

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Surge arresters –
Part 5: Selection and application recommendations**

**Parafoudres –
Partie 5: Recommandations pour le choix et l'utilisation**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2018 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

Tel.: +41 22 919 02 11
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 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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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.

IEC online collection - oc.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

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 18 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC online collection - oc.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Surge arresters –
Part 5: Selection and application recommendations**

**Parafoudres –
Partie 5: Recommandations pour le choix et l'utilisation**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.120.50; 29.240.10

ISBN 978-2-8322-9360-7

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

CONTENTS

FOREWORD	9
1 Scope	11
2 Normative references	11
3 Terms and definitions	12
4 General principles for the application of surge arresters	21
5 Surge arrester fundamentals and applications issues	22
5.1 Evolution of surge protection equipment	22
5.2 Different types and designs and their electrical and mechanical characteristics	23
5.2.1 General	23
5.2.2 Metal-oxide arresters without gaps according to IEC 60099-4	24
5.2.3 Metal-oxide surge arresters with internal series gaps according to IEC 60099-6	34
5.2.4 Externally gapped line arresters (EGLA) according to IEC 60099-8	36
5.2.5 Application considerations	39
6 Insulation coordination and surge arrester applications	52
6.1 General	52
6.2 Insulation coordination overview	52
6.2.1 General	52
6.2.2 IEC insulation coordination procedure	52
6.2.3 Overvoltages	53
6.2.4 Line insulation coordination: Arrester Application Practices	59
6.2.5 Substation insulation coordination: Arrester application practices	64
6.2.6 Insulation coordination studies	68
6.3 Selection of arresters	69
6.3.1 General	69
6.3.2 General procedure for the selection of surge arresters	70
6.3.3 Selection of line surge arresters, LSA	84
6.3.4 Selection of arresters for cable protection	93
6.3.5 Selection of arresters for distribution systems – special attention	95
6.3.6 Application and coordination of disconnectors	96
6.3.7 Selection of UHV arresters	98
6.4 Standard and special service conditions	99
6.4.1 Standard service conditions	99
6.4.2 Special service conditions	99
7 Surge arresters for special applications	103
7.1 Surge arresters for transformer neutrals	103
7.1.1 General	103
7.1.2 Surge arresters for fully insulated transformer neutrals	103
7.1.3 Surge arresters for neutrals of transformers with non-uniform insulation	104
7.2 Surge arresters between phases	104
7.2.1 General	104
7.2.2 6-arrester arrangement	104
7.2.3 4-arrester (Neptune) arrangement	104
7.3 Surge arresters for rotating machines	105
7.4 Surge arresters in parallel	106

7.4.1	General	106
7.4.2	Combining different designs of arresters.....	107
7.5	Surge arresters for capacitor switching	107
7.6	Surge arresters for series capacitor banks	109
8	Asset management of surge arresters	110
8.1	General.....	110
8.2	Managing surge arresters in a power grid	110
8.2.1	Asset database.....	110
8.2.2	Technical specifications.....	110
8.2.3	Strategic spares	110
8.2.4	Transportation and storage	111
8.2.5	Commissioning	111
8.3	Maintenance	111
8.3.1	General	111
8.3.2	Polluted arrester housing.....	112
8.3.3	Coating of arrester housings.....	112
8.3.4	Inspection of disconnectors on surge arresters	112
8.3.5	Line surge arresters.....	112
8.4	Performance and diagnostic tools	112
8.5	End of life	113
8.5.1	General	113
8.5.2	GIS arresters	113
8.6	Disposal and recycling	113
Annex A (informative)	Determination of temporary overvoltages due to earth faults	114
Annex B (informative)	Current practice	118
Annex C (informative)	Arrester modelling techniques for studies involving insulation coordination and energy requirements	119
C.1	Arrester models for impulse simulations.....	119
C.2	Application to insulation coordination studies	120
C.3	Summary of proposed arrester models to be used for impulse applications	120
Annex D (informative)	Diagnostic indicators of metal-oxide surge arresters in service.....	122
D.1	General.....	122
D.1.1	Overview	122
D.1.2	Fault indicators.....	122
D.1.3	Disconnectors.....	122
D.1.4	Surge counters	122
D.1.5	Monitoring spark gaps	123
D.1.6	Temperature measurements	123
D.1.7	Leakage current measurements of gapless metal-oxide arresters	123
D.2	Measurement of the total leakage current	128
D.3	Measurement of the resistive leakage current or the power loss.....	129
D.3.1	General	129
D.3.2	Method A1 – Using the applied voltage signal as a reference	129
D.3.3	Method A2 – Compensating the capacitive component using a voltage signal	130
D.3.4	Method A3 – Compensating the capacitive component without using a voltage signal	131
D.3.5	Method A4 – Capacitive compensation by combining the leakage current of the three phases	131

D.3.6	Method B1 – Third order harmonic analysis	132
D.3.7	Method B2 – Third order harmonic analysis with compensation for harmonics in the voltage	132
D.3.8	Method B3 – First order harmonic analysis	133
D.3.9	Method C – Direct determination of the power losses	133
D.4	Leakage current information from the arrester manufacturer	133
D.5	Summary of diagnostic methods	135
Annex E (informative) Typical data needed from arrester manufacturers for proper selection of surge arresters.....		136
Annex F (informative) Typical maximum residual voltages for metal-oxide arresters without gaps according to IEC 60099-4		137
Annex G (informative) Steepness reduction of incoming surge with additional line terminal surge capacitance		138
G.1	General.....	138
G.2	Steepness reduction factor	138
G.3	Equivalent capacitance associated with incoming surge fronts.....	140
G.3.1	General	140
G.3.2	Examples of incoming surge steepness change, f_s , using typical 550 kV & 245 kV circuit parameters.....	142
G.3.3	Change in coordination withstand voltage, U_{cw} , with steepness reduction, f_s :	142
G.4	EMTP & capacitor charging models for steepness change comparisons at line open terminal	142
G.5	Typical steepness ($S_0 = 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$), change comparisons with C_0 & C_s	144
G.6	Faster steepness ($2000 \text{ kV}/\mu\text{s}$), change comparisons with C_0 & C_s	146
Annex H (informative) Comparison of the former energy classification system based on line discharge classes and the present classification system based on thermal energy ratings for operating duty tests and repetitive charge transfer ratings for repetitive single event energies.....		149
H.1	General.....	149
H.2	Examples.....	152
Annex I (informative) Estimation of arrester cumulative charges and energies during line switching		157
I.1	Simplified method of estimating arrester line switching energies	157
I.1.1	Introduction	157
I.1.2	Simplified method calculation steps	158
I.1.3	Typical line surge impedances with bundled conductors	160
I.1.4	Prospective switching surge overvoltages.....	160
I.1.5	Use of IEC 60099-4:2009 to obtain values for surge impedance and prospective surge voltages	161
I.2	Example of charge and energy calculated using line discharge parameters.....	162
I.3	Arrester line switching energy examples	166
I.3.1	General	166
I.3.2	Case 1 – 145 kV	169
I.3.3	Case 2 – 242 kV	169
I.3.4	Case 3 – 362 kV	169
I.3.5	Case 4 – 420 kV	170
I.3.6	Case 5 – 550 kV	170
Annex J (informative) End of life and replacement of old gapped SiC-arresters.....		182
J.1	Overview.....	182

J.2	Design and operation of SiC-arresters	182
J.3	Failure causes and aging phenomena	182
J.3.1	General	182
J.3.2	Sealing problems	182
J.3.3	Equalization of internal and external pressure and atmosphere	183
J.3.4	Gap electrode erosion	183
J.3.5	Ageing of grading components.....	184
J.3.6	Changed system conditions	184
J.3.7	Increased pollution levels	184
J.4	Possibility to check the status of the arresters	184
J.5	Advantages of planning replacements ahead	184
J.5.1	General	184
J.5.2	Improved reliability	185
J.5.3	Cost advantages.....	185
J.5.4	Increased safety requirements.....	185
J.6	Replacement issues.....	185
J.6.1	General	185
J.6.2	Establishing replacement priority	185
J.6.3	Selection of MO arresters for replacement installations	186
Bibliography		187

Figure 1 – Example of GIS arresters of three mechanical/one electrical column (middle) and one column (left) design and current path of the three mechanical/one electrical column design (right)	29
Figure 2 – Typical deadfront arrester	30
Figure 3 – Internally gapped metal-oxide surge arrester designs.....	35
Figure 4 – Components of an EGLA acc. to IEC 60099-8	36
Figure 5 – Typical arrangement of a 420 kV arrester.....	41
Figure 6 – Examples of UHV and HV arresters with grading and corona rings	42
Figure 7 – Same type of arrester mounted on a pedestal (left), suspended from an earthed steel structure (middle) or suspended from a line conductor (right).....	43
Figure 8 – Installations without earth-mat (distribution systems)	44
Figure 9 – Installations with earth-mat (high-voltage substations)	45
Figure 10 – Definition of mechanical loads according to IEC 60099-4:2014	47
Figure 11 – Distribution arrester with disconnector and insulating bracket.....	48
Figure 12 – Examples of good and poor connection principles for distribution arresters	50
Figure 13 – Typical voltages and duration example for differently earthed systems	54
Figure 14 – Typical phase-to-earth overvoltages encountered in power systems	56
Figure 15 – Arrester voltage-current characteristics	56
Figure 16 – Direct strike to a phase conductor with LSA	61
Figure 17 – Strike to a shield wire or tower with LSA	62
Figure 18 – Typical procedure for a surge arrester insulation coordination study	69
Figure 19 – Flow diagrams for standard selection of surge arrester	73
Figure 20 – Examples of arrester TOV capability	74
Figure 21 – Flow diagram for the selection of NGLA	87
Figure 22 – Flow diagram for the selection of EGLA.....	91

Figure 23 – Common neutral configurations	96
Figure 24 – Typical configurations for arresters connected phase-to-phase and phase-to-ground	105
Figure A.1 – Earth fault factor k on a base of X_0/X_1 , for $R_1/X_1 = R_1 = 0$	114
Figure A.2 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = 0$	115
Figure A.3 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = 0,5 X_1$	115
Figure A.4 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = X_1$	116
Figure A.5 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = 2X_1$	116
Figure C.1 – Schematic sketch of a typical arrester installation	119
Figure C.2 – Increase in residual voltage as function of virtual current front time	120
Figure C.3 – Arrester model for insulation coordination studies – fast-front overvoltages and preliminary calculation (Option 1)	121
Figure C.4 – Arrester model for insulation coordination studies – fast-front overvoltages and preliminary calculation (Option 2)	121
Figure C.5 – Arrester model for insulation coordination studies – slow-front overvoltages	121
Figure D.1 – Typical leakage current of a non-linear metal-oxide resistor in laboratory conditions	124
Figure D.2 – Typical leakage currents of arresters in service conditions	125
Figure D.3 – Typical voltage-current characteristics for non-linear metal-oxide resistors	126
Figure D.4 – Typical normalized voltage dependence at +20 °C	126
Figure D.5 – Typical normalized temperature dependence at U_C	127
Figure D.6 – Influence on total leakage current by increase in resistive leakage current	128
Figure D.7 – Measured voltage and leakage current and calculated resistive and capacitive currents ($V = 6,3$ kV r.m.s)	130
Figure D.8 – Remaining current after compensation by capacitive current at U_C	131
Figure D.9 – Error in the evaluation of the leakage current third harmonic for different phase angles of system voltage third harmonic, considering various capacitances and voltage-current characteristics of non-linear metal-oxide resistors	132
Figure D.10 – Typical information for conversion to "standard" operating voltage conditions	134
Figure D.11 – Typical information for conversion to "standard" ambient temperature conditions	134
Figure G.1 – Surge voltage waveforms at various distances from strike location (0,0 km) due to corona	140
Figure G.2 – Case 1: EMTP Model: Thevenin equivalent source, line (Z, c) & substation bus (Z, c) & Cap(C_S)	143
Figure G.3 – Case 2: Capacitor Voltage charge via line Z : $u(t) = 2 \times U_{\text{surge}} \times (1 - \exp[-t/(Z \times C)])$	144
Figure G.4 – EMTP model	144
Figure G.5 – Simulated surge voltages at the line-substation bus interface	145
Figure G.6 – Simulated Surge Voltages at the Transformer	146

Figure G.7 – EMTP model.....	146
Figure G.8 – Simulated surge voltages at the line-substation bus interface	147
Figure G.9 – Simulated surge voltages at the transformer	148
Figure H.1 – Specific energy in kJ per kV rating dependant on the ratio of switching impulse residual voltage (U_a) to the r.m.s. value of the rated voltage U_r of the arrester	150
Figure I.1 – Simple network used for Arrester Line Discharge Calculation and Testing according to IEC 60099-4:2009.....	157
Figure I.2 – Linearized arrester equation in the typical line switching current range (voltage values shown are for a 372 kV rated arrester used on a 420 kV system)	158
Figure I.3 – Graphical illustration of linearized line switching condition and arrester characteristic	160
Figure I.4 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization.....	161
Figure I.5 – Arrester class 2 & 3 voltages calculated by EMTP calculations: U_{ps2} and U_{ps3} ($V \times 10^5$)	164
Figure I.6 – Class 2 & 3 arrester currents calculated by EMTP studies: I_{ps2} and I_{ps3} (A)	164
Figure I.7 – Arrester Class 2 & 3 cumulative charges calculated by EMTP simulation: Q_{rs2} and Q_{rs3} (C).....	165
Figure I.8 – Arrester Class 2 & 3 cumulative absorbed energies calculated by EMTP simulation: W_{s2} and W_{s3} (kJ/kV U_r).....	165
Figure I.9 – Typical Line Reclosing Computer Simulation Network	166
Figure I.10 – Typical 550 kV Reclose Switching Overvoltage Profile along 480 km Line.....	167
Figure I.11 – IEC LD based charge transfer, Q_{rs} with varying arrester protective ratios	168
Figure I.12 – IEC LD based switching energy, W_{th} with varying arrester protective ratios	168
Figure I.13 – U_{ps} for 145 kV system simulation ($V \times 10^5$)	172
Figure I.14 – I_{ps} for 145 kV system simulation (A)	172
Figure I.15 – 1 Cumulative charge (Q_{rs}) for 145 kV system simulation (C)	173
Figure I.16 – Cumulative energy (W_{th}) for 145 kV system simulation (kJ/kV U_r)	173
Figure I.17 – U_{ps} for 245 kV system simulation ($V \times 10^5$)	174
Figure I.18 – I_{ps} for 245 kV system simulation (A)	174
Figure I.19 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 245 kV system simulation (C)	175
Figure I.20 – Cumulative energy (W_{th}) for 245 kV system simulation (kJ/kV U_r)	175
Figure I.21 – U_{ps} for 362 kV system simulation ($V \times 10^5$)	176
Figure I.22 – I_{ps} for 362 kV system simulation (A)	176
Figure I.23 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 362 kV system simulation (C)	177
Figure I.24 – Cumulative energy (W_{th}) for 362 kV system simulation (kJ/kV U_r)	177
Figure I.25 – U_{ps} for 420 kV system simulation ($V \times 10^5$)	178
Figure I.26 – I_{ps} for 420 kV system simulation (A)	178
Figure I.27 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 420 kV system simulation (C)	179

