی فشارقوی ترانسفورماتور)

شماره چهارم: IEC60296 (آزمونهای کنترل کیفی روغن نو)

شماره پنجم: IEC60076-16 (ترانسفورماتورهای مورد استفاده در نیروگاه‌های بادی)

شماره ششم: IEC60076-1 Ed. 3 (ترانسفورماتور: کلیات)

شماره هفتم: IEC60815 (بوشینگها و مقره‌های مورد استفاده در مناطق با آلودگی بالا)

شماره هشتم: IEC60599 (عیب یابی ترانسفورماتور با آزمون گازکروماتوگرافی)

شماره نهم: IEC60076-7 (راهنمای بارگیری از ترانسفورماتورهای توزیع و قدرت)

شماره دهم: IEC61464 (عیب‌یابی بوشینگ ترانسفورماتور با استفاده از آزمون گازکروماتوگرافی)

شماره یازدهم: IEC60214-1 (الزامات عملکردی و روشهای تست تپ چنجر)

علاقه‌مندان جهت دریافت نسخه کامل استانداردهای معرفی شده، می توانند به وبسایت فصلنامه مراجعه نمایند.

### مقدمه

نگاهی آماری به حوادث و صدمات ترانسفورماتورها نشان می‌دهد که عمده مشکلات مرتبط با ترانسفورماتورها مربوط به تپ‌چنجرهای تحت بار (که در صنعت عمدتا به نام تپ‌چنجر آنلود شناخته می شوند) می‌باشد که البته با توجه به اینکه تپ‌چنجر تنها جزء متحرک در ساختمان ترانسفورماتور است، دور از انتظار نیز نمی‌باشد. بنابراین نحوه استفاده و نگهداری مناسب از تپ‌چنجر در دوران بهره‌برداری بسیار حائز اهمیت می‌باشد. در شماره قبل فصلنامه، استاندارد IEC60214-1 که مشتمل بر الزامات عملکردی و روش‌های تست تپ‌چنجرها می‌باشد به اجمال مورد بررسی قرار گرفت. در ادامه در این شماره از فصلنامه، به استاندارد IEC60214-2 پرداخته می‌شود که در واقع راهنمای انتخاب و بهره‌برداری از تپ‌چنجرهایی است که بر اساس الزامات طراحیِ مورد اشاره در IEC60214-1 تولید می گردند. در این استاندارد به نحوه انتخاب تپ‌چنجرها و اتصالات آنها به سیم‌پیچ‌های تنظیم، متعلقات تپ‌چنجر، انتخاب تپ‌چنجر و تجهیزات حفاظتی و نگهداری آنها پرداخته می‌شود.

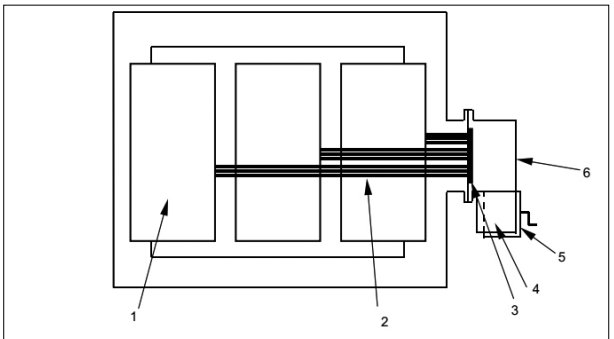
### انواع تپ‌چنجر

تپ‌چنجرها تجهیزاتی هستند که نسبت دورها در ترانسفورماتور را تغییر می‌دهند و از این طریق ولتاژ ترانسفورماتور را تنظیم می‌نمایند. این وظیفه به دو روش امکان پذیر بوده و برهمین اساس نیز تپ‌چنجرها به دسته کلی تقسیم می‌شوند:

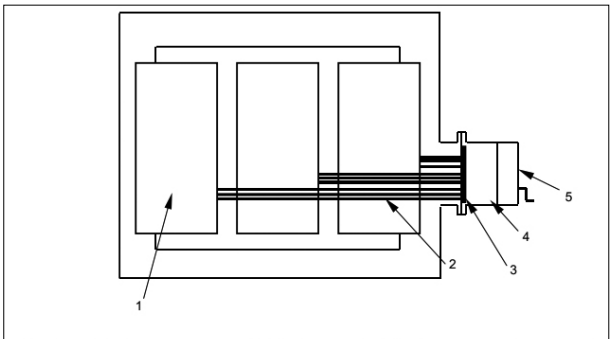
- تپ‌چنجرهای قابل قطع زیر بار (on load)
- تپ‌چنجرهای قابل قطع بدون برق (off circuit)

تپ‌چنجر های آنلود نسبت دور ترانسفورماتور را درحالی تغییر می‌دهند که ترانسفوماتور، هم برق‌دار است و هم جریان در حال عبور از آن است. تپ‌چنجرهای تحت بار می‌توانند بر مبنای سوئیچ‌زنی‌های متفاوتی بکار گرفته شوند. دو روش اساسی و رایج در سوئیچ‌زنی عبارتند از:

- سوئیچ‌زنی سرعت بالا از طریق مقاومتهای انتقالی
- سوئیچ‌زنی از طریق سلف‌های انتقالی




شکل یک: تپ‌چنجرهای بیرونی با دایورتر و سلکتور جداگانه




شکل دو: تپ‌چنجر بیرونی نوع سلکتور سوئیچی

تپ‌چنجرهای تحت بار نوع مقاومتی به دو دسته جداگانه تقسیم‌بندی می‌شوند:

الف- تپ‌چنجرهایی که بیرون تانک ترانس قرار می‌گیرند (بیرونی[1])

ب- تپ‌چنجرهایی که درون تانک ترانس قرار می‌گیرند (داخلی[2])

تپ‌چنجرهای بیرونی نوع مقاومتی، خود یک مخزن جداگانه دارند و در یک انتهای ترانسفورماتور نصب می‌گردند. این نوع تپ‌چنجرها خود در چهار نوع پیکربندی مختلف قابل بررسی و بکارگیری هستند.