Figure I.28 – Cumulative energy (W_{th}) for 420 kV system simulation (kJ/kV U_r)	179
Figure I.29 – U_{ps} for 550 kV system simulation (V x 10^5)	180
Figure I.30 – I_{ps} for 550 kV system simulation (A)	180
Figure I.31 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 550 kV system simulation (C)	181
Figure I.32 – Cumulative energy (W_{th}) for 550 kV system simulation (kJ/kV U_r)	181
Figure J.1 – Internal SiC-arrester stack	183
Table 1 – Minimum mechanical requirements (for porcelain-housed arresters)	46
Table 2 – Arrester classification	78
Table 3 – Definition of factor A in formulas (14 and 15) for various overhead lines	82
Table 4 – Examples for protective zones calculated by formula (16) for open-air substations	83
Table 5 – Example of the condition for calculating lightning current duty of EGLA in 77 kV transmission lines	90
Table 6 – Probability of insulator flashover in Formula (18)	93
Table D.1 – Summary of diagnostic methods	135
Table D.2 – Properties of on-site leakage current measurement methods	135
Table E.1 – Arrester data needed for the selection of surge arresters	136
Table F.1 – Residual voltages for 20 000 A and 10 000 A arresters in per unit of rated voltage	137
Table F.2 – Residual voltages for 5 000 A, and 2 500 A arresters in per unit of rated voltage	137
Table G.1 – C_s impact on steepness ratio s_s and steepness s_n	141
Table G.2 – Change in coordination withstand voltage, U_{cw}	142
Table H.1 – Peak currents for switching impulse residual voltage test	149
Table H.2 – Parameters for the line discharge test on 20 000 A and 10 000 A arresters	150
Table H.3 – Comparison of the classification system according to IEC 60099-4:2009 and to IEC 6099-4 2014	151
Table I.1 – Typical Arrester Switching (U_{ps} vs I_{ps}) Characteristics	158
Table I.2 – Typical line surge impedances (Z_s) with single and bundled conductors	160
Table I.3 – Line Parameters Prescribed by IEC 60099-4:2009 Line Discharge Class Tests	161
Table I.4 – Line surge impedances and prospective surge voltages derived from line discharge tests parameters of IEC 60099-4:2009 for different system voltages and arrester ratings	162
Table I.5 – Comparison of energy and charge calculated by simplified method with values calculated by EMTP simulation – Base parameters from Table I.4, used for simplified method and for EMTP simulation	163
Table I.6 – Comparison of energy and charge calculated by simplified method with values calculated by EMTP simulation – Calculations using simplified method	163
Table I.7 – Comparison of energy and charge calculated by simplified method with values calculated by EMTP simulation – I.5.(c) Results from EMTP studies	163
Table I.8 – Results of calculations using the different methods described for different system voltages and arrester selection	171

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SURGE ARRESTERS –**Part 5: Selection and application recommendations****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 60099-5 has been prepared by IEC technical committee 37: Surge arresters.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 2013. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition regarding the new surge arrester classification introduced in IEC 60099-4:2014:

- a) Expanded discussion of comparison between the old and new classification and how to calculate or estimate the corresponding charge for different stresses.
- b) New annexes dealing with:
 - Comparison between line discharge classes and charge classification
 - Estimation of arrester cumulative charges and energies during line switching

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

FDIS	Report on voting
37/437/FDIS	37/439/RVD

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

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

A list of all parts in the IEC 60099 series, published under the general title *Surge arresters*, 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 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.

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.

SURGE ARRESTERS –

Part 5: Selection and application recommendations

1 Scope

This part of IEC 60099 provides information, guidance, and recommendations for the selection and application of surge arresters to be used in three-phase systems with nominal voltages above 1 kV. It applies to gapless metal-oxide surge arresters as defined in IEC 60099-4, to surge arresters containing both series and parallel gapped structure – rated 52 kV and less as defined in IEC 60099-6 and metal-oxide surge arresters with external series gap for overhead transmission and distribution lines (EGLA) as defined in IEC 60099-8. In Annex J, some aspects regarding the old type of SiC gapped arresters are discussed.

Surge arrester residual voltage is a major parameter to which most users have paid a lot of attention to when selecting the type and rating. Typical maximum residual voltages are given in Annex F. It is likely, however, that for some systems, or in some countries, the requirements on system reliability and design are sufficiently uniform, so that the recommendations of the present standard may lead to the definition of narrow ranges of arresters. The user of surge arresters will, in that case, not be required to apply the whole process introduced here to any new installation and the selection of characteristics resulting from prior practice may be continued.

Annexes H and I present comparisons and calculations between old line discharge classification and new charge classification.

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.

IEC 60071-1:2006, *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*
IEC 60071-1:2006/AMD1:2010

IEC 60071-2:1996, *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*

IEC TR 60071-4, *Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks*

IEC 60099-4:2009, *Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*

IEC 60099-4:2014, *Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*

IEC 60099-6:2002, *Surge arresters – Part 6: Surge arresters containing both series and parallel gapped structures – Rated 52 kV and less*

IEC 60099-8:2011, *Surge arresters – Part 8: Metal-oxide surge arresters with external series gap (EGLA) for overhead transmission and distribution lines of a.c. systems above 1 kV*

IEC 60507, *Artificial pollution tests on high-voltage ceramic and glass insulators to be used on a.c. systems*

IEC TS 60815-1:2008, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles*

IEC 62271-200, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV*

IEC 62271-203, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

ISO and IEC 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>

NOTE These terms follow standard definitions as close as possible, but are not in all cases exact citations of definitions in other IEC standards.

3.1

arrester – dead-front type, dead-front arrester

arrester assembled in a shielded housing providing system insulation and conductive earth shield, intended to be installed in an enclosure for the protection of underground and pad mounted distribution equipment and circuits

Note 1 to entry: Most dead-front arresters are load-break arresters.

Note 2 to entry: The use of dead-front arresters is common in the USA.

3.2

arrester disconnecter

device for disconnecting an arrester from the system in the event of arrester failure, to prevent a persistent fault on the system and to give visible indication of the failed arrester

Note 1 to entry: Clearing of the fault current through the arrester during disconnection generally is not a function of the device.

3.3

arrester – liquid-immersed type

arrester designed to be immersed in an insulating liquid

3.4

arrester – separable type, separable arrester

arrester assembled in an insulated or screened housing providing system insulation, intended to be installed in an enclosure for the protection of distribution equipment and systems

Note 1 to entry: Electrical connection may be made by sliding contact or by bolted devices; however, all separable arresters are dead-break arresters.

Note 2 to entry: The use of separable arresters is common in Europe.

3.5**back flashover rate**

BFOR

characteristics of an overhead line or system with respect to the number of back flashovers typically given per 100 km and year

3.6**bending moment**

horizontal force acting on the arrester housing multiplied by the vertical distance between the mounting base (lower level of the flange) of the arrester housing and the point of application of the force

3.7**continuous current of an arrester**

current flowing through the arrester when energized at the continuous operating voltage

Note 1 to entry: The continuous current, which consists of a resistive and a capacitive component, may vary with temperature, stray capacitance and external pollution effects. The continuous current of a test sample may, therefore, not be the same as the continuous current of a complete arrester.

Note 2 to entry: The continuous current is, for comparison purposes, expressed either by its r.m.s. or peak value.

3.8**continuous operating voltage of an arrester** U_c

designated permissible r.m.s. value of power-frequency voltage that may be applied continuously between the arrester terminals in accordance with IEC 60099-4 and 60099-6

3.9**dead-break arrester**

arrester which can be connected and disconnected from the circuit only when the circuit is de-energized

3.10**discharge current of an arrester**

impulse current which flows through the arrester

3.11**disruptive discharge**

phenomenon associated with the failure of insulation under electric stress, which include a collapse of voltage and the passage of current

Note 1 to entry: The term applies to electrical breakdowns in solid, liquid and gaseous dielectric, and combinations of these.

Note 2 to entry: A disruptive discharge in a solid dielectric produces permanent loss of electric strength. In a liquid or gaseous dielectric, the loss may be only temporary.

3.12**externally gapped line arresters**

EGLA

a line surge arrester designed with an external spark gap in series with a SVU part, defined in 3.57, to protect the insulator assembly from lightning caused fast-front overvoltages only

Note 1 to entry: This is accomplished by raising the sparkover level of the external series gap to a level that isolates the arrester from power frequency overvoltages and from the worst case slow-front overvoltages due to switching and fault events expected on the line to which it is applied.

3.13

fast-front overvoltage

FFO

transient overvoltage usually unidirectional, with time to peak between 0,1 μ s to 20 μ s, and tail duration < 300 μ s

3.14

fault indicator

device intended to provide an indication that the arrester is faulty and which does not disconnect the arrester from the system

3.15

flashover

disruptive discharge over a solid surface

3.16

flashover rate

FOR

characteristics of an overhead line or system with respect to total number of flashovers typically given per 100 km and year

3.17

follow current

the current immediately following an impulse through an EGLA with the power frequency voltage as the source

Note 1 to entry: The external series gap shall be able to interrupt follow current due to external leakage current on a polluted SVU as well as due to internal resistive current through the non-linear metal oxide resistors; that is, the performance of the EGLA under polluted conditions is introduced by the gap resealing performance under wet and polluted condition, and it is verified by the follow current interruption test.

3.18

follow current of an arrester

the current from the connected power source which flows through an arrester following the passage of discharge current

3.19

gas-insulated metal enclosed surge arrester

GIS-arrester

gas-insulated metal enclosed metal-oxide surge arrester without any integrated series or parallel spark gaps, filled with gas other than air and used in gas-insulated switchgears

Note 1 to entry: The gas pressure is normally higher than 1 bar = 10^5 Pa.

3.20

grading current

current flowing through the arrester while a power frequency voltage is applied

3.21

grading ring of an arrester

metal part, usually circular in shape, mounted to modify electro-statically the voltage distribution along the arrester

3.22

high current impulse

slightly different definitions are used in different IEC 60099 arrester standards; they are repeated here for reference:

IEC 60099-4, IEC 60099-6 & IEC 60099-9: peak value of discharge current having a 4/10 impulse shape which is used to test the stability of the arrester on direct lightning strokes

IEC 60099-8: peak value of discharge current having a 4/10 or 2/20 impulse shape, which is used to test the withstand capability of the SVU on extreme lightning occasions

3.23

highest voltage for equipment

U_m

highest value of the phase-to-phase voltage (r.m.s. value) for which the equipment is designed in respect of its insulation as well as other characteristics which relate to this voltage in the relevant equipment standards

Note 1 to entry: Under normal service conditions specified by the relevant apparatus committee this voltage can be applied continuously to the equipment.

3.24

highest voltage of a system

U_s

highest value of the phase-to-phase operating voltage (r.m.s. value) which occurs under normal operating conditions at any time and at any point in the system

3.25

impulse protective levels of an arrester tested in accordance with IEC 60099-6 – fast-front protective level

highest of either the steep current residual voltage or the front-of-wave impulse sparkover voltage at I_n

3.26

impulse protective levels of an arrester tested in accordance with IEC 60099-6 – standard lightning impulse protective level

highest of the residual voltage at nominal discharge current or 1,2/50 lightning impulse sparkover voltage at I_n

3.27

impulse protective levels of an arrester tested in accordance with IEC 60099-6 – switching impulse protective level

highest of either the maximum residual voltage for the specified switching current or the specified switching impulse sparkover voltage

3.28

impulse

unidirectional wave of voltage or current which, without appreciable oscillations, rises rapidly to a maximum value and falls, usually less rapidly, to zero with small, if any, excursions of opposite polarity

Note 1 to entry: The parameters which define a voltage or current impulse are polarity, peak value, front time and time to half-value on the tail.

3.29

impulse sparkover voltage-time curve

curve which relates the impulse sparkover of the voltage to the time to sparkover

3.30

insulation coordination

selection of the dielectric strength of equipment in relation to the operating voltages and overvoltages which can appear on the system for which the equipment is intended and taking into account the service environment and the characteristics of the available preventing and protective devices

3.31

lightning current impulse

8/20 current impulse with limits on the adjustment of equipment such that the measured values are from 7 μ s to 9 μ s for the virtual front time and from 18 μ s to 22 μ s for the time to half-value on the tail

Note 1 to entry: The time to half-value on the tail is not critical and may have any tolerance during the residual voltage type tests (see IEC 60099-4:2014, 8.3.3).

3.32

lightning [or switching] impulse protective level

U_{pl} (LIPL) (or U_{ps} (SIPL))

maximum peak voltage on the terminals of a surge arrester subjected to lightning (or switching) impulses under specific conditions

3.33

lightning impulse withstand voltage

LIWV

standard rated lightning impulse withstand voltage of an equipment or insulation configuration

3.34

line surge arresters

LSA

type of arrester that is applied to overhead lines of power systems to reduce the risk of insulator flashover during lightning overvoltages

Note 1 to entry: This is not generally used to protect the insulator from other types of transients such as switching surges.

3.35

load-break arrester

arrester which can be connected and disconnected when the circuit is energized

3.36

mean breaking load

MBL

average breaking load for porcelain or cast resin-housed arresters determined from tests

3.37

metal-oxide surge arrester with gapped structures

arrester having non-linear metal-oxide resistors connected in series and/or in parallel with any internal series or shunt spark gaps

3.38

nominal discharge current of an arrester

I_n

peak value of lightning current impulse which is used to classify an arrester in IEC 60099-4, 60099-6, and 60099-8

3.39

nominal voltage of a system

U_n

suitable approximate value of voltage used to identify a system

3.40

non gapped line arresters

NGLA

line surge arrester designed without any external gapped structures to protect the line insulator assembly from lightning caused fast-front overvoltages

Note 1 to entry: It may also protect the line insulators against switching surges if so selected.

Note 2 to entry: NGLA are generally equipped with a disconnecter device that facilitates fast reclosing in case of an arrester overloading.

3.41

non-linear metal-oxide resistor

part of the surge arrester which, by its non-linear voltage versus current characteristics, acts as a low resistance to overvoltages, thus limiting the voltage across the arrester terminals, and as a high resistance at normal power-frequency voltage

3.42

polymer-housed arrester

arrester using polymeric and composite materials for housing, with fittings

Note 1 to entry: Designs with an enclosed gas volume are possible. Sealing may be accomplished by use of the polymeric material itself or by a separate sealing system.

3.43

porcelain-housed arrester

arrester using porcelain as housing material, with fittings and sealing systems

3.44

power-frequency withstand voltage versus time characteristic of an arrester

power-frequency withstand voltage versus time characteristic shows the maximum time durations for which corresponding power-frequency voltages may be applied to arresters without causing damage or thermal instability, under specified conditions in accordance with IEC 60099-4

3.45

protective characteristics of an arrester tested in accordance with IEC 60099-4:2014

combination of the following:

- a) residual voltage for steep current impulse according to 8.3.1 of IEC 60099-4:2014;
- b) residual voltage versus discharge current characteristic for lightning impulses according to 8.3.2 of IEC 60099-4:2014

Note 1 to entry: The lightning impulse protection level of the arrester is the maximum residual voltage for the nominal discharge current.

- c) residual voltage for switching impulse according to 8.3.3 of IEC 60099-4:2014;

Note 2 to entry: The switching impulse protection level of the arrester is the maximum residual voltage at the specified switching impulse currents.

3.46

protective characteristics of an arrester tested in accordance with IEC 60099-6

combination of the following:

- a) residual voltage for steep current impulse and front-of-wave spark-over according to 7.3.1 and 8.3.6.2 of IEC 60099-6:2002;
- b) residual voltage versus discharge current characteristic for lightning impulses and the 1,2/50 impulse spark-over according to 7.3.2 and 8.3.7.2 of IEC 60099-6:2002;
- c) residual voltage for switching impulse and the switching impulse sparkover according to 7.3.3 and 8.3.8.2 of IEC 60099-6:2002

3.47

rated frequency of an arrester

frequency of the power system on which the arrester is designed to be used

3.48

rated voltage of an arrester

U_r

maximum permissible r.m.s. value of power frequency voltage between its terminals at which it is designed to operate correctly under temporary overvoltage conditions as established in the operating duty tests of IEC 60099-4 and 60099-6

Note 1 to entry: The rated voltage is used as a reference parameter for the specification of operating characteristics.