۱- تپ‌چنجرهای بیرونی که بخش دایورتر و بخش سلکتور جداگانه دارند. هرکدام یک محفظه روغن جداگانه دارند و البته هردو اینها از روغن مخزن ترانس ایزوله هستند. البته محفظه تپ‌سلکتور و مخزن ترانس می‌توانند کنسرواتور مشترک داشته باشند. سرهای سیم‌پیچ تنظیم از طریق یک صفحه جداساز[3] که کاملا مستحکم شده است به کنتاکت‌های سلکتور وصل می‌گردند. تپ‌سلکتور حاوی روغن تمیز است که آن را قادر می‌سازد که ولتاژهای بالای بین کنتاکت‌ها را تحمل نماید. شکل یک نمایی از این نوع تپ‌چنجر را نشان می‌دهد که عموما برای توان‌های بالا استفاده می‌شوند.

۲- تپ‌چنجرهای بیرونی که مانند طرح قبل از سلکتور مجزا و سیستم کنتاکت دایورتر تشکیل شده است ولیکن هردو قسمت در درون یک محفظه مشترک قراردارند.

۳-تپ‌چنجر بیرونی نوع سلکتور سوئیچی. این نوع تپ‌چنجرها در یک محفظه واحد قراردارند و به بدنه ترانس متصل می‌گردند. در اینجا نیز تپ‌های ترانس از طریق یک صفحه جداساز به کنتاکت‌های تپ‌چنجر متصل می‌گردند. انتخاب تپ و سوئیچینگ توسط کنتاکت‌های مشترک در یک محفظه روغن یکسان انجام می‌گردد. این تپ‌چنجرها در کلاس‌های پایین‌تر توانی و ولتاژی مورد استفاده قرار می‌گیرند.(شکل دو)

۴- تپ‌چنجر بیرونی نوع درون تانکی با صفحه جداساز جداگانه. پیکربندی این نوع تپ‌چنجر در شکل سه نشان داده شده است. با استفاده از یک تپ‌چنجر داخلی در یک فضای مجزا، که با قرار گرفتن یک صفحه جداساز مابین تانک ترانس وتپ‌چنجر ایجاد شده است، پیکربندی می‌گردد. روغن سلکتور کاملا از روغن ترانس مجزا می‌باشد. شکل سه به خوبی نشان می‌دهد که چگونه این پیکربندی از همه مزایای طرح تانک مجزای تپ‌چنجر برای کار در کلاس‌های ولتاژ بالا برخوردار است.

تپ‌چنجرهای نوع بیرونی از مزیت نگهداری آسان‌تر تپ‌چنجر برخوردار هستند. دسترسی کامل به تپ‌چنجر و همه کنتاکت‌ها با بازگشایی دریچه بازدید به آسانی امکان‌پذیر است. از آنجا که سلکتور همواره در یک محفظه جداگانه قرار دارد، آنالیز کازکروماتوگرافی[4] ترانس نمی‌تواند متاثر از عملکرد کنتاکت‌های سلکتور و چنج‌آور باشد. مونیتورینگ و پایش آن‌ها نیز آسان‌تر خوهد بود.

از معایب این نوع تپ‌چنجرها این است که با لحاظ کردن فواصل عایقی، این پیکربندی نمی‌تواند برای کاربردهای بالاتر از ۱۴۵ KV (البته در حالتی که تپ‌چنجر در ناحیه سرفاز قرار می‌گیرد) کاربردی باشد.

## تپ‌چنجرهای آنلود داخلی

این تپ‌چنجرها در داخل مخزن تراس نصب می‌گردند و انواع متفاوت دارند:

۱-تپ‌چنجر داخلی با تپ‌سلکتور مجزا و دایورترسوئیچ

در این نوع تپ‌چنجر، تپ‌سلکتور جداگانه در محل پایین دایورترسوئیچ و در داخل روغن مخزن ترانس نصب می‌گردد. دو حلقه انتخابگر برای هر فاز وجود دارد که یکی برای تپ‌های فرد و دیگری برای تپ‌های زوج می‌باشد. بازوهای کنتاکت‌های متحرک به صورت حرکت رادیال قبل از عمل سوئیچینگ در داخل دایورترسوئیچ، تپ پوزیشن هدف را انتخاب می‌نماید. دایورترسوئیچ در یک محفظه جداگانه و مستحکم که قوس در داخل آن زده می‌شود، قراردارد. محفظه دایورترسوئیچ از یک کنسرواتور جداگانه که مجزا ازکنسرواتور ترانس می‌باشد، استفاده می‌کند. این نوع تپ‌چنجرها در توان‌ها و کلاس‌های ولتاژی بالا مورد استفاده قرار می‌گیرند (شکل چهار).