3.49

reference current of an arrester

peak value (the higher peak value of the two polarities if the current is asymmetrical) of the resistive component of a power-frequency current used to determine the reference voltage of the arrester

Note 1 to entry: The reference current will be high enough to make the effects of stray capacitances at the measured reference voltage of the arrester units (with designed grading system) negligible and is to be specified by the manufacturer.

Note 2 to entry: Depending on the nominal discharge current and/or line discharge class of the arrester, the reference current will be typically in the range of 0,05 mA to 1,0 mA per square centimetre of MO resistor area for single column arresters.

3.50

reference voltage of an arrester

U_{ref}

peak value of power-frequency voltage divided by $\sqrt{2}$ which is applied to the arrester to obtain the reference current

Note 1 to entry: The reference voltage of a multi-unit arrester is the sum of the reference voltages of the individual units.

3.51

repetitive charge transfer rating

Q_{rs}

maximum specified charge transfer capability of an arrester, in the form of a single event or group of surges that may be transferred through an arrester without causing mechanical failure or unacceptable electrical degradation to the MO resistors

Note 1 to entry: The charge is calculated as the absolute value of current integrated over time. For the purpose of this standard this is the charge that is accumulated in a single event or group of surges lasting for not more than 2 s and which may be followed by a subsequent event at a time interval not shorter than 60 s.

3.52

residual voltage of an arrester

U_{res}

peak value of voltage that appears between the terminals of an arrester during the passage of discharge current

Note 1 to entry: The term "discharge voltage" is used in some countries.

3.53

residual voltage of EGLA

peak value of voltage that appears across the terminal-to-terminal length of the EGLA including the series gaps and connection leads during the passage of discharge current

3.54

routine tests

tests made on each arrester, or on parts and materials, as required, ensuring that the product meets the design specifications

3.55**self-restoring insulation**

insulation which, after a short time, completely recovers its insulating properties after a disruptive discharge during test

3.56**series gap**

intentional gap(s), between spaced electrodes in series with one or more metal-oxide resistors, across which all or part of the imparted terminal voltage appears

3.57**series varistor unit**

SVU

non-linear metal oxide resistor part, contained in a housing, which must be connected with an external series gap to construct a complete EGLA; the SVU may include several units

3.58**shielding failure flashover rate**

SFFOR

characteristics of an overhead line with respect to the number of shielding failures leading to flashover typically given per 100 km and year

3.59**shielding failure rate**

SFR

characteristics of an overhead line with respect to the number of shielding failures typically given per 100 km and year

3.60**shunt gap**

intentional gap(s), between spaced electrodes, that is electrically in parallel with one or more metal-oxide resistors

3.61**slow-front overvoltage**

SFO

transient overvoltage usually unidirectional, with time to peak between 20 μ s to 5 000 μ s, and tail duration $\leq$ 20 ms

3.62**sparkover of an arrester**

disruptive discharge between the electrodes of the gaps of an arrester

3.63**specified long-term load**

SLL

force perpendicular to the longitudinal axis of an arrester, allowed to be continuously applied during service without causing any mechanical damage to the arrester

3.64**specified short-term load**

SSL

greatest force perpendicular to the longitudinal axis of an arrester, allowed to be applied during service for short periods and for relatively rare events (for example, short-circuit current loads, very high wind loads or seismic loads) without causing any mechanical damage to the arrester

Note 1 to entry: For seismic load an even higher load than the SSL may be considered.

3.65

steep current impulse

current impulse with a virtual front time of 1 μs with limits in the adjustment of equipment such that the measured values are from 0,9 μs to 1,1 μs and the virtual time to half-value on the tail is no longer than 20 μs

3.66

surface current of SVU

current that flows on the surface of the SVU

3.67

switching impulse withstand voltage

SIWV

standard rated switching impulse withstand voltage of an equipment or insulation configuration

3.68

switching surge flashover rate SSFOR

characteristics of an overhead line with respect to the number of switching surges leading to flashover typically given per 100 km and year

3.69

temporary overvoltage

TOV

power frequency overvoltage of relatively long duration

Note 1 to entry: The overvoltage may be undamped or weakly damped. In some cases its frequency may be several times lower or higher than power frequency.

3.70

terminal line force

force perpendicular to the longitudinal axis of the arrester measured at the centre line of the arrester

3.71

thermal charge transfer rating

Q_{th}

maximum specified charge that may be transferred through an arrester or arrester section within 3 minutes in a thermal recovery test without causing a thermal runaway

Note 1 to entry: This rating is verified by the operating duty type test.

3.72

thermal energy rating

W_{th}

maximum specified energy, given in kJ/kV of U_r , that may be injected into an arrester or arrester section within 3 minutes in a thermal recovery test without causing a thermal runaway

Note 1 to entry: This rating is verified by the operating duty type test.

3.73

thermal runaway of an arrester

situation when the sustained power loss of an arrester exceeds the thermal dissipation capability of the housing and connections, leading to a cumulative increase in the temperature of the resistor elements culminating in failure

3.74**thermal stability of an arrester**

state of an arrester if, after an operating duty causing temperature rise, the temperature of the resistor elements decreases with time when the arrester is energized at specified continuous operating voltage and at specified ambient conditions

3.75**time to sparkover of an arrester**

the time interval between virtual origin and the instant of sparkover of the arrester expressed in microseconds

3.76**torsional loading**

each horizontal force at the top of a vertically mounted arrester housing which is not applied to the longitudinal axis of the arrester

3.77**transient overvoltage**

short-duration overvoltage of few milliseconds or less, oscillatory or non-oscillatory, usually highly damped

Note 1 to entry: Transient overvoltages may be immediately followed by temporary overvoltages. In such cases the two overvoltages are considered as separate events.

3.78**type tests**

design tests

tests which are made upon the completion of the development of a new arrester design to establish representative performance and to demonstrate compliance with the relevant standard

Note 1 to entry: Once made, these tests need not be repeated unless the design is changed so as to modify its performance. In such a case, only the relevant tests need be repeated.

3.79**unit of an arrester**

completely housed part of an arrester which may be connected in series and/or in parallel with other units to construct an arrester of higher voltage and/or current rating

3.80**very-fast-front overvoltage**

VFFO

transient overvoltage usually unidirectional, with time to peak $\leq 0,1 \mu\text{s}$, and with or without superimposed oscillations at frequency $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$

4 General principles for the application of surge arresters

The principle of insulation coordination for an electricity system is given in IEC 60071-1 and IEC 60071-2. Basically the insulation coordination process represents a risk management aiming to ensure the safe, reliable and economic design and operation of high voltage electricity networks and substations. The use of surge arresters helps to achieve a system and equipment insulation level while still maintaining an acceptable risk and the best economy of scale.

The introduction of analytical modelling and simulation of power system transients further optimise the equipment insulation level. The selection of surge arresters has become more and more important in the power system design and operation. It is worthwhile to note that the reliability of the power system and equipment is dependent on the safety margin adopted by the user in the design and selection of the equipment and surge arresters.

IEC 60071-1 specifies withstand voltages for two ranges of highest voltages for equipment:

- Range I: above 1 kV to 245 kV included
- Range II: above 245 kV

In addition this guide uses:

- distribution voltage up to 52 kV
- UHV above 800 kV

For Range I systems containing overhead lines, the main risk to equipment arises from induced and direct lightning strikes to the connected overhead lines. In cable systems not connected to overhead lines, overvoltages due to faults or switching operations are most likely to occur. In rare cases, however, lightning induced overvoltages may also be generated. In systems of Range II, in addition to Range I factors, switching overvoltages become important, increasing with higher system voltages. Overvoltages may cause flashovers and serious damage to the equipment and thereby jeopardize the supply of power to users. It is essential to prevent this by proper coordination of surge arresters with the insulation. Therefore, it is recommended to use surge arresters if there are possibilities of lightning overvoltages or high switching overvoltages, which may be dangerous to the equipment.

The surge arresters should constitute a reliable part of the system. They are designed to withstand the voltages and the resulting currents through them with a sufficiently high reliability taking into account pollution and other site matters. In each system, such voltage stresses are (see IEC 60071-1):

- operating voltage;
- temporary overvoltages;
- slow-front overvoltages;
- fast-front overvoltages;
- very-fast-front (GIS applications)

where the slow-front overvoltages due to switching are of particular importance for arresters protecting Range II equipment.

As a general principle, the best protection of equipment and high surge arrester rated voltages are contradicting requirements. Thus the selection of an adequate arrester constitutes an optimization process, which has to consider a great number of system and equipment parameters. These are further explained in Clause 6, insulation coordination and surge arrester application.

5 Surge arrester fundamentals and applications issues

5.1 Evolution of surge protection equipment

The metal-oxide (also called MO, or sometimes ZnO) surge arrester was introduced in the mid to late 1970s and proved to be a solution to the problems, which could not be solved with the gapped silicon carbide (SiC) arrester technology [19][20][21]¹. The protection level of a surge arrester was no longer a statistical parameter, but could be accurately given. The protective function was no longer dependant on the installation or vicinity to other apparatus – as compared to SiC arresters, where the sparkover voltage could be affected by surrounding electrical fields. The MO surge arrester could be designed to meet virtually any energy requirements by connecting MO resistor elements in parallel (even though the technique to ensure a sufficiently good current sharing, and thus energy sharing, between the columns is sophisticated). The possibility to design protective equipment that could handle extremely high-energy stresses also opened up new application areas, protection of series capacitors, for

¹ Numbers in square brackets refer to the Bibliography.

example, where the arrester is a huge arrester bank made of tens to hundreds of individual MO resistor columns connected in parallel.

Some of the first MO surge arresters utilised spark gaps in series with the varistor elements or in parallel with sections of the varistor column (shunt gaps). These designs reflected, to some extent, a concern about the long-term stability of the MO resistor material. Using spark gaps in series or parallel consequently made it possible to decrease the continuous voltage stress on the MO resistors and still maintain a low protection level. Another reason was to obtain protective levels better than for the most qualified SiC gapped arresters at that time with active spark gaps and low protection levels [18].

These designs are not found on the market any longer for HV applications. With experience, the elimination of gaps permitted the design of very compact, reliable, low profile arresters compared to what was possible with the former technology.

On the other hand, MO surge arresters with external series spark gap (externally gapped line arresters: EGLA) are still found on the market, with even increasing tendency. These arresters are used for protection of overhead transmission and distribution lines against lightning related fast-front overvoltages only. These arresters, therefore, are designed not to operate for slow-front and temporary overvoltages.

The MO resistor technology was developed further during the 1980s and 1990s through to the present day, towards uncritical aging behaviour, lower protection levels, higher permissible voltage stresses on the material, greater specific energy absorption capabilities and better current withstand strengths [19][20][22][23][24][26][27][38][39][40][55][56].

New polymeric materials, superseding the traditional porcelain housings, started to be used in the mid-1980s for distribution arresters. By the end of the 1980s, polymer-housed arresters were available up to 145 kV system voltages, and today polymer-housed arresters are accepted for all voltage ranges including 800 kV and the emerging UHV levels (1 100 kV, 1 200 kV) [21][23]. Many of the early polymeric designs utilized EPDM rubber as an insulator material, but during the 1990s more and more manufacturers changed to silicone rubber (SIR), which has an outstanding performance under polluted conditions due to its hydrophobicity (ability to repel water), which is even transferred to pollution layers. SIR insulation is therefore considered less affected by environmental conditions, including UV radiation and pollution.

5.2 Different types and designs and their electrical and mechanical characteristics

5.2.1 General

Surge arresters may first of all be distinguished by their types of applied non-linear resistors: SiC or MO, where the latter is today practically always based on ZnO. Another way of differentiation is with or without gaps. The gaps may be arranged internally and externally, and internal gaps may be series connected to all or shunt connected to part of the non-linear resistors. Another important attribute is the applied housing technology. Air insulated substation (AIS) surge arresters are available with porcelain housings or with polymeric housings, with a wide variety of different designs and polymeric materials. Gas insulated substation (GIS) surge arresters make use of metal enclosures, filled with sulphur hexafluoride (SF₆) at high operating pressures. Furthermore, there exist some other very specific housing technologies for distribution applications.

These different surge arrester technologies were and are, respectively, covered by the following standards of the IEC 60099 series:

- SiC surge arresters with internal series gaps, porcelain-housed: IEC 60099-1 (withdrawn 2013);
- MO surge arresters without gaps, all housing technologies: IEC 60099-4;
- MO distribution surge arresters of 52 kV rated voltage or less, with internal series gaps, porcelain or polymer-housed: IEC 60099-6;

- externally gapped line arresters (EGLA) for application in distribution or transmission overhead lines, porcelain or polymer-housed: IEC 60099-8;
- Metal-oxide surge arresters without gaps for HVDC converter substations: IEC 60099-9.

SiC arresters are still in service in huge quantities, but are not available on the market any more. This application guide will address MO surge arresters only. However, in Annex J some aspects of SiC gapped arresters are discussed.

The majority of newly installed surge arresters today are MO surge arresters without gaps. In distribution applications, polymeric housings are predominant. In transmission systems, porcelain housings are still common, but polymeric housings have an increasing market share.

The active part of a gapless MO surge arrester consists of a column of stacked MO resistor elements, mechanically supported by different kinds of structures. MO resistors exhibit a characteristic that is approximated by the equation $I = k \times U^\alpha$, where α is the coefficient of non-linearity, having a value dependent upon the material and on the actual region of the voltage-current ($U-I$) characteristic. It can take values from 5 to 50. MO resistor elements for surge arrester applications are usually of cylindrical shape, with diameters in the range from about 20 mm to about 110 mm and heights of up to about 45 mm. Several MO resistor columns may be connected in parallel within one housing in order to increase energy handling capability (by an increased volume and thus heat capacity) or to reduce the protective level (by a decreased current density at a given current impulse level).

Most of all surge arresters are outdoor types for air insulated substations (AIS), whereas GIS surge arresters are limited to protect gas insulated substations or parts of them.

Traditionally, arresters have mainly protected substation equipment such as power transformers, instrument transformers or in some cases circuit breakers of incoming lines. A comparatively new application (with an exceptionally long tradition in Japan, however) are line arresters, which prevent insulator flashovers caused by lightning strikes to unshielded lines or to shielded lines after shielding failures, or due to high footing impedances in case of strikes to the shield wire or pole/tower (back flashovers). Further applications have become possible by the high energy handling capability of modern MO surge arresters, which can easily be extended by parallel connections of many (sometimes more than one hundred) individual MO resistor columns. Special designs are compatible to cable plug systems and can thus simply be integrated in existing distribution switchgear, and others are directly installed in transformer tanks and operated under oil.

5.2.2 Metal-oxide arresters without gaps according to IEC 60099-4

5.2.2.1 Different types and designs

IEC 60099-4 covers the following types of MO surge arresters without gaps:

- porcelain-housed arresters;
- polymer-housed arresters;
- gas-insulated metal enclosed arresters (GIS arresters);
- separable and deadfront arresters;
- liquid immersed arresters.

These different types of arresters are explained in 5.2.2.2, 5.2.2.3, 5.2.2.4, 5.2.2.5 and 5.2.2.6.