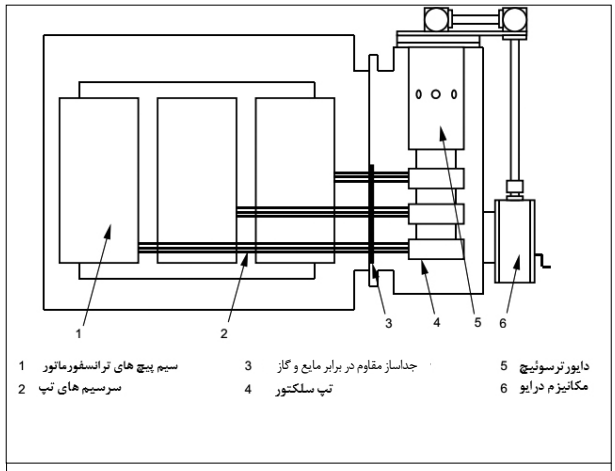
۲-تپ‌چنجرهای داخلی نوع سلکتور سوئیچی

در این تپ‌چنجرها عمل انتخاب تپ و سوئیچینگ در یک محفظه یکسان مملو از روغن و توسط کنتاکت‌های یکسان انجام می‌گردد. کنتاکت‌های ثابت به صورت شعاعی بر روی یک دیواره عمودیِ عایق شده نصب می‌گردند. روغنِ کربنیزه شده و مملو از گاز، از روغن ترانس مجزا می‌باشد. کنتاکت‌های متحرک برروی یک شفت چرخان مرکزی و عایق شده ثابت شده‌اند. این نوع تپ‌چنجرها در توان‌های کمتر و کلاس‌های ولتاژی پایین‌تر استفاده می‌شوند.(شکل پنج)

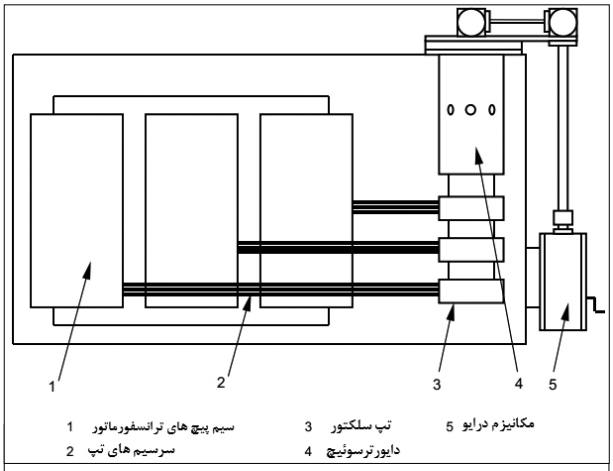
از مزایای تپ‌چنجرهای داخلی می‌توان به این مطلب اشاره کرد که آنها برای کاربردهای Line-end ولتاژ بالا مناسب‌تر هستند. در شرایط یکسان، تپ‌چنجر داخلی حجم روغن کمتری نیز مصرف می‌نماید. از آنجا که در تپ‌چنجرهای داخلی کنتاکت‌های تپ‌سلکتور و چنج‌آور در داخل روغن ترانس قراردارند، نتایج کازکروماتوگرافی ترانس می‌تواند از قوس الکتریکی بین کنتاکت‌ها (ناشی از ظرفیت خازنی) تاثیر پذیرد. همانطور که پیشتر اشاره شد، علاوه بر تپ‌چنجرهای تحت بار نوع مقاومتی، تپ‌چنجرهای نوع سلفی نیز وجود دارند که به علت تعداد کم آنها در شبکه‌های برق، در اینجا از توضیحات بیشتر درباره آنها صرفنظر می‌گردد و علاقه‌مندان می‌توانند جهت آگاهی بیشتر به متن استاندارد رجوع نمایند.

## تپ‌چنجرهای قابل قطع بدون برق

این تپ‌چنجرها برای تغییر موقعیت تپ و در واقع نسبت دور ترانسفورماتور در حالت بی‌برقی استفاده می‌شوند این کار از طریق تغییر مکانیکی محل کنتاکت‌ها انجام می شود.کنتاکت‌های ثابت بر روی یک ساختار گرد و یا خط مستقیم جانمایی می‌شوند. معمولا مکانیزم درایو، دستی است ولیکن امکان درایو موتوری نیز می‌تواند فراهم گردد.این نوع تپ‌چنجرها معمولا در داخل مخزن ترانس نصب می‌گردند و مکانیزم درایو برروی درپوش و یا دیواره ترانس نصب می‌گردد.




شکل سه: تپ‌چنجر بیرونی نوع درون تانکی




شکل چهار: تپ‌چنجر داخلی با تپ‌سلکتور مجزا و دایورترسوییچ

## تجهیزات حفاظتی

با توجه به الزامات IEC60214-1 اســـتفاده از تجهیزات حفاظتی در تپ‌چنجرهای تحت بار با هدف کاهش خطر آتش‌ســـوزی یا انفجار ناشـــی از خطاهای داخلی در دایورتر یا سلکتور سوئیچ، مورد نیاز می‌باشد. این تجهیزات حفاظتی برای پایش کردن تنش‌های زیر طراحی می‌شوند.

- افزایش فشار غیرقابل قبول در محفظه ی دایورترسوئیچ یا سلکتورسوئیچ
- عملکرد تپ‌چنجر تحت بار تحت اضافه جریان‌های خیلی زیاد ترانسفورماتور
- عملکرد تپ‌چنجر در دمای زیر ۲۵- درجه سانتیگراد و یا دماهای بالاتر از مقدار ماکزیمم‌مجاز

## رله کنترل فلوی روغن

این رله‌ها بین محفظه سوئیچینگ تپ‌چنجر و کنسرواتور نصب می‌گردند. این رله‌ها با افزایش فلوی روغن عبوری از محفظه سوئیچ‌زنی به سمت کنسرواتور، عمل کرده و فرمان تریپ برای بریکر صادر می‌کنند. این رله‌ها سالیان متمادی استفاده شده‌اند و قابلیت اطمینان بالایی داشـــته و بندرت عملکرد کاذب از خود نشان می‌دهند. از معایب این رله‌ها می توان به زمان پاســـخ دهی نسبتا بالای آنها در مقایسه با دیگر رله‌ها اشاره کرد. رله‌های دو حالته که به تجمع گازهای تولیدی نیز حساس می‌باشند، در تپ‌چنجر کاربرد ندارد زیرا در اینجا بصورت ذاتی در حین عملکرد نرمال تپ‌چنجر مقدار زیادی گاز تولید می‌شود. محل نصب رله بهتر است تا حد ممکن به تپ‌چنجر نزدیک باشد.

## رله اضافه فشار

ایـــن رله‌ها، هم به صورت جداگانه و هم به صورت توامان با رله کنترل فلوی روغن استفاده می‌شوند. عموما این رله‌ها در محلی بیرون از محفظه سوئیچینگ کلید نصب می‌گردند و هم به فشار استاتیک و هم به فشار دینامیک داخل آن پاسخ می‌دهند. از مزیت‌های این رله سرعت پاسخ‌دهی سریع‌تر آن‌ها نسبت به رله کنترل فلوی روغن می‌باشد. با این وجود، کاربرد آنها در ترانسفورماتور کمتر رایج می‌باشد. عملکرد این رله به صورت صدور سیگنال تریپ بوده و بمنظور کم کردن خطراتی که پرسنل را تهدید می‌کند، ترانسفورماتور را از مدار خارج می‌کند.

## رله فشار شکن

رله‌های فشار شکن عموما بصورت جداگانه و یا به همراه رله کنترل فلوی روغن مورد استفاده قرار می‌گیرند. این رله‌ها برروی محفظه دایورترسوئیچ نصب می‌شوند و در صورت تجاوز فشار داخل محفظه از مقدار تنظیم شده، عملکرد داشته و ضمن تریپ دادن به ترانسفورماتور، فشارشکن عمل کرده و روغن به بیرون می‌ریزد. بروز خطاهای با انرژی زیاد، فشار زیادی در داخل محفظه سوئیچینگ ایجاد می‌کنند. یک نوع از این فشارشکن‌ها، بصورت یک دیافراگم می‌باشد که در اثر بالارفتن فشار عمل می‌نماید. نوع دیگر فشارشکن‌ها بصورت شیر فشارشکن می‌باشد و با بالا رفتن فشار، فنر آن عمل کرده، شیر باز شده و با بیرون ریختن روغن فشار داخل محفظه پایین می‌آید. هردو روش با عملکرد خود از هرگونه صدمات بیشتر جلوگیری می‌کنند.

به منظور کم کردن سوئیچینگ‌ها تحت اضافه بارهای زیاد و یا درشرایط اتصال کوتاه، پیشنهاد می‌گردد یک تجهیز حفاظتی به‌گونه‌ای بکار گرفته می‌شود که در چنین شرایطی از عملکرد مکانیزم موتوردرایو جلوگیری نماید. درشرایطی که دمای روغن خیلی بالا برود یا دما از ۲۵- درجه ســـانتیگراد کمتر باشد، می‌توان از یک سنسور به گونه‌ای کمک گرفت که دمای روغن تپ‌چنجر را اندازه‌گیری نماید و در صورت تجاوز از مقادیر حدی، مکانیزم موتور درایو را برای عملکرد بعدی قفل(block) نماید.

## انتخاب تپ‌چنجرها

از آنجا که قیمت تپ‌چنجرها فقط بخش کوچکی از قیمت کل ترانس می‌باشد، بهتر اســـت کاملا آزادانه انتخاب گردد. با این وجود می بایست انتخاب تپ‌چنجر از بین انواع تپ‌چنجرهای استاندارد شده موجود در صنعت مدنظر قرارداده شود. مسئولیت انتخاب صحیح تپ‌چنجر و عملکرد صحیح آن در ترانسفورماتور ساخته شده، بر عهده سازنده ترانسفورماتور می‌باشد.

## تپ‌چنجرهای تحت بار

ولتاژهای زیر می‌بایست در تمام تپ‌های مختلف ترانسفورماتور، با مقادیر اعلامی از سوی سازنده که بر مبنای IEC60214-1 اعلام شده است، تطبیق داده شود.