5.2.2.2 Porcelain-housed arresters

The gap between the active part of stacked MO resistors and inner wall of the housing may be completely or partly filled with gas or by a solid or semi-solid material (e.g. silicone rubber). The surrounding gas in these arresters typically is nitrogen or (synthetic) air. If other gases, e.g. SF₆, are used it should be checked that all relevant tests as per IEC 60099-4 are made with the

actual filling medium in the arresters and that possible leakage is considered. This is in particular important for the short-circuit test since the type of gas probably has a significant effect on the performance of the arrester under short-circuit. To perform the test with air or nitrogen inside the arrester is therefore not representative if other gases are used.

Usually pressure relief devices are provided which ensure that the housing will not fail violently after puncture or flashover of the active part due to energetic overload. It must be noted, however, that designs without pressure relief devices do exist on the market, and special care about safety considerations has then to be taken by the user.

The porcelain housing protects the active part from the environment. The housing shall fulfil many different requirements with regard to

- mechanical strength,
- flashover distance,
- creepage distance,
- performance under polluted conditions,
- sealing against moisture ingress,
- pressure relief under overload conditions.

For surge arrester housings in general (i.e. not limited to porcelain), the requirements on dielectric strength are different from those of all other equipment in electrical power systems. Note that the standard insulation levels of the insulation coordination standard IEC 60071-1:2010 (Tables 2 and 3) are not relevant, but lower values shall be applied instead as an arrester housing represents the best protected insulation in a power system. In order to avoid any flashover under impulse residual voltage stress during arrester operation, the minimum requirements for surge arrester housings, according to IEC 60099-4, are (abbreviations in line with IEC 60071):

- LIWV = 1,3 times the lightning impulse protection level (U_{pl}) of the arrester
- SIWV = $1,1 \times e^{m \times 1\,000/8\,150}$ times the switching impulse protection level (U_{ps}) of the arrester for substation class arresters for use in systems of $U_s > 245$ kV, where $m = 1$ in case of $245 \text{ kV} < U_s \leq 800 \text{ kV}$, and in case of $U_s > 800 \text{ kV}$ m is taken from IEC 60071-2:1996, Figure 9, phase-to-earth insulation, with the value on the abscissa being 1,1 times the switching impulse protection level (U_{ps}) of the arrester
- PFWV (peak value) = 1,06 times the switching impulse protection level (U_{ps}) of the arrester for substation class arresters for use in systems of $U_s \leq 245$ kV
- PFWV (peak value) = 0,88 times the lightning impulse protection level (U_{pl}) of the arrester for distribution class arresters.

The applied factors take into account increased residual voltages for discharge currents higher than the nominal values and atmospheric correction for altitude of erection of 1 000 m above sea level (which means that an altitude correction for altitudes up to 1 000 m is always included, and only for higher altitudes of installation further corrections have to be applied as defined by IEC 60071-2).

The following example explains the different withstand voltage requirements:

Highest voltage for equipment $U_m = 420$ kV

- required LIWV for equipment other than surge arrester housings (IEC 60071:2006, Table 3):
LIWV = 1 425 kV
- required SIWV for equipment other than surge arrester housings (IEC 60071:2006, Table 3):
SIWV = 1 050 kV

Typical arrester lightning impulse protection level $U_{pl} = 825$ kV

Typical arrester switching impulse protection level $U_{ps} = 700$ kV

- required LIWV for surge arrester housing: $LIWV = 1,3 \times 825$ kV = 1 073 kV
- required SIWV for surge arrester housing: $SIWV = 1,24 \times 700$ kV = 868 kV

Often users are not aware of this special situation for surge arresters and would require the standard values of IEC 60071-1:2010 (Tables 2 and 3). This leads to unnecessarily tall arrester housings, which is not only a problem of geometrical dimensions but also results in an adverse axial voltage distribution and possibly in a more critical performance under polluted conditions. There may be special situations, such as extreme environmental conditions, that require higher impulse withstand ratings, but in general only the requirements of IEC 60099-4 should be applied.

For arresters the sealing system is critical, and this is not only the case for porcelain-housed arresters. Moisture ingress on porcelain-housed arresters is one of the main reasons – if not the only one – for a limited lifetime of MO surge arresters. It should be noted that the electrical aging of the MO resistor elements, i.e. a non-reversible change of the voltage-current-characteristic in the leakage current range, plays only a minor role with respect to surge arrester lifetime and is not a consideration, if verified in accordance with IEC 60099-4.

Limit of unit length is not only given by mechanical and electrical reasons but also for manufacturing or transportation reasons. Therefore, the length of a single arrester unit usually is limited to less than two meters. Arresters for system voltages higher than 245 kV usually comprise more than one unit in series. Beginning from a length of about 1,5 m to 2 m, external grading rings may be applied, which serve for controlling the uneven axial voltage distribution caused by stray capacitances to earth. Though these rings are often considered as undesirable from a substation layout perspective they shall not be omitted during installation, because the arrester might then fail within short time by a thermal runaway (i.e. electrical power losses exceed thermal heat dissipation capability).

5.2.2.3 Polymer-housed arresters

Polymer-housed arresters appeared on the market in the mid-1980s (distribution) and late 1980s (transmission). In distribution, they represent state of the art today and porcelain-housed distribution arresters are hardly available these days. In transmission, the market share of polymer-housed arresters is smaller, but with increasing tendency. A variety of different designs has been developed especially for distribution arresters, but all existing designs can be assigned to one of only few basic design principles that are listed below [49]. It should be noted that, from a mechanical point of view, IEC 60099-4 considers any design of an arrester that uses a pure epoxy-resin housing as a porcelain-housed arrester, because epoxy resin is a brittle material and will, without doubt, mechanically behave like a porcelain housing.

"Tube design": This is an arrester using a housing with an intended included gas volume (similar to a porcelain housing). It must consequently have a sealing and a pressure relief system. The housing is usually a non-ceramic composite housing, formed e.g. from a tube of fibre glass reinforced plastic (FRP), covered by outer weather sheds. The outer weather sheds may be directly moulded to the tube or applied as individual parts in different possible processes. The internal design and surrounding medium in these arresters is normally similar to porcelain-housed arresters.

All other existing designs use housings, which are directly applied to the stack of MO resistor elements, without an intended gas volume included:

"Wrapped design": The mechanically supporting part of the housing is formed by a wrapped FRP structure. This may be implemented by epoxy resin soaked glass rovings or pre-impregnated mats or bands that are wound around the MO resistor stack and then cured in an oven. The resulting tube, surrounding the varistor stack, may be completely closed (sometimes with prepared weakened areas that support opening of the housing under overload conditions) or have some open "windows". The wrap may also consist of a prefabricated FRP tube, which

is pushed over the stack of MO resistor elements, and where the gap between MO resistors and FRP tube is then filled by some elastic material.

"Cage design": The stack of MO resistor elements is clamped by FRP loops or rods or bands. The MO resistor elements themselves thus act as part of the mechanically supporting structure, and the FRP elements form an open cage. Additional bands may be wound around this cage of FRP elements in order to increase mechanical strength and to improve short-circuit performance. The outer weather sheds have to be directly moulded to the modules, usually making use of silicone rubber.

Though this classification has turned out to be quite practical, another classification with a different background has been adopted by IEC 60099-4, in order to classify designs with regard to different procedures in the short-circuit tests. During short-circuit testing, it makes a difference if the "pressure relief" behaviour of a closed housing with included gas volume shall be verified, or the short-circuit performance of a housing directly attached to the MO resistor stack. These two basic design principles require different approaches in testing. For instance, in order to reflect worst case conditions, in the first case an internal arc has to be initiated by melting a fuse wire located in parallel to the varistor stack and thus representing an internal flashover. In the latter case only energetic overloading (by application of excess voltage) of the arrester will result in a representative failure scenario, as it may not be excluded that individual failed MO resistor elements will break and thus mechanically damage the housing. Therefore, the following has been introduced to IEC 60099-4 with regard to short-circuit performance:

"Design A" arresters have a design, in which a gas channel runs along the entire length of the arrester unit and fills $\geq 50\%$ of the internal volume not occupied by the internal active parts.

"Design B" arresters are of a solid design with no enclosed volume of gas or having an internal gas volume filling $< 50\%$ of the internal volume not occupied by the internal active parts.

Notes in IEC 60099-4 give further explanation:

"Typically, 'Design A' arresters are porcelain-housed arresters, or polymer-housed arresters with a composite hollow insulator which are equipped either with pressure relief devices, or with prefabricated weak spots in the composite housing which burst or flip open at a specified pressure, thereby decreasing the internal pressure."

"Typically, 'Design B' arresters do not have any pressure relief device and are of a solid type with no enclosed volume of gas. If the resistors fail electrically, an arc is established within the arrester. This arc causes heavy evaporation and possibly burning of the housing and/or internal material. These arresters' short-circuit performance is determined by their ability to control the cracking or tearing open of the housing due to the arc effects, thereby avoiding a violent shattering."

In other words, "Design A" defines an arrester where the probability of a failure initiated in the gas volume is much higher than in the solid material, and "Design B" defines a design with a higher probability of failure initiated in the solid material. This classification is optimized with regard to test requirements. Many cases will still remain where a differentiation between both designs will be problematical, but it is not possible to differentiate in detail between the different makes of actual arresters on the market. Thus both classifications cited above may co-exist.

The outer part of a polymeric housing, which is exposed to the environment, may be made from different kinds of materials, such as EPDM (ethylene-propylene-diene-monomer), EVA (ethylene-vinyl-acetate) or SIR (silicone rubber), the latter subdivided into RTV (room temperature vulcanizing), HTV (high temperature vulcanizing) and LSR (liquid silicone rubber). These are only generic names, and many sub-variants exist. In most cases, these polymeric materials are doped by chemicals or filled by fillers such as ATH (aluminium tri-hydrate) in order to provide sufficient resistance to environmental impact. Most important characteristics are hydrophobicity (the ability to repel water) and its dynamic behaviour (temporary loss under long-lasting humidification and recovery in following drying periods), and tracking and erosion

resistance. It is therefore important and required in IEC 60099-4 that all polymer-housed arresters without gaps are exposed to a weather aging test as part of the type tests.

The performance of the sealing system of a polymer-housed arrester without included gas volume is tested by a water immersion test (boiling for 42 hours).

When applying polymer-housed arresters the user should be aware that, different from porcelain-housed arresters, even designs of extremely high mechanical strength may be deflected under mechanical cantilever loads. This has to be considered in the substation layout, e.g. in case of extremely low clearances to neighbouring equipment.

One different variant of polymer-housed arresters are series-parallel connected designs [48]. These are made up e.g. from distribution system modules, connected in series to meet the required voltage rating and in parallel to meet energy handling and protection level requirements. IEC 60099-4 is not well-prepared to cover all particular aspects of this design (e.g. with regard to short-circuit and mechanical testing), and the user must therefore be aware that the performance of the completely assembled device may deviate from the performance verified in type tests on the individual modules only.

5.2.2.4 Gas-insulated metal enclosed arresters (GIS arresters)

Gas-insulated metal enclosed arresters (GIS arresters) are arresters, which can be directly connected to a GIS. Their metal enclosure is usually made from aluminium or steel. As the interfaces of the gas compartments are manufacturer specific and not standardized, the same applies to the GIS arresters. Therefore, GIS manufacturers usually have their own GIS arrester designs. But with the help of adaptor flanges it is basically possible, though not very common, to connect any GIS arrester to any GIS on the market.

GIS arrester designs may first of all be distinguished by the number of phases in one common metal enclosure. For system voltages 170 kV and below, three-phase designs are common. For higher system voltages, one-phase designs are usually applied.

GIS arresters more than AIS arresters are exposed to the strong influence of earth capacitances affecting the MO resistor column and leading to an extremely non-uniform voltage distribution along the active part if no countermeasures are taken. The internal voltage grading system is therefore more complex than the grading ring system of AIS arresters. Furthermore, for system voltages above 170 kV the internal design of the active part is a mechanically staggered three-column arrangement but electrically a one-column design, the purpose being to reduce the geometrical length of the stack (Figure 1). Insulating plates of extremely high electric strength have to be applied in order to insulate the layers of MO resistors from each other. These arresters require special dielectric withstand tests in 11.8.2 of IEC 60099-4:2014.

Recent developments have been that, even for EHV systems, arresters of mechanical and electrical single column design are used, which make use of high voltage gradient MO resistors (i.e. MO resistors of more "volts per millimetre length"), and UHV arresters with extremely low protection levels by connecting four MO resistor columns electrically in parallel, leading to a staggered active part of twelve parallel MO columns.

In general, the requirements on insulation strength are quite similar to those for AIS arresters ($LIWV = 1,3 \text{ times } U_{pl}$, $SIWV = 1,25 \text{ times } U_{ps}$, $PFWV = 1,06 \text{ times } U_{ps}$) though there is no need for any atmospheric correction: the gas density inside the enclosure remains always the same as long as there is no gas leakage. This is justified by a demand for higher safety margins, because a dielectric failure of a GIS would have much more severe consequences (power arc inside the metal enclosure). For three-phase designs, also phase-to-phase withstand voltages are important.

The coaxial cylinder configuration is the reason for a much lower self-inductance of a GIS arrester compared to an AIS arrester. Typically, for GIS arresters a value of $0,3 \mu\text{H/m}$ length is assumed, while the value for AIS arresters is $1 \mu\text{H/m}$ (see also Annex C). Therefore, the

protection level of a GIS arrester under steep current impulse stress is lower than that of a comparable AIS arrester.

If a GIS arrester uses metal enclosures that have been tested according to IEC 62271-200 or IEC 62271-203 and if it has no additional internal pressure relief system, no short-circuit test needs to be performed during type tests. Otherwise, the internal pressure relief system shall be tested in a short-circuit test.

Special care shall be taken during commissioning tests on GIS if they include GIS arresters. Arresters cannot withstand the required power-frequency withstand voltage levels of the required dielectric tests. Most of the failures reported on GIS arresters occurred during commissioning testing. GIS arresters shall be removed during these tests, or the integrated disconnectors, which are incorporated in some arrester designs, shall be opened [50][51][52].

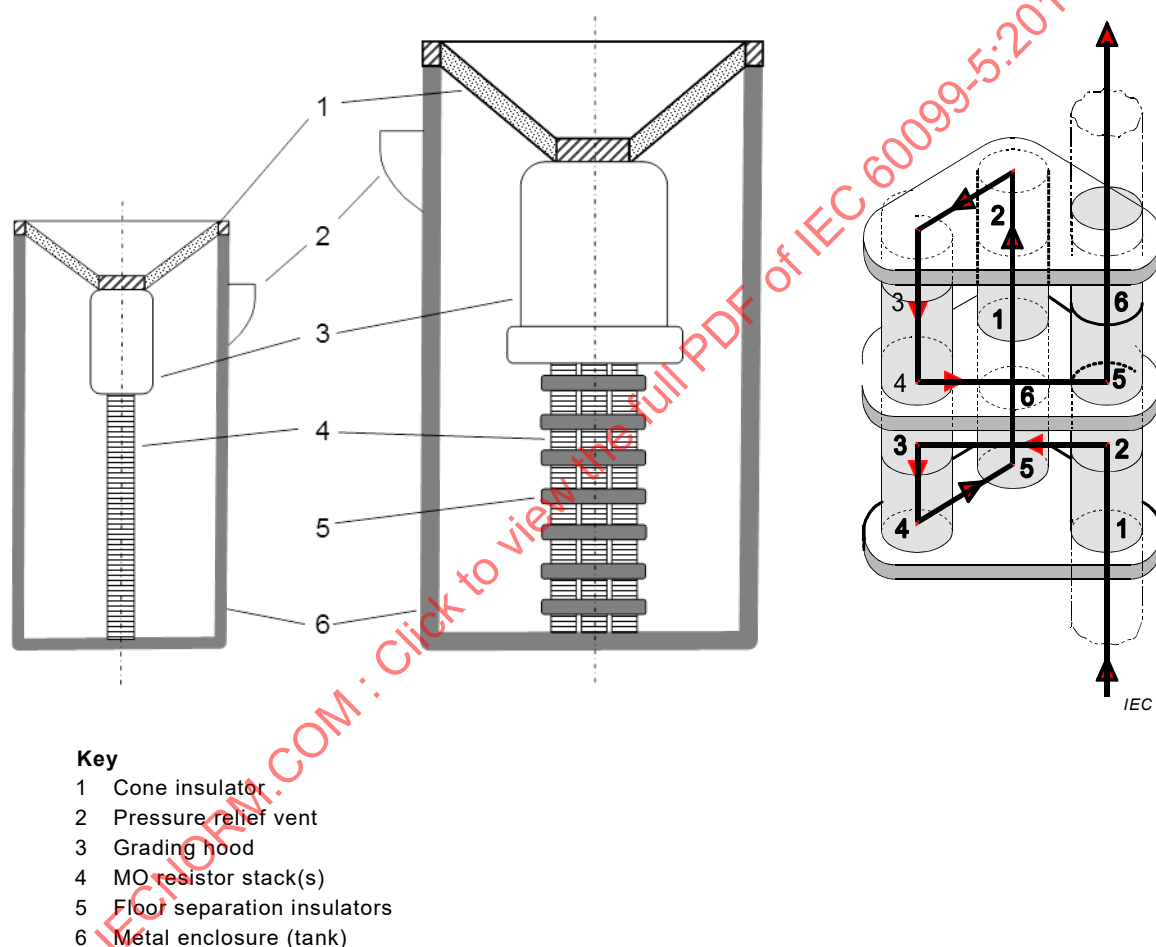


Figure 1 – Example of GIS arresters of three mechanical/one electrical column (middle) and one column (left) design and current path of the three mechanical/one electrical column design (right)

5.2.2.5 Separable and deadfront arresters

Separable and deadfront arresters are two different designs of arresters, which have in common that they are not fixed installations and permanently connected to the system by fixed conductors but can be installed and removed by sliding contacts and plugs, respectively. Usually, they are intended for installation in enclosures, such as distribution switchgear, but also outdoor applications are used. Some basic differences exist between separable and deadfront arresters.

Separable arresters may be manufactured in either insulated (polymeric) or screened (metallic or electrically conducting polymeric) housings. In all cases, they are dead-break arresters,

which means that the power system shall be de-energized before the arrester may be connected or removed. The use of separable arresters is common in Europe.

Deadfront arresters, sometimes called elbow arresters and common in the USA, always have shielded housings, as shown in Figure 2. They are usually installed in underground and pad mounted distribution equipment and circuits, and they are often of the load-break type, i.e. they can be installed and removed under voltage.

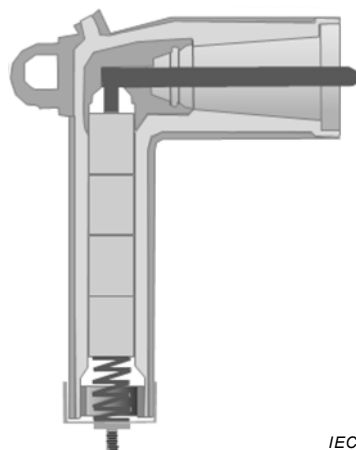


Figure 2 – Typical deadfront arrester

The requirements on insulation withstand are different from those of standard AIS arresters, and they are different for designs with insulating or shielded/screened housings. The requirements arise from those of IEC 60071-1 and IEC 60694 in case of unscreened separable arresters and from IEEE C62.11 in case of screened separable and dead-front arresters (see 12.8.2 of IEC 60099-4:2014).

Further requirements different from those on standard AIS arresters apply for the short-circuit behaviour and related test conditions and evaluation. The user should be aware that separable and dead-front arresters may in case of overload eject arrester parts through the body of the housing by release of a bottom cap or through other parts specifically designed for this purpose. The method of installation should take this possibility into account.

5.2.2.6 Liquid immersed arresters

Although IEC 60099-4 addresses arresters in insulation liquids in general, the only implemented solutions are arresters under oil, which are installed directly in the transformer tank in close proximity to the winding to be protected. They have been applied in huge quantities in the USA since 1980 and in Japan since 1985. In other parts of the world this technology has not generally been accepted and adopted.

Only arresters, which directly protect the transformer windings and which are therefore permanently stressed by the operating voltage, are covered by IEC 60099-4, but not, for example, MO resistor elements that protect tap changers.

Advantages of liquid immersed arresters are an optimized protective performance as the arrester is installed as close as possible to the winding, thus avoiding separation effects due to travelling wave phenomena, and the perfect protection of the arrester from the environment.

One problem that has to be solved is the operation under hot oil. For this reason, the accelerated aging test (part of the operating duty test) has to be performed for 7 000 hours (this time may be reduced to not less than 2 000 hours after agreement between manufacturer and user), which however does not give the same confidence on lifetime prediction as a 1 000 hours

test on MO resistor elements for standard applications (see Annex E of IEC 60099-4:2014 for further explanation).

Another issue is short-circuit performance. Liquid-immersed arresters may be designed as either “fail-open” or “fail-short”, but it has to be realized that a fail-open design arrester will not always fail in an open-circuit mode for fault currents below its fail-open rating, and that a fail-short design arrester will not always fail in a short-circuit mode for actual fault currents above its fail-short rating. Also, the term “fail-open” should not be taken as implying that the arrester will break the circuit. It only means that, after other devices have cleared the fault, a fail-open arrester allows re-energization of the protected equipment with of course no overvoltage protection. The two basically different approaches of short-circuit behaviour require test procedures and evaluation criteria different from those of all other arrester designs (see 13.8.10 of IEC 60099-4:2014). [53][54]

5.2.2.7 Electrical and mechanical characteristic data

5.2.2.7.1 General

Basic electrical characteristics of metal-oxide surge arresters are the continuous operating voltage, the rated voltage, the nominal discharge current and the residual voltages at nominal discharge current, at switching impulse current and at steep front current. For given continuous operating and rated voltages, different types of arresters, and therefore different protection levels, exist. Further characteristics, which have to be considered are impulse and thermal energy handling capability rated short-circuit current and pollution withstand capability. Mechanical characteristic data are the specified long-term load and the specified short-term load.

With the publication of edition 3 of IEC 60099-4 in 2014 a transition was performed from the line discharge class system towards a purely charge and energy based classification system in terms of repetitive charge transfer rating and thermal energy or charge transfer rating. This application guide addresses these new approaches. However, Annex H of this application guide and Annex L of IEC 60099-4:2014 give information how to convert from the former line discharge classification to the new charge and energy classification. This may help users who have been familiar with the old system to adopt the new approaches.

5.2.2.7.2 Continuous operating voltage, U_c

The continuous operating voltage, U_c , is the maximum permissible value of a sinusoidal power-frequency voltage, which may be continuously applied between the arrester terminals, and is normally $(1.05 \times \text{system voltage}/\sqrt{3})$ in solidly earthed neutral systems. This is the recommended minimum value of U_c . Higher values may be adopted (e.g. for achieving better operation stability in case of severe pollution conditions), but for the price of increased protection levels. In isolated, impedance earthed or compensated neutral systems the arresters' U_c should be at least the same as the highest system voltage, U_s .

5.2.2.7.3 Rated voltage, U_r

The rated voltage U_r is the power frequency voltage that is applied in the operating duty test for 10 s. It represents the minimum 10 s temporary overvoltage capability of the arrester after injection of rated thermal energy or charge. It is often used as a reference parameter to establish arrester characteristics.

Standard rated voltages are defined in steps of 1,3, 6, 12, 18, or 24 kV according to IEC 60099-4:2014. Other values may be accepted.

5.2.2.7.4 Nominal discharge current, I_n

The nominal discharge current I_n is used for the surge arrester classification. Four standard nominal discharge currents exist according to IEC 60099-4:2014, Table 1, with an increasing number indicating increased duties and requirements (2,5 kA, 5 kA, 10 kA, 20 kA). The nominal discharge current is the main parameter for the protective characteristics and the classification of the arrester. Its choice has also an impact on the whole procedure of insulation coordination, because the lightning impulse protection level (U_{pl}) of an arrester is specified as its residual voltage during discharge of a current equal to I_n .

5.2.2.7.5 Protective (or protection) levels, U_{pl} and U_{ps}

The lightning impulse protective level, LIPL (according to IEC 60071-1) or U_{pl} (according to IEC 60099-4) of an arrester is the maximum residual voltage at nominal discharge current. It is applicable to the protection of equipment from fast-front overvoltages.

The switching impulse protective level, SIPL or U_{ps} is the maximum residual voltage at the specified switching impulse currents. It is applicable to the protection of equipment from slow-front overvoltages.

For the protection performance of metal-oxide surge arresters for very-fast-front overvoltages the residual voltage is tested in the steep current impulse test.

5.2.2.7.6 Repetitive charge transfer rating, Q_{rs}

This characteristic quantity was introduced in IEC 60099-4:2014. It replaces, together with a second characteristic quantity (either W_{th} or Q_{th} , see 5.2.2.7.7), the line discharge class of an arrester, which had been in use so far. Charge has been chosen as a typical characteristic parameter for the purpose of better comparison between different makes of MO resistors. The repetitive charge transfer rating is related to a certain very low failure probability and is thus not a deterministic but a statistical value.

Repetitive charge transfer capability, given in C (Coulomb), is specified as an impulse current stress that can be withstood by the MO resistors of an arrester twenty times without mechanical or unacceptable electrical damage. One impulse current stress is considered to represent a charge transfer event that may occur under real system conditions. The charge, according to definition 3.51, may be accumulated in a single event or group of surges lasting for not more than 2 s, and which may be followed by a subsequent event at a time interval not shorter than 60 s.

An arrester shall be assigned a Q_{rs} value from a list given in 8.5.4 of IEC 60099-4:2014. Other requirements may apply for different types of arresters such as NGLA and EGLA.

5.2.2.7.7 Thermal energy rating, W_{th} , and thermal charge transfer rating, Q_{th}

These ratings were introduced in IEC 60099-4:2014. They replace, together with the repetitive charge transfer rating (Q_{rs} , see 5.2.2.7.6) the line discharge classes of substation class arresters, which had been in use so far, or are used to classify distribution class arresters, respectively.

A substation class arrester shall be assigned a W_{th} value from a list given in 8.7.3 of IEC 60099-4:2014. This value, given in kJ/kV of rated voltage, is used to specify the thermal energy handling capability of substation class arresters. It is the (specific) energy that has to be injected by any number of individual current impulses within a period of three minutes in the operating duty test.

A distribution class arrester shall be assigned a Q_{th} value from Table 5 in 8.7.3 of IEC 60099-4:2014. This value given in C, is used to specify the charge that can be transferred by a distribution class arrester without becoming thermally unstable at U_c . It is the charge, which has to be transferred during the operating duty test in the form of two 8/20 lightning current impulses.

5.2.2.7.8 Rated short-circuit current, I_s

The rated short-circuit current I_s is an internal fault current after failure of the arrester's active part, which the arrester is able to withstand for 200 ms without violent shattering of the housing and risk of maintaining fire. In the short-circuit type test, also the short-circuit performance at lower currents, approximately 50 % and 25 % of the rated short-circuit current, as well as at a current of only 600 A for one second has to be verified. The reason for testing also at lower currents is that due to the design lower currents may be more critical. This is in particular the case for long units of porcelain-housed arresters.

Since publication of IEC 60099-4:2014 it is required that every arrester shall have a short-circuit rating. Only for applications with expected short-circuit currents below 1 kA the rated value "zero" may be claimed. In this case "0" shall be indicated on the name plate, but the arrester must still pass a short-circuit test. In this case amplitude and duration shall be agreed between user and manufacturer.

Users should be aware that short-circuit testing according to IEC 60099-4:2014 does not address the ability of a failed arrester to withstand subsequent reclosing events.

5.2.2.7.9 Pollution withstand characteristics

The pollution withstand capability of an arrester concerns three aspects:

- a) The arrester housing has to withstand the pollution stresses without flashover. This can be verified according to IEC 60507 or is assured by a design according to the IEC 60815 series.
- b) The arrester has to withstand the possible temperature increase due to the transient changes in voltage distribution caused by the pollution activity on the surface of the housing. Consideration should be given to the pollution level and the frequency and amplitude of overvoltages caused by faults and reclosing operations during polluted conditions. A test procedure for multi-unit porcelain-housed arresters is given in Annex C of IEC 60099-4:2014. For polymer-housed arresters, no similar test procedure has been specified so far.
- c) The arrester has to withstand internal partial discharges from high radial fields caused by disturbed voltage grading on the housing due to pollution, without damage to the MO resistor elements or to the internal mounting elements. No related test procedure exists so far [42].

5.2.2.7.10 Resistance of polymeric housings to environmental impact

For arresters with polymeric housings the long term performance and resistance to environmental impact, such as light pollution, rain, electrical surface discharges have to be demonstrated in a "weather aging test". This test is a 1 000 hours salt fog test with permanent exposure to salt fog of a given salt mass concentration under applied continuous operating voltage. As a fundamental requirement, the longest electrical unit of the design has to be tested in order to also demonstrate that there is no impact from the radial field stress (puncture of the housing, effects of internal partial discharges) that may be imposed by the permanently changing potential distribution on the housing.

Resistance against solar UV radiation stress is verified by a separate material test.

5.2.2.7.11 Specified long-term load, SLL

The specified long-term load SLL is a force perpendicular to the longitudinal axis of an arrester, allowed to be continuously applied during service without causing any mechanical damage to the arrester. It can be given in terms of force (in N) or bending moment (in Nm), where in the

latter case the related force can be calculated by dividing the bending moment value with the arrester length (in m). For high-voltage polymer-housed arresters, the SLL is verified by a cyclic load test, followed by evaluation tests that include a leakage seal test (water immersion test) against moisture ingress. Short arresters, i.e. arresters for system voltages not exceeding 52 kV, do not need to be type tested in a cyclic manner but by a simple bending test. The same applies to porcelain-housed arresters in general, where due to the fact that they are not deflected under mechanical loads a simple bending test is considered sufficient as well.

5.2.2.7.12 Specified short-term load, SSL

The specified short-term load SSL is the greatest force perpendicular to the longitudinal axis of an arrester, allowed to be applied during service for short periods and for relatively rare events (for example, short-circuit current loads or extreme wind gusts) without causing any mechanical damage to the arrester. As for the SLL, it is given in terms of force (in N) or bending moment (in Nm). The SSL is a load that the arrester could be subjected to even after many years in service, which is taken into consideration by the related type test procedure (the SSL test follows the SLL test). It is important to note that SSL does not cover any seismic loads, which may require much higher SSL values than usually applied for normal service conditions, and which therefore needs special consideration by tests according to IEC TR 62271-300.

5.2.3 Metal-oxide surge arresters with internal series gaps according to IEC 60099-6

5.2.3.1 General

This standard is limited to MO surge arresters with internal series spark gaps designed to limit voltage surges in AC distribution systems (rated voltages 52 kV and below), housed in either porcelain or polymeric housings.