- ولتاژ عملکردی در فرکانس نامی، که در حال بهره‌برداری ترانسفورماتور بر روی تپ‌چنجر می‌افتد.
- ولتاژهای استقامتAC که در حین تست‌ها بر روی ترانسفورماتور می‌افتند.
- ولتاژهای ضربه که در حین تست‌ها بر روی ترانسفورماتور می‌افتند.

جریان نامی عبوری از تپ‌چنجر که بر مبنای IEC60214-1 تعریف گردیده است، بهتر اســـت که کمتر از جریان ماکزیمم عبوری از ســـیم‌پیچ تنظیم در توان نامی تعریف شده ترانسفورماتور نباشد. دقت گردد که چنانچه سطوح توانی مختلفی برای ترانسفورماتور تعریف گردد (مثلا بسته به نوع سیستم خنک‌کنندگی)، می‌بایست جریان در ماکزیمم توان نامی ارائه شده برای ترانسفورماتور، ملاک عمل قرار گیرد.

تپ‌چنجرهای تولید شـــده بر مبنای IEC60214 الزامات اضافه بار اشـــاره شده در IEC60076-7 را برآورده می‌نمایند. تعداد عملکردهای تپ‌چنجر در هر بازه زمانی اضافه بارگیری، بهتر است به تعداد عملکرد مورد نیاز برای حرکت از یک تپ انتهایی

تا تپ انتهایی سمت دیگر محدود گردد.

وقتی برای یک کاربرد ویژه، ترانس در شرایط بارگیریِ فراتر از محدوده‌های IEC60214 قرار می‌گیرد، بهتر است پیشنهاد سازنده تپ‌چنجر در انتخاب یک تپ‌چنجر با شرایط نامی مناسب برای این کاربرد اخذ گردد.

ولتاژ پله نامی تپ‌چنجر بهتر است حداقل برابر با بیشترین ولتاژ هرپله از سیم‌پیچ تنظیم در نظر گرفته شود. چنانچه ترانسفورماتور باید به تناوب در ولتاژهایی بالاتر از ولتاژ اعمالی کار کند، بهتر است ولتاژ پله نامی به تناسب افزایش داده شود.

اگر ماکزیمم جریان تپ و ولتاژ هر پله ترانسفورماتور، در محدوده جریان نامی عبوری و ولتاژ پله نامی اعلام شده توسط سازنده تپ‌چنجر باشند، الزامات ظرفیت قطع برآورده می‌گردد.

جریان اتصال کوتاه تپ‌چنجر که در استاندارد IEC60214-1 مشخص گردیده، نباید از اضافه جریان جاری شده در ترانس که در IEC60076-5 مشخص گردیده، کمتر باشد. تعداد تپ‌ها عموما توسط سازندگان تپ‌چنجرها، استانداردسازی شده است و لذا ترجیح داده می‌شود که در انتخاب تعداد تپ‌ها این موضوع لحاظ گردد.

هنگامی‌که سلکتورهای چنج‌آورِ تپ‌چنجرهای Reverse یا coarse-fine عمل می‌نمایند، به صورت لحظه‌ای از سیم‌پیچ تنظیم جدا می‌شوند. این می‌تواند یک ولتاژ برگشتی بزرگ روی کنتاکت‌های سلکتور چنج‌آور به علت کوپلینگ خازن بین سیم‌پیچ تنظیم با سیم‌پیچ مجاور ایجاد نماید. برای اجتناب از چنین مشکلاتی که منجر به استرس‌های عایقی و تولید گاز می‌گردد، تمهیدات ویژه‌ای مانند استفاده از Tie in Resistor، کنترل کننده خازنی سیم‌پیچ تنظیم و برخی روش‌های دیگر بکار گرفته می‌شود. سازنده ترانسفورماتور باید این اطمینان را حاصل نماید که طرح سیم‌پیچ از پارامترهای سوئیچینگ اعلام شده توسط سازنده تپ‌چنجر عبور نمی‌کند؛ چه با استفاده از المان‌های محدود کننده و چه بدون استفاده از آن‌ها.

برمبنای تست‌های پیشنهادی در استاندارد IEC602014-1 ، تصریح گردید که تپ‌چنجر باید حداقل ۵۰۰،۰۰۰ عملکرد مکانیکی داشته باشد. اما این مساله بدان معنا نیست که می‌تواند بدون انجام سرویس و تعویض کنتاکت‌ها، این تعداد عملکرد را در ماکزیمم جریان نامی داشته باشد. زیرا مواردی مانند اضافه جریان‌ها و مدت زمان آن‌ها می‌تواند عمر کنتاکت‌ها را کاهش دهد. چارت عمر کنتاکت‌ها که توسط سازندگان ارائه می‌گردد، عمر کنتاکت‌ها را به‌ازای جریان‌های بار مختلف ارائه می‌دهد. با این وجود، وقتی یک تپ‌چنجر مانند تپ‌چنجرهای بکار رفته در پلنتهای الکترولیت و یا ترانس‌های کوره، که تعداد بسیار بالای عملکرد در سال را دارند، باید تعداد این عملکردها با دقت تعقیب شوند. چنانچه یک تپ‌چنجر برای یک تعداد عملکرد غیر طبیعی در سال (تعداد بالای عملکرد) انتخاب گردد، بهتر است با سازنده تپ‌چنجر مشورت شود. چنانچه مکانیزم موتوردرایو از سازنده‌ای غیر از سازنده تپ‌چنجر خریداری شود، مسئولیت عملکرد صحیح مکانیزم موتوردرایور بر عهده خریدار است.