5.2.3.2 Different types and designs

IEC 60099-6:2002 covers series gapped MO surge arresters. The internal series gap design (see Figure 3) has been in use since the late 1970s in Japan and USA. It combines the characteristics of the oldest arrester design component, a series gap, with the latest arrester design component, a MO resistor stack [18]. The MO resistor stack is similar to a standard MO arrester and has got roughly the same characteristics. The gap is generally an air gap in series with the varistor stack and sometimes in parallel with grading elements or another MO resistor part. The gap section may be a single unit, or several units. This is the same for the MO resistor part, it may be a single MO resistor element or a plurality of such elements.

Each component of the series gapped MO arrester is significantly different from the earlier gapped SiC arresters. In the earlier generation SiC arrester designs, the gap section functioned as the switch that turned on at the moment of the surge, and turned off when the voltage across the gap was near zero. The gap was used for both turning the arrester on and turning it off in a sense. The gap of the series gapped MO arrester is used only for initiating an operation, but not for ending it. The MO resistor part has assumed the function of ending the surge operation of this design. Due to the extreme nonlinear characteristic of the MO element there is no follow current through the arrester and gaps, as there was with the silicon carbide gapped arrester. The elimination of follow current also eliminates the degradation of the gaps.

Because the internal gap withstands most of the voltage across the arrester (if not all), the MO portion of the arrester can contain fewer MO resistor elements than an ungapped arrester. The MO resistor element voltage needs only be high enough to fulfil its function to switch off the arrester after the surge has passed. This means the turn on voltage of the arrester can be just a few percent above the system voltage that will be applied to it during a surge. A lower reference voltage translates directly into fewer MO resistor elements or at least less MO material.

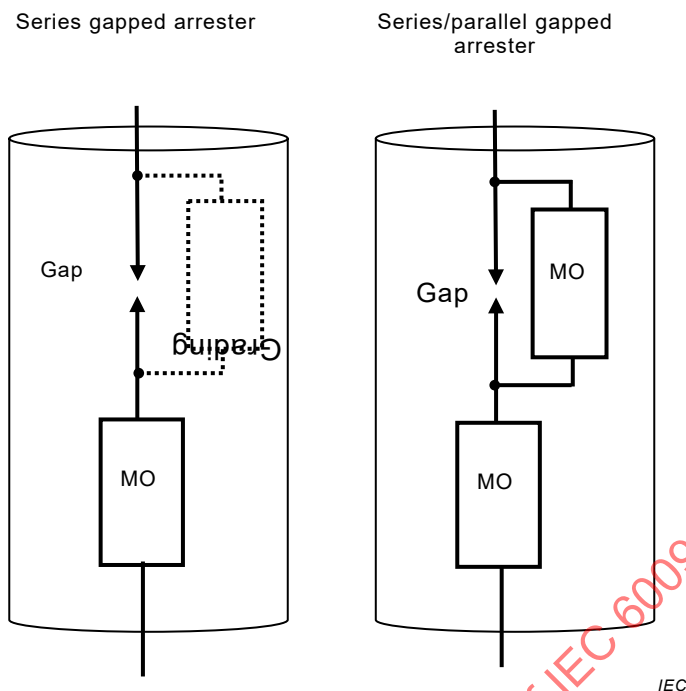


Figure 3 – Internally gapped metal-oxide surge arrester designs

5.2.3.3 Electrical and mechanical characteristic data

5.2.3.3.1 Rated voltage and continuous operating voltage

Unless otherwise stated by the manufacturer, the rated voltage (U_r) of arresters tested and designed according to IEC 60099-6 is derived by the same means as U_r for arresters tested and designed according to IEC 60099-4. The continuous operating voltage (U_c) is also derived by the same means and can be considered identical in definition and usage as an MO arrester without gaps as designed and tested per IEC 60099-4.

5.2.3.3.2 Arrester class and energy handling requirements

Arresters covered in IEC 60099-6:2002 are of LD class 1 only (according to the former definition in IEC 60099-4, up to Edition 2.2 (2009), after which the line discharge class system was replaced by other approaches). The energy absorbed by this arrester is generally lower than that of an arrester without gaps in the same application because generally there are fewer MO resistor elements in a comparably rated gapped arrester. But charge transfer and current carrying capabilities of this arrester are similar to the gapless arrester. However, the test procedures are still in accordance with 60099-4:2009. A new revision of 60099-6, which is currently under work, will refer to the new requirements and test procedures of 60099-4:2014.

5.2.3.3.3 Insulation coordination considerations

The protective characteristics of arresters designed and tested according to IEC 60099-6 are as follows:

- residual voltage for steep current impulse and front-of-wave sparkover according to 7.3.2 and 7.3.6.2 of IEC 60099-6:2002;
- residual voltage versus discharge current characteristic for lightning impulses and the 1,2/50 impulse sparkover according to 7.3.3 and 7.3.7.2 of IEC 60099-6:2002;
- residual voltage for switching impulse and the switching impulse sparkover according to 7.3.4 and 7.3.8.2 of IEC 60099-6:2002.

In all cases, the higher of the two values is reported as the protective characteristic. This maximum value has to be used in the insulation coordination procedure. The insulation coordination must also take into account a larger spread in the protection level for this type of arresters, due to the sparkover characteristic of the gaps.

5.2.3.3.4 Temporary overvoltage considerations

The temporary overvoltage (TOV) characteristics of arresters designed and tested per IEC 60099-6 can be considered in the same manner as arresters designed and tested per IEC 60099-4.

5.2.4 Externally gapped line arresters (EGLA) according to IEC 60099-8

5.2.4.1 Different types and designs

The purpose of most line surge arresters (LSA) is to prevent insulator flashovers due to direct lightning strikes to the conductor of an unshielded line, by a shielding failure of a shielded line or due to back flashovers [15][58][62]. Main distinguishing features of line arresters, which are in all cases MO arresters today, are

- gapped or gapless;
- porcelain-housed or polymer-housed;
- for distribution or for transmission line application;
- for lightning and/or for switching overvoltage protection

Non gapped line arresters (NGLA) are tested according to IEC 60099-4, while the externally gapped line arresters (EGLA) are tested according IEC 60099-8. An EGLA consists of a series varistor unit (SVU) and an external series gap, as shown in Figure 4, where one electrode is installed on one end of the SVU and the other electrode is fixed to the line insulator. Another solution is to attach the electrodes of the EGLA's external gap across an insulator in series with the SVU, but this design is not covered by IEC 60099-8.

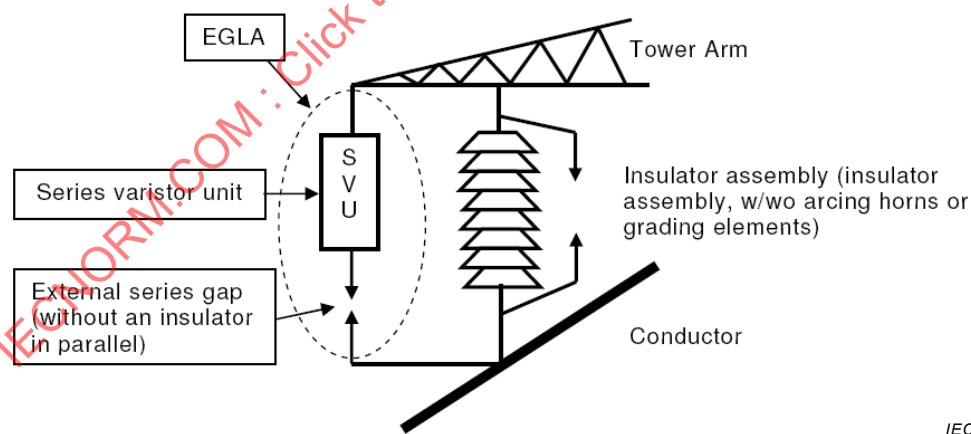


Figure 4 – Components of an EGLA acc. to IEC 60099-8

5.2.4.2 Electrical and mechanical characteristic data

5.2.4.2.1 General

EGLA protect only against the impact of lightning overvoltages, therefore, the following issues relevant to gapless substation arresters or line arresters against the effects of switching overvoltages are not relevant for EGLA:

- residual voltage at switching impulse current;
- thermal stability;

- long duration current impulse withstand duty;
- power-frequency voltage vs. time characteristics;
- ageing duties by power-frequency voltage.

EGLA do not have operating duties for slow-front surges and power-frequency overvoltages. Therefore, they need not and cannot be classified by energy handling characteristics. The classification is exclusively based on the nominal discharge current and the high-current impulse withstand capability. As there is a long tradition in EGLA application in Japan, IEC 60099-8 includes two classification systems: Series "X" (ranging from "X1" to "X4") and Series "Y" (ranging from "Y1" to "Y4") arresters. The first should preferably be used for new applications, the latter takes the Japanese practice into consideration. As a particularity, for the "Y" series both the nominal discharge current and the high current impulse have a current shape 2/20, which is calculated as a typical shielding failure current in shielded transmission lines and has been agreed as a common practice in Japan.

The basic electrical characteristics of EGLA are the rated voltage, the class (X or Y, which includes the nominal discharge current and the high current impulse withstand), the lightning discharge capability, the coordination between the insulator withstand and the EGLA protective level, the follow current interruption capability under polluted conditions and the rated short-circuit current.

The mechanical characteristic data are subject to agreement between manufacturer and purchaser. As a minimum requirement, the EGLA must be able to withstand the vibration loads expected in service. Examples of such data are forces due to short-circuit current and line vibration.

The following sub clauses address the characteristics data of an EGLA.

5.2.4.2.2 Rated voltage, U_r

The rated voltage U_r is the maximum permissible r.m.s. value of power frequency voltage between the EGLA terminals, at which it is designed to operate correctly. It must therefore be higher than the maximum expected power-frequency temporary overvoltage expected in the intended installation. The rated voltage is also used as a reference parameter for the specification of operating and current interrupting characteristics.

5.2.4.2.3 EGLA class

EGLA are classified by a series name, which may be "X" or "Y". Within each series, there are subclasses "X1" to "X4" and "Y1" to "Y4", respectively. Each sub-class stands for a combination of the nominal discharge current and the high current impulse withstand. The classes are listed in Tables 1a and 1b of IEC 60099-8:2011.

5.2.4.2.4 Lightning discharge capability

The lightning discharge current was introduced especially to test line arresters and is also specified in Annex H of IEC 60099-4:2014. The current wave shape is approximately sinusoidal with a time duration of 200 to 230 μ s, which results in a current wave shape of about 90/200 μ s. Eighteen impulses have to be applied to each test sample (single MO resistor elements in still air) during the type test, making the test a durability test. The lightning discharge capability of the EGLA is specified by the charge transfer capability in C (this value must be shown on the EGLA nameplate).

5.2.4.2.5 Insulation withstand

An external series gap normally isolates SVU from the line and sparks over only when lightning overvoltages occur. Therefore, the external series gap shall withstand temporary overvoltages and slow-front overvoltages (earth-fault overvoltages, energization and re-energization overvoltages etc.) in the line and the SVU shall withstand its residual voltage when lightning

current flows after sparkover of the external series gap. The gap length shall be designed on condition that the SVU has failed and is shorted, and all of the overvoltages are applied across the external series gap.

5.2.4.2.6 Co-ordination between insulator withstand and EGLA protective level

The correct coordination between flashover characteristics of the insulator assembly, the sparkover voltage of the EGLA with front-of-wave and standard lightning impulses and the residual voltage of the EGLA at nominal discharge current has to be demonstrated either in a type test (with a "generic" gap assembly) or in an acceptance test (with the spark gap and insulator assembly specific for the intended application). Any sparkover operation for lightning impulse voltage must occur in the external series gap, without causing any flashover of the insulator assembly to be protected. Two different approaches for verification are allowed: the demonstration may be performed either as a type test, without the insulator assembly, or as an acceptance test including an insulator assembly of the shortest insulation distance of the intended application. In the first case, sparkover and residual voltages (including inductive voltage drops across the SVU, the gap and the connection leads) are determined and coordination with the insulator assembly is performed by statistical means. In the latter case, correct operation of the configuration (reliable sparkover of the gap, no flashover of the insulator assembly) comes out directly, and only safety margins are calculated by statistical means.

Switching impulse wet withstand tests and power frequency wet withstand tests must be performed with the SVU shortened to determine the minimum external gap length, for which no sparkover will occur in the EGLA, so that all switching overvoltage flashovers are across the line insulation.

5.2.4.2.7 Follow current interrupting performance under polluted conditions

The follow current interruption operation of the EGLA under wet and under polluted conditions is required to be demonstrated in a type test or acceptance test. In real service, no flashover of the SVU surface is allowed, and the follow current in the external series gap must be reliably interrupted.

IEC 60099-8 specifies two different approaches for a "follow current interrupting test", named "Test method A" and "Test method B". If the pollution severity on site is "Very heavy" according to the definition in IEC TS 60815-1, "Test method B" shall be applied. Otherwise, the choice of the test method is up to the manufacturer.

With "Test method A", the effect of pollution on the SVU external surface current is modelled by an additional linear resistor connected in parallel to the SVU, and the test is performed under clean and dry conditions. The parallel linear resistance is required to be selected such that the resulting follow current equals at least that through a solid pollution layer, having a conductivity according to the specified SDD level.

"Test method B" is a test under artificial pollution conditions.

For both methods, the test setup is energized at power-frequency voltage equal to the EGLA rated voltage, and then five sparkovers at each polarity are initiated by lightning impulse voltage application. The developing follow current is required to be interrupted within the first half cycle of the power-frequency during each of the ten operations, and no further sparkover shall occur in any subsequent half cycle.

5.2.4.2.8 Rated short-circuit current, I_s

In the type test, basically the short-circuit test procedure of IEC 60099-4 applies. It is up to the manufacturer if the test samples are mounted standing upright or hanging (according to the intended installation). It is noted – but not required – that special mechanical requirements after the test may apply, e.g. that the SVU remains mechanically intact and can be lifted and removed by its top end. A problem, also for other tests on EGLA, is that the spark gap and the SVU are

independent devices, and that the gap may be of many different designs for each individual application. Therefore, the gap is not included in the short-circuit test, but has to be tested elsewhere.

Short-circuit tests according to IEC 60099-8 allow arresters to fall apart as long as the pieces fall within specific areas below. This concession in the present standards should be noted carefully since many areas below transmission or distribution lines are open to the public.

Users should be aware that short-circuit testing according to IEC 60099-8 does not address the ability of a failed SVU of an EGLA to withstand subsequent reclosing events.

5.2.4.2.9 Mechanical performance

As for substation arresters, specified long-term load (SLL) and a specified short-term load (SSL) shall be specified. Besides the mechanical tests as per IEC 60099-4, an additional vibration test has been introduced to IEC 60099-8. The basic requirement is a number of one million oscillations of $1 \times g$ at the SVU's free end. It is also mentioned in a note that such a test should also be performed on the gap assembly.

5.2.5 Application considerations

5.2.5.1 General

An arrester, compared with other equipment in a substation, is essentially a simple device. In fact, there are not too many requirements to the user on transportation, storage and erection of an arrester. However, it should not be underestimated that an arrester with all its accessories such as grading and corona rings, flange covers or insulating base, contains semi-conducting, highly non-linear MO resistor elements, which are continuously connected to the line for the full arrester's lifetime. An arrester has been very carefully optimized by the manufacturer for a good compromise between stable operation under continuous operating voltage and environmental stresses on one hand and low protection levels and high energy handling capability on the other. This balance is easily disturbed if any accessories are omitted or assembled incorrectly. Therefore, it is essential to read and follow the manufacturer's installation and operation manuals.