موارد متعدد دیگری نیز وجود دارند که در انتخاب صحیح تپ‌چنجر اهمیت دارند؛ اما به علت گستردگی مطالب در اینجا از ذکر آن‌ها خودداری گردیده است. خوانندگان علاقه‌مند می‌توانند برای آشنایی با جزئیات بیشتر، به متن استاندارد رجوع نمایند.

## تپ‌چنجرهای قابل قطع در حالت بی برقی

در انتخاب تپ‌چنجرهای آفسیرکت، همانند تپ‌چنجرهای تحت بار، باید مواردی از قبیل آنچه در ادامه ذکر می‌گردد، لحاظ گردد:

- سطح ولتاژ عایقی
- جریان نامی عبوری
- اضافه بارگیری
- ولتاژ نامی هر پله
- جریان اتصال کوتاه
- موازی کردن تپ‌چنجرها
- تعداد موقعیت تپ‌ها
- عمر مکانیکی
- مکانیزم دستی یا موتوردرایو

## موقعیت تپ‌چنجرهای روغنی

بجز در مواردی که بین خریدار و سازنده توافق شده باشد، تپ‌سلکتور در داخل تانک اصلی ترانسفورماتور که دربرگیرنده روغن است، قرار داده می‌شود.

دایورتر سوئیچ و سلکتورسوئیچ نیز برای جلوگیری از آلودگی روغن تانک ترانس، بهتر است در یک محفظه جداگانه غیرقابل نشت که در داخل یا بیرون مخزن ترانس قرار می‌گیرد، نصب شوند.

## بهره‌برداری، نگهداری و پایش تپ‌چنجرها

در بهره‌برداری موازی از ترانسفورماتورهای دارای سیم‌پیچ تنظیم، باید دقت لازم از طرف سازنده ترانسفورماتور و بهره‌بردار آن وجود داشته باشد تا جریان گردشی از محدوده‌های قابل قبول تجاوز ننماید.

اضافه حرارت کنتاکت‌های سلکتور می‌تواند به دلایل زیر اتفاق بیفتد:

- کم شدن فشار فنر پشت کنتاکت‌ها
- عملکرد طولانی مدت در یک تپ مشخص
- دمای بالای روغن

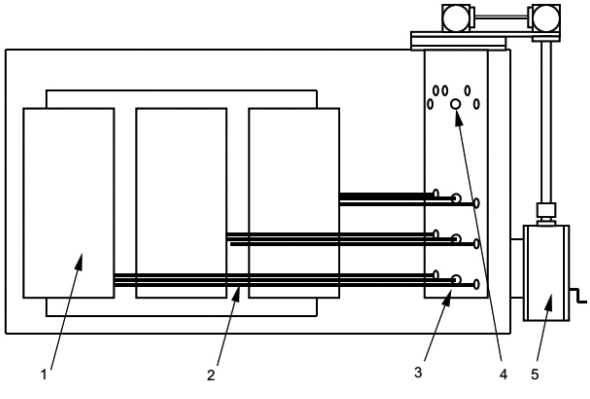
اگر فشار فنر کنتاکت‌ها کم شود و مقاومت کنتاکت بالاتر از مقدار نرمال گردد، ممکن است افزایش حرارت در سطح کنتاکت‌ها شروع شده و تولید کربن نماید که خود به خود اوضاع را بدتر می‌کند. این مساله نهایتا می‌تواند به تولید گازهای آزاد منجر شود و همچنین به صورت بالقوه موقعیت خزش ایجاد کرده و منجر به آسیب‌دیدگی اساسی ترانسفورماتور گردد. در موارد زیادی رشد کربن در میان کنتاکت‌ها و اطراف آنها می‌تواند کنتاکت‌ها را دربر گرفته و مانع حرکت آن‌ها شود، که می‌تواند منجر به صدمه مکانیکی در هنگام تغییر تپ گردد.

هنگامیکه تپ‌چنجر برای مدت زیادی در یک تپ مشخص باقی می‌ماند، تمیزکاری و پاک شدن سطح کنتاکت‌ها در اثر مالش طبیعی ناشی از عملکرد تغییر تپ در کنتاکت‌های سلکتور اتفاق نمی‌افتد. بسته به طراحی تپ‌چنجر، این می‌تواند یک مشکل بالقوه در تپ‌چنجرهای آفسیرکت و سلکتور چنج آور تپ‌چنجرهای تحت بار باشد. لازم به ذکر است حتی وقتی تپ‌چنجر آنلود، متناوبا نیز عملکرد دارد، سلکتور چنج آور ممکن است برای مدت زیادی در یک موقعیت ثابت قرار داشته باشد و این می‌تواند منجر به مشکلات مشابهی در کنتاکت‌های چنج آور گردد.

دمای بالای روغن نیز در کنار جهش حرارتی نرمال کنتاکت‌ها می‌تواند منجر به شکل‌گیری کربن گردد.