The precautions specified by the manufacturer for transportation and storage should be strictly followed. In particular, porcelain-housed arresters are usually very sensitive to transportation stress, which often represents the highest mechanical stress during an arrester's lifetime. In most cases transportation and storage in upright position are specified.

For polymer-housed arresters it is particularly important to ensure a controlled climate during storage. Biological growth, e.g. of moss and fungi, on the housing may be initiated or supported if the arresters are stored in the wrapping enclosure as used for transportation. The manufacturer usually gives clear instructions if the transportation enclosure shall be removed for storage or not.

Grading rings or corona rings should not be omitted under any circumstances.

Insulation coordination and arrester selection are further discussed in Clause 6.

5.2.5.2 Connection leads

The national specifications and the requirements of the system user are in principle to be observed for the connections. The connecting lead cable and termination shall be adequately rated for the impulse duty associated with the rated short circuit current. The diameter of the connections shall be chosen in such a way that at least the short circuit current for the respective arrester (kA range for the given short circuit current duration of μs to s) does not lead to the melting or the tearing off of the connections. This applies to both the high voltage connections as well as the connections to the earth.

The cross-sectional area of the connecting leads is determined more by mechanical than by electrical requirements. It mainly has to fit to the overhead line conductor or the bus bar with regard to corona performance. Due to the very short time of discharge current flow, power or energy consumption in the conductor plays less a role here even though the currents may be high. The leads will see only a few mA of leakage current during steady state conditions. Any fixings shall also be capable of the mechanical duty necessary to meet the above, especially if used in an inverted or inclined from vertical applications.

5.2.5.3 Inductive voltage drops

5.2.5.3.1 Connection leads and arrester height

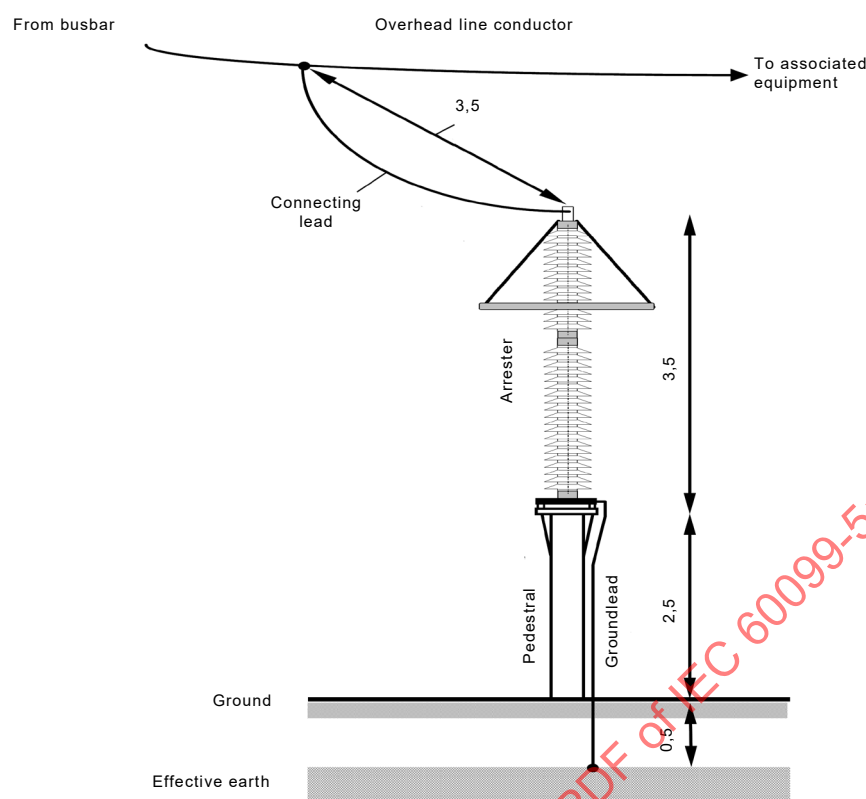
The inherent resistive and inductive impedance in the leads will increase the effective residual voltage seen by the equipment being protected. This issue is particularly sensitive for protection from fast-front overvoltages. Therefore it is important to keep these lead lengths short and free of inductive loops. As an example, a steepness of 5 kA/μs of a lightning current impulse can be expected. Under these conditions the inductive voltage drop shown in the arrangement of Figure 5 is:

$$U_i = L \times \frac{di}{dt} = 10 \mu\text{H} \times 5 \text{ kA}/\mu\text{s} = 50 \text{ kV} \quad (1)$$

This does not necessarily appear simultaneously at the peak value of the arrester residual voltage. However, this value of 50 kV demonstrates the order of magnitude of possible inductive voltage drops which can superimpose the arrester residual voltage (which is typically 800 kV to 850 kV for this example).

5.2.5.3.2 Separation distances

Due to their possible high rate-of-rise, travelling wave effects between arrester and equipment cannot be neglected for fast-front overvoltages (whereas they do not play a role for slow-front overvoltages within substations). Generally, fast-front overvoltages at the protected equipment are expected to be higher than the arrester residual voltage. The overvoltage at an open terminal or a terminal with a high surge impedance (such as a transformer terminal) will rise with two times the steepness of the original surge until, after two travelling times of the surge from the arrester to the apparatus terminal, the arrester will effectively reduce the voltage. A damped oscillation having an amplitude of up to two times the arrester's lightning impulse protective level U_{pl} and a cycle time of four times the travelling time from the arrester to the apparatus will be the result. The shorter the travelling distance is, the lower the amplitude of the resulting overvoltage. Therefore, it is always good practice to minimize distances between arrester and major equipment. Maximum protection distances are typically only a few meters in distribution systems and several ten meters in high voltage systems. Sometimes, it is possible to protect more than one apparatus with a single arrester installation provided that rates of rise can be limited as in the case where both the substation and overhead lines are adequately shielded.



IEC

Figure 5 – Typical arrangement of a 420 kV arrester

5.2.5.4 High-voltage substation arresters

5.2.5.4.1 Installation considerations

Multi-unit high-voltage arresters are usually delivered in individual units, which need to be assembled during erection on site. Again, it is important here to follow the manufacturer's mounting instructions. The units need to be assembled strictly in the correct order as they may have different voltage ratings and housing lengths. A wrong arrangement may cause external flashovers to the intermediate flanges or poor performance in polluted environment. If straps are used in order to lift the units care must be taken not to damage the insulating sheds in case of polymer-housed arresters. Some types of surge arresters (usually porcelain-housed or polymer-housed arresters of "tube design") require mounting of metallic top cover plates and intermediate plates between the individual units. If these plates are left out the short-circuit (pressure relief) performance of the complete arrester may be affected.

Beginning with a height of about 1,5 m to 2 m, MO surge arresters are equipped with grading rings. These rings serve for continuous operating voltage grading along the arrester axis. As a matter of course, these rings should not be omitted. It is also important that rings of exactly those dimensions as specified by the manufacturer are used. The number of rings, their diameter and the length of their supporting struts are carefully optimized with respect to voltage and temperature distribution within the arrester. Leaving out the grading rings or using such of wrong dimensions may lead to a complete failure of the arrester within short time.

Usually the highest stress due to uneven voltage distribution along the arrester, caused by earth capacitances, occurs when the arrester is erected directly on the ground. The delivered grading rings are dimensioned in order to handle this worst case situation. In addition, if the arrester is installed on top of a pedestal, which reduces the impact of earth capacitances, the grading rings must not be omitted or changed. For further details on this subject see IEC 60099-4:2014, Annex F.

In the case of an arrester with grading rings the manufacturer's declared minimum clearances to earthed or live parts measured from the outer circumference of the largest ring must be adhered to. If the grading rings constitute a problem with clearances no change of the configuration is permitted. The manufacturer should then be contacted in order to decide – for the particular application – if another configuration can be adopted.

At system voltages 550 kV and above, arresters are delivered with additional corona rings, which shall be mounted on top of the arrester in order to electrically shield the high-voltage terminal. They serve to limit corona effects and the radio interference voltage (RIV) level. It is important during assembly not to mix up grading rings and corona rings, which may largely differ in dimensions. Figure 6 shows examples of HV arresters equipped with grading and corona rings.

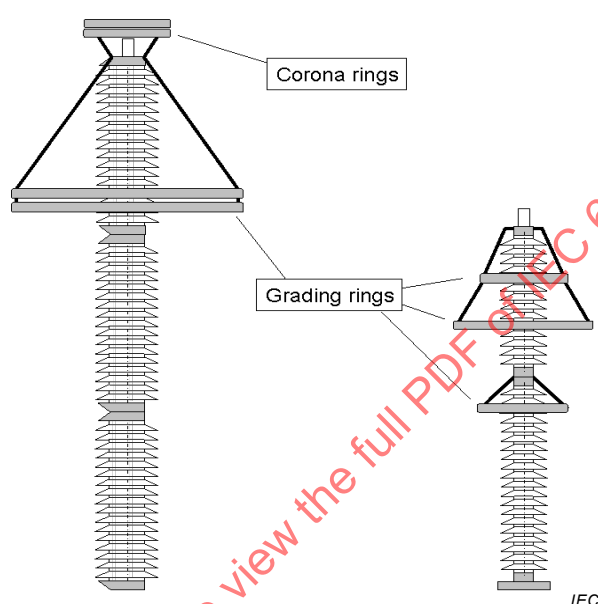


Figure 6 – Examples of UHV and HV arresters with grading and corona rings

The manufacturer also gives clear instructions on the possible mounting positions of the arrester (standing upright, suspended, inclined). In a suspended installation the orientation of the weather sheds shall not be changed, i.e. the upper surface of the sheds shall be directed upwards. Similar considerations with regard to orientation of the weather sheds apply for mounting the arrester at a certain angle (if this is allowed by the manufacturer).

When mounted suspended from an earthed structure the functions of arrester top and base are exchanged: the top flange is earthed, and the base acts as high-voltage terminal. In this case the grading rings must be connected to the base (i.e. the high-voltage terminal). If, however, the arrester is suspended from a line conductor, the top terminal is the high-voltage terminal, and the arrester is oriented as on a pedestal. Figure 7 gives examples for different kinds of installations. As aforementioned, the individual units of an arrester may have different voltage ratings and therefore have to be assembled in a predefined order from bottom to top, or, more precisely, from the earthed to the live end. In a suspended installation this order might thus be affected as the bottom flange represents the high-voltage terminal and the top flange is the earthed end. It should be carefully checked from the data sheet or the installation instruction if suspended installation is generally allowed or not, or whether it is allowed only if changes in the order of the individual units are applied. Usually, for that reason, intended installation other than standing upright should be specified at the time when the arrester is ordered. If there is any doubt during erection on site, the manufacturer should be contacted.

If the arrester is erected with an insulating base in order to allow connection of monitoring devices (such as counters or leakage current indicators) the insulating base must not be short-circuited in the new as well as in aged condition. This implies the need for occasional cleaning

during service life. Although a short-circuited or bypassed insulating base will not affect the arrester's function this may lead to a malfunction of the connected monitoring devices.

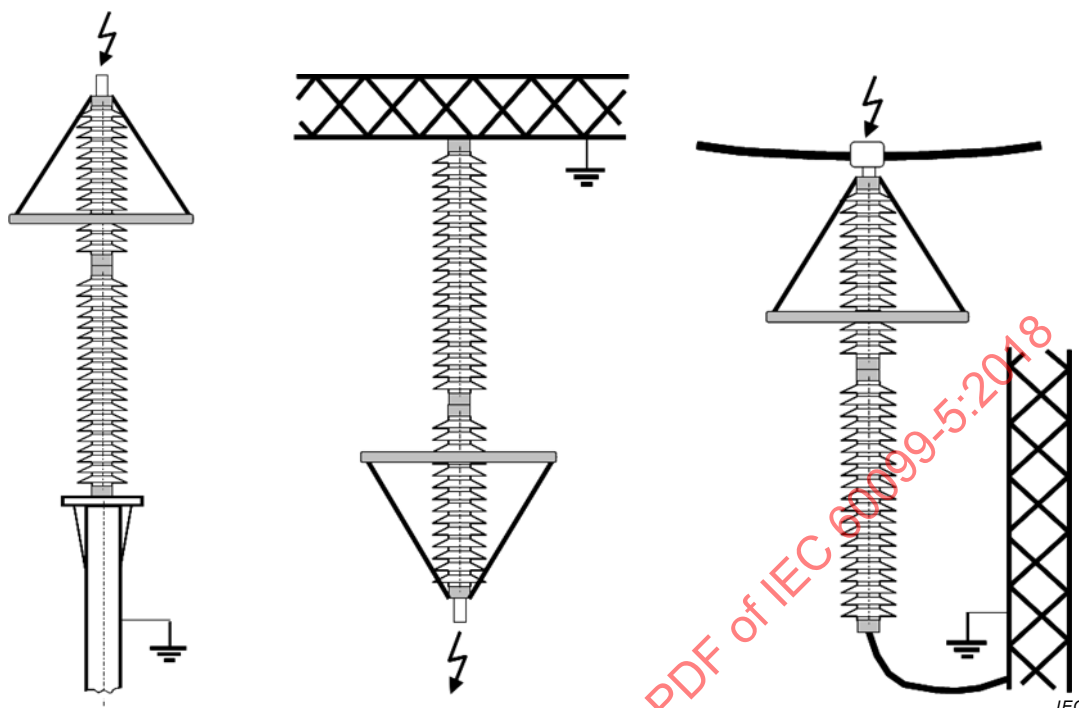


**Figure 7 – Same type of arrester mounted on a pedestal (left),
suspended from an earthed steel structure (middle)
or suspended from a line conductor (right)**

If the arrester is equipped with pressure relief devices and vents (which usually is the case with porcelain-housed or polymer-housed arresters of the "tube design") the position of the vents should be carefully chosen. First of all, personnel have to be protected. A good compromise should be found to protect primarily people but also valuable equipment from the impact of a burning arc in case of pressure relief. It is important to mention that not only the direction of the venting outlet but moreover the direction of the acting electrodynamic (Lorentz) forces caused by the short-circuit current will decide on which way the burning arc is travelling. In this sense also the arrester itself should be protected from direct contact with the arc in order to avoid possible thermal breaking (in case of porcelain) or burning (in case of polymer) of its housing and thus to minimize damage after failure.

5.2.5.4.2 Earthing considerations

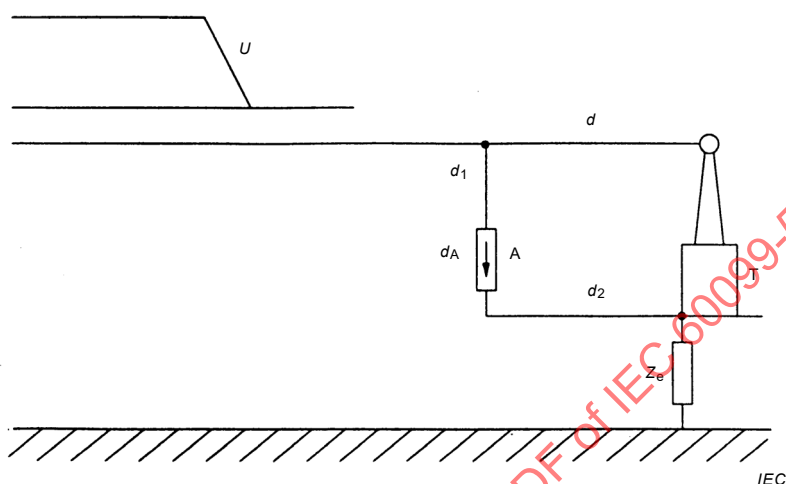
As a general rule, surge arresters should be located as close as possible to the equipment to be protected in order to ensure effective overvoltage protection. The length of HV and earth connection leads should be short and as straight as practical in order to minimise the loop inductance and ensure minimum voltage drop across the leads (see Figure 8 and Figure 9). The HV and earth leads, together with the connection points, should be rated to withstand both the high-magnitude surge currents as well as short circuit current in the event of a flashover at the arrester or equipment location. A low earth impedance electrode is required to dissipate safely the high magnitude current into the earth.