انجام مرتب آزمون کازکروماتوگرافی می‌تواند منجر به آشکارسازی زودهنگام مشکلات فوق گردد. برای مثال چنانچه نتایج DGA نشان‌دهنده تجزیه حرارتی روغن باشد، بهتر است فرض شود که رشد کربن و پوشانیده شدن احتمالی سطح کنتاکت‌ها به

شکل پنج: تپ‌چنجر داخلی نوع سلکتورسوئیچی




1 سیم پیچ های ترانسفورماتور
2 سرسیم های تپ
3 ترمینال های سلکتور سوئیچ
4 ترمینال های سلکتور چنج آور
5 مکانیزم درایو

وقوع پیوسته است. در چنین مواردی بهتر است تپ‌سلکتور باز شده و تحت بازرسی قرار گیرد وگرنه با عملکرد تپ‌چنجر ممکن است صدمه مکانیکی اتفاق بیفتد.
تخلیه‌هایی که بین کنتاکت‌های باز و بسته کننده سلکتور چنج آور اتفاق می‌افتد، تولید گازهای مختلف می‌نمایند. به ویژه گازهایی مانند هیدروژن و استیلن که گرچه اهمیت ندارند؛ اما می‌توانند نتایج تست کازکروماتوگرافی را که برای تشخیص و پایش عیوب در حال شکل‌گیریِ تپ‌چنجر استفاده می‌شود، تحت تاثیرقرار داده و به نوعی پنهان سازد.
تپ‌چنجرهایی کـــه تعداد عملکرد بالایی از حیث تغییر وضعیـــت چنج‌آور دارند، می‌توانند حجم بســـیار بالایی از اســـتیلن و هیدروژن در روغن آزاد نمایند. نصب و تعبیه المان‌هایی مانند Tie in Resistor ممکن است تولید گاز را کاهش دهد، ولی نمی‌تواند آنرا به کلی حذف کند.

## نگهداری تپ‌چنجر

بدون انجام مشورت با ســـازنده تپ‌چنجر، بهتر است هنگام تعویض روغن معدنی کلاس روغـــن عوض نگردد. زیرا روغن‌های مختلف، گرانروی و مشـــخصات عایقی متفاوتی دارند که می‌تواند روی سرعت عملکرد و سلامت عایقی تپ‌چنجر اثر بگذارد.
اندازه‌گیری‌های مقاومت اتصال می‌تواند به عنوان یک ابزار تشخیصی و یا بخشی از یک رژیم نگهداری تجهیز بکار گرفته شود تا بتواند مشکلات ناشی از ضعیف شدن فنرهای کنتاکت‌ها و یا کنتاکت‌های داغ را شناسایی کند و یا از بروز آن‌ها جلوگیری گردد. مقادیر قابل قبول مقاومت کنتاکت به طراحی و جریان نامی تپ‌چنجر بستگی دارد. اگر مقاومت اتصال روبه خرابی نهد، ممکن است خطای حرارتی[5] اتفاق بیفتد خطای حرارتی. به عنوان یک راهنما، اگر تلفات توان کنتاکت بیش از ۱۰۰W گردد، وقوع خطای حرارتی محتمل می‌باشد. در موارد مشکوک، مقاومت می‌تواند با مقادیر قبلی و یا مقادیر کارخانه‌ای مقایسه شود.

## پایش تپ‌چنجرهای درحال کار

انجام تست کازکروماتوگرافی برروی روغن تپ‌چنجر، ابزار قدرتمندی برای شناسایی عیوب موجود ویا عیوب درحالِ شکل‌گیری می‌باشد. تجارب نشان می‌دهند که انجام پایش‌های سالیانه، می‌تواند یک مصالحه منطقی بین قیمت و قدرت تشخیص عیب باشد و می‌تواند خطاهایی را که به کندی در حال پیشرفت بوده (قبل از اینکه منجر به صدمه ترانس گردد)، تشخیص دهد.
همچنین تجهیزات پایش پیوسته کازکروماتوگرافی نیز وجود دارند و عموما در موادی بکار می‌روند که یک عیب مشخص برای تپ‌چنجر در حالِ سرویس، متصور می‌باشد. این تجهیزات عمدتا تا زمان تصحیح شدن خطا بکار گرفته می‌شوند. برای تفسیر نتایج کازکروماتوگرافی می‌توان به IEC60599 رجوع کرد. بهتر اســـت تست‌های روتین (حداقل ســـالانه) روغن دایورترسوئیچ و محفظه تپ‌سلکتور، برای اطمینان از اینکه سطح رطوبت و ولتاژ شکست روغن در محدوده‌های پیشنهادی استاندارد قراردارند، انجام پذیرد.
برخی پایش‌ها ممکن است بصورت پیوسته انجام گردند و یا درصورتیکه نسبت به وجود یک عیب ظن ایجاد گردد، برروی تپ‌چنجر انجام گردند. از جمله این موارد عبارتند از:

- پایش جریان موتور یا گشتاور شفت
- پایش میزان تخلیه در تپ‌چنجر
- پایش سطح صدا
- پایش دمای تپ‌چنجر وتانک ترانس
- پایش خوردگی کنتاکتها
- پایش دمای اجزای تپ‌چنجر با استفاده از مادون قرمز

بطور کلی تپ‌چنجرها در معرض عیوب و صدمات متفاوتی هستند و بنابراین تنها یک روش پایش خاص نمی‌تواند همه آنهارا پوشش دهد. سیستم‌های پایش تجاری شـــده‌ای وجود دارند که از تعدادی از تکنیکهای پایشِ پیشگویانه بهره می‌گیرند و کاربران می‌توانند مزایای اســـتفاده از آنها را به نســـبت قیمت تمام شده آنها، مورد بررسی قراردهند.

## اطلاعاتی که می‌بایســـت توسط ســـازنده ترانسفورماتور تهیه گردد

اطلاعات موردنیاز برای سفارش‌گذاری یک تپ‌چنجر تحت بار عبارتنداز:
مشـــخصات فنی مرتبط برمبنای IEC60214-1، تعداد تپ‌چنجر، تکفازه یا سه فازه بودن، تعدادفازهای سیســـتم، فرکانس، توان نامی ترانس، ولتاژ نامی سیم‌پیچی که تپ‌چنجر به آن متصل می‌گردد، نحوه اتصالات ســـیم‌پیچ، رنج هرتپ، تعداد پله‌های تپ‌چنجر، ساختار تپ‌چنجر (coarse-fine , Reverse , linear) ماکزیمم جریان سیم‌پیچی که تپ‌چنجر به آن متصل می‌گردد، ماکزیمم دامنه و زمان جریان اتصال کوتاه عبوری از تپ‌چنجر، موقعیت تپ‌ها در سیم‌پیچ (سرفاز، وسط، نقطه نوترال)، ولتاژ فرکانس قدرت که بین کنتاکت‌های باز و بسته چنج‌آور می‌افتد، سطح ولتاژ عایقی، مشخصات رنگ، الزامات فشار و دما و خلاء، مکانیزم موتوردرایو، تعداد و نوع تجهیزات حفاظتی و برخی موارد دیگر که درمتن استاندارد مورد اشاره قرار گرفته است.

## اطلاعات مـــورد نیاز برای ســـفارش‌گذاری یک تپ‌چنجر قابل قطع در حالت بی برقی

تعداد تپ‌چنجر، ولتاژ نامی سیم‌پیچی که تپ‌چنجر به آن وصل می‌شود، اتصالات سیم‌پیچ و ولتاژ در نقطه‌ای از سیم‌پیچ که تپ‌چنجر به آن وصل می‌شود، جریان نامی سیم‌پیچ تپ‌چنجر، تعداد موقعیت و رنج تپ‌ها، نوع اتصالات تپ‌چنجر (پل تنها یا دوبل، نوع خط کشی تنها یا دوبل، ستاره-مثلث، موازی و یا ترکیبی از آنها)، یک نقطه نوترال یا سه نقطه نوترال جداگانه، ساختار تکفازه یا سه فازه، نوع مکانیزم درایو(دستی یا موتوری) و برخی موارد دیگر که در متن استاندارد مورد اشاره قرارگرفته‌اند.

## حفاظت و ایمنی

تپ‌چنجر تحت بار باید بر مبنای IEC 60214-1 حداقل به یک نوع محافظ دربرابر اضافه فشار (فشار شکن) مجهز باشد. این حفاظت می‌بایست به بخشی از محفظه که قوس الکتریکی در آنجا رخ می‌دهد متصل باشـــد. عموما سازندگان تپ‌چنجر مقدار ستینگ این فشارشکن‌ها را پیشنهاد می‌دهند. این تجهیزات حفاظتی بهتر اســـت مجهز به یک خروجی با اتصالات مناســـب جهت ارسال سیگنال تریپ به ترانسفورماتورباشند.
گازهای تولید شده ناشی از قوس الکتریکی در تپ‌چنجرها می‌تواند از حیث سلامتی و آتش‌سوزی خطرناک باشد. در محیط غیر مسقف انتشار این گازها مشکلی ایجاد نمی‌کند ولیکن در محیط سرپوشیده بهتر است تهویه کافی و مناسب فراهم گردد.
چناچه تپ‌چنجرها مشکوک به عیب باشند، بهتر است در حالت برقداری تغییر تپ انجام نگردد. چنانچه این کار اجتناب ناپذیر اســـت، می‌بایست هم از تغییر دستی اجتناب گردد و هم از تغییر تپ با موتوردرایو نیز در شرایطی که پرسنل در نزدیکی تپ‌چنجر هستند اجتناب کرد.
برای تپ‌چنجرهای قابل قطع دز شرایط بی برقی باید دقت گردد که از تغییر تپ در حالت برقداری ترانس اجتناب گردد. همچنین دقت گردد در حالت بی‌بار نیز عملکرد نداشته باشد. زیرا در این حالت تپ‌چنجر باید ولتاژ فاز را قطع کند واین می‌تواند منجر به حادثه اساسی برای ترانس گردد.
همچنین سازندگان تپ‌چنجرها باید یک روغن مناسب را برای تپ‌چنجرها پیشنهاد دهند. چنانچه یک روغن متفاوت جایگزین روغن موجودگردد، شـــرایط ریسک‌آور خواهد بود. چرا که ممکن است روغن جدید خصوصیات عایقی روغن قبلی را نداشته باشـــد و این روی عملکرد تپ‌چنجر آنلود اثرگذار باشد. بنابراین نگهداری، خارج از چهارچوبِ پشنهاداتِ سازنده، می‌تواند به آسیب تپ‌چنجر بیانجامد.

1.external out of tank
2.in-tank
3. barrier board
4.DGA
5.over heating