The earth side of the arrester is connected to the substation earth. Figure 8 and Figure 9 illustrate the difference between transmission and distribution models. The earth mat is the reference point for the effective protective voltage level. It is also the point at which the arrester will channel current into the mat quickly to provide overvoltage control.

The connection between the arrester and the equipment necessitating protection should be kept as short as possible to minimise voltage drop due to conductor impedance to fast-front

overvoltages. Furthermore, a loop in the earthing connection may cause flashovers of the arresters insulating base, which usually withstands only a few kilovolts. While direct connection to the equipment (e.g. transformer tank) is effective, due consideration needs to be given to the conduction path of high frequency current through the tank. This could cause potential rise problems else where and introduce safety risks.

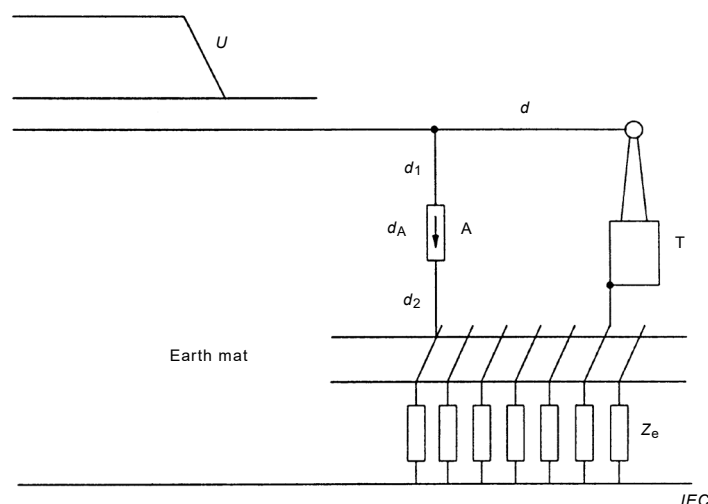
For inverted or under hung arresters the earth connection can be very long, with lengths over 20 m. This shall be taken into account when establishing the design protective margin.



Key

U	incoming surge voltage	d_A	height of arrester
d	length of conductor between transformer bushing and point of connection of arrester line lead	d_2	length of arrester ground lead
A	arrester	Z_e	grounding impedance
T	transformer		

Figure 8 – Installations without earth-mat (distribution systems)

**Key**

U	incoming surge voltage	d_A	height of arrester
d	length of conductor between transformer bushing and point of connection of arrester line lead	d_2	length of arrester ground lead
d_1	length of arrester line lead	Z_e	grounding impedance
A	arrester	T	transformer

Figure 9 – Installations with earth-mat (high-voltage substations)

The earthing system will affect the protection provided by the arrester. Therefore if the earth system is not solidly earthed, the margin offered for fast-front overvoltages needs to be considered through a study.

In high voltage systems, in particular, $U_s > 245$ kV, it is usually difficult to locate the arresters very close to the equipment. However, every effort shall be made to reduce the separation distance between the arrester and equipment. As a general rule, and for effective overvoltage protection, the separation distance should always be less than 10 m. Common practical separation distances are on average 3 to 5 m, which results in difficulties to establish a direct short connection between the arrester base and the earth terminal of the equipment to be protected. Under such circumstances the arrester is connected to the substation earth grid and effectively bonded to the equipment through the grid. However, without the provision of a low impedance earth connection at these locations, the overvoltage protection afforded by the arrester could be impaired, and high earth potentials could appear on the earthing connections close to the surge arrester itself and at the equipment following the passage of high magnitude, fast-front surge.

It is now well established that fast-front surges will rapidly attenuate in the earthing system, giving a sharp fall in surface earth potential, away from the point of injection. This may result in large voltage differences between close locations on the same earthing system. In order to minimise these potential differences, an earthing connection, as short and straight as possible, should be made between the earthing points of the plant and the arrester. To mitigate the rise of earth potential and help dissipate the surge current in an effective manner, the so-called high frequency rod is an alternative. These rods can be driven to depths of 5 m or deeper depending on the local soil resistivity. The rods allow contact with deeper, low resistivity soil layers, and hence, improve surge current dissipation and reduce the overall earth impedance. When rods are not practical, buried horizontal-conductor counterpoises can be used. If the separation distance is relatively long, the earthing connection should be routed directly underneath the high voltage connection between the arrester and the equipment, which reduces the loop inductance.

5.2.5.4.3 Mechanical considerations

Often there is only a vague idea as to the mechanical stress of an arrester in service, and accordingly no requirements are made, or, maybe even worse, required values are too high. If there is no information available about the actual requirements, the $F_{\min}$ values in Table 1 can serve as a guideline for the necessary static head loads ($F_{\min}$ corresponds to SLL according to IEC 60099-4 – see Figure 10). These values represent absolute minimum requirements assuming that the arrester is connected by strain relieving conductor loops and a wind velocity of 34 m/s (≈ 120 km/h) is not exceeded, which according to IEC 60099-4 belongs to the "normal service conditions". Regarding forces imposed by wind loads, guidance for calculation is given in Clause G.5 of IEC 60099-4:2014.

Besides the static cantilever loads, which normally cause the arrester few problems, dynamic requirements must also be considered. These can, for example, occur as a result of short-circuit currents on the line, or of gusting winds. In this case arresters with porcelain housing can, because of the brittle properties and statistical behaviour of the porcelain, be strained at only up to 40 % of its dynamic strength. The specified permissible dynamic head loads (SSL according to IEC 60099-4) should prove, on the other hand, to have at least a 20 % safety margin to the mean value of the actual breaking values (MBL according to IEC 60099-4), ascertained during tests. The cantilever load values mentioned above are accordingly expanded upon in Table 1.

Sometimes, mechanical strength is given in terms of cantilever strength. In a 420 kV system, for instance, where the arrester height is about 3,5 m, the resulting required static cantilever strength is 1,4 kNm. In a 170 kV system the arrester height is typically 1,7 m, and thus the minimum required static cantilever strength is 680 Nm.

A smaller distance might be adopted, since the polymer housing (with the exception of the cast resin housing, which has brittle characteristics similar to those of porcelain, and thus, is considered in exactly the same manner) diverges less in its mechanical characteristics. As no fixed ratio between dynamic and static load is specified in the standard IEC 60099-4:2014, special care should be taken when comparing catalogue values and technical data sheets. Figure 10 (from IEC 60099-4:2014) shows the different approaches for porcelain and cast resin housed as well as for polymer-housed arresters.

Table 1 – Minimum mechanical requirements (for porcelain-housed arresters)

Highest system voltage U_s (kV)	$F_{\min, \text{static}}$ (N) ("SLL")	$F_{\min, \text{dynamic}}$ (N) ("SSL")	Minimum breaking value (mean value) ("MBL") (N)
≤ 420	400	1 000	1 200
550	600	1 500	1 800
800	800	2 000	2 400

Polymer housings, in contrast to porcelain housings, are visibly deflected under the influence of mechanical forces. Generally, this is not a consideration, however, in those cases in which this sort of behaviour would cause problems, choosing a mechanically stiffer housing must be considered, which will be less strained under the loads occurring here, and thus be less deflected.

In particular for polymer-housed arresters, an installation different from the classical "standing upright" base mounted position may be an option, e.g. suspended mounting of the arrester requires only a minimum of mechanical strength of the arrester. However in such a case the whole construction shall be prepared to carry the weight of the arrester, which is often not the case for existing installations. These mounting alternatives shall therefore be considered just in the planning phase.

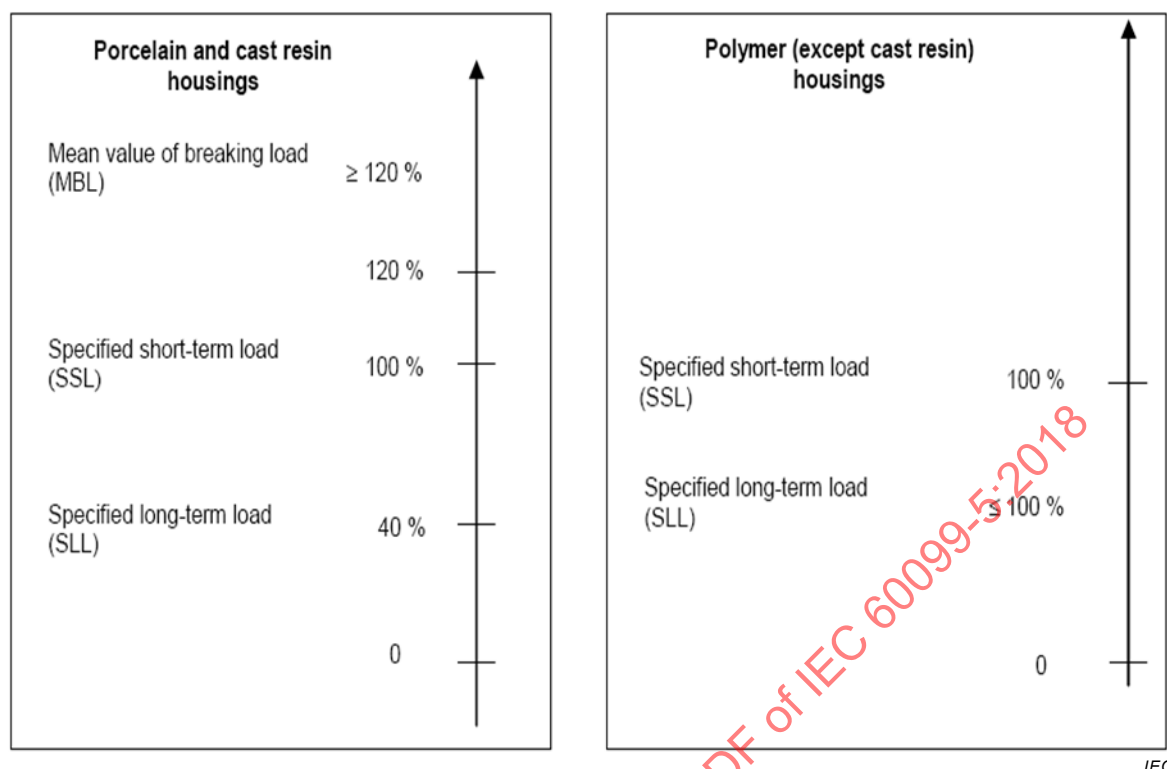


Figure 10 – Definition of mechanical loads according to IEC 60099-4:2014

5.2.5.4.4 Connection leads

Due to their possible high rate-of-rise, travelling wave effects between arrester and equipment cannot be neglected for fast-front overvoltages (they do not play a role for slow-front overvoltages). Generally, fast-front overvoltages at the protected equipment are expected to be higher than the arrester residual voltage. The overvoltage at an open terminal with a high surge impedance will rise with two times the steepness of the original surge until, after two travelling times of the surge from the arrester to the apparatus terminal, the arrester will effectively reduce the voltage. A damped oscillation having an amplitude of up to two times the arrester's lightning impulse protective level U_{pl} and a cycle time of four times the travelling time from the arrester to the apparatus will be the result. The shorter the travelling distance is, the lower the amplitude of the resulting overvoltage. Therefore, it is always good practice to minimize separation distances between arrester and major equipment. Sometimes, it is possible to protect more than one apparatus with a single arrester installation provided that rates of rise can be limited as in the case where both the substation and overhead lines are adequately shielded.

5.2.5.5 Distribution arresters

5.2.5.5.1 General considerations

The manufacturer should give clear instructions about the assembly and installation, maintenance, transport, storage and disposal of MO arresters, found in the operating instructions (manual) provided by the manufacturer.

Distribution arresters are single unit arresters without grading rings often installed directly at the distribution transformers. However, they can be equipped with disconnectors, brackets (insulating or metallic), fault indicators, and/or wildlife protectors (bird caps), see Figure 11.

The disconnectors are used for automatically disconnecting a surge arrester that has been overstressed. They are generally placed on the earth side directly under the arrester. Disconnectors should both isolate the arresters from earth potential and at the same time indicate a faulty arrester that should be replaced. The earth connection shall be flexible and it

is necessary to have sufficient insulation distance beneath the arrester, so that the disconnected earth connection can hang freely, and the applied operating voltage that occurs at the foot of the arrester does not lead to spark-over after disconnector operation.

The purpose of disconnectors is to prevent overstressed arresters from leading to a permanent short circuit resulting in an inoperable system. It is thus possible to provide continuous energy supply without prolonged interruptions. This is obviously an advantage in inaccessible areas or if the failed arrester cannot be quickly replaced. The disadvantage is that there is no overvoltage protection as long as the arrester is disconnected. That is why it is important to frequently inspect the line in order to replace the arresters that are out of order and were disconnected from the system as quickly as possible.

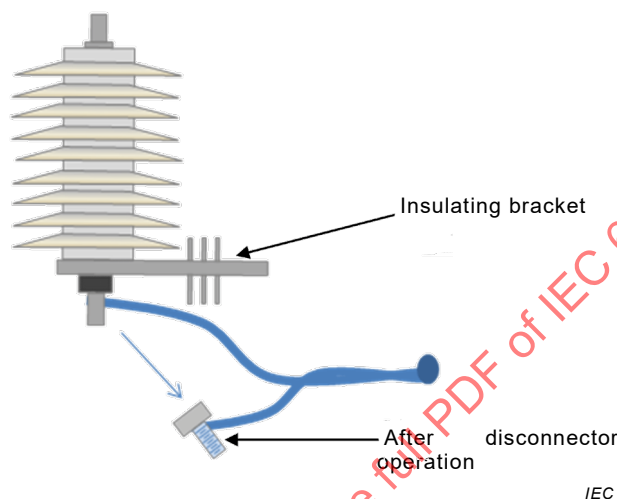


Figure 11 – Distribution arrester with disconnector and insulating bracket

Insulating brackets are used together with disconnectors to facilitate re-energization of the distribution transformer after arrester failure (Figure 11). Other kinds of brackets may be used for installation purposes only.

If high voltage fuses are installed in the same current path as the disconnectors, the response characteristics of both protection devices shall be coordinated with one another. The disconnector shall respond in time before the fuse or at the same time with it. This concept prevents the switching on of the current when a new fuse is installed as long as a short circuit still exists.

Fault indicators indicate with some bright colour material that the arrester has been overstressed and should be replaced. They do not separate the arrester from earth potential. These devices are installed either on the high voltage side or on the earth side directly at the arrester. If the arrester is overstressed, the short circuit is permanent and the system is switched off, but the damaged arrester can clearly be detected and in this way be quickly replaced.

To reduce the potential external flashover of distribution arresters wildlife protectors need to be considered. For short arresters where animals can bridge the high voltage terminal and other earthed points on or near the arrester the installation of barriers or large wildlife protectors can adequately address this issue.

5.2.5.5.2 Earthing considerations

At distribution voltage levels ($U_s \leq 52$ kV), often arresters can be located very close to the equipment to be protected, e.g. transformers. In this case, and where possible, the earth terminal of the arrester and equipment should be bonded with a very short straight conductor (see Figure 12).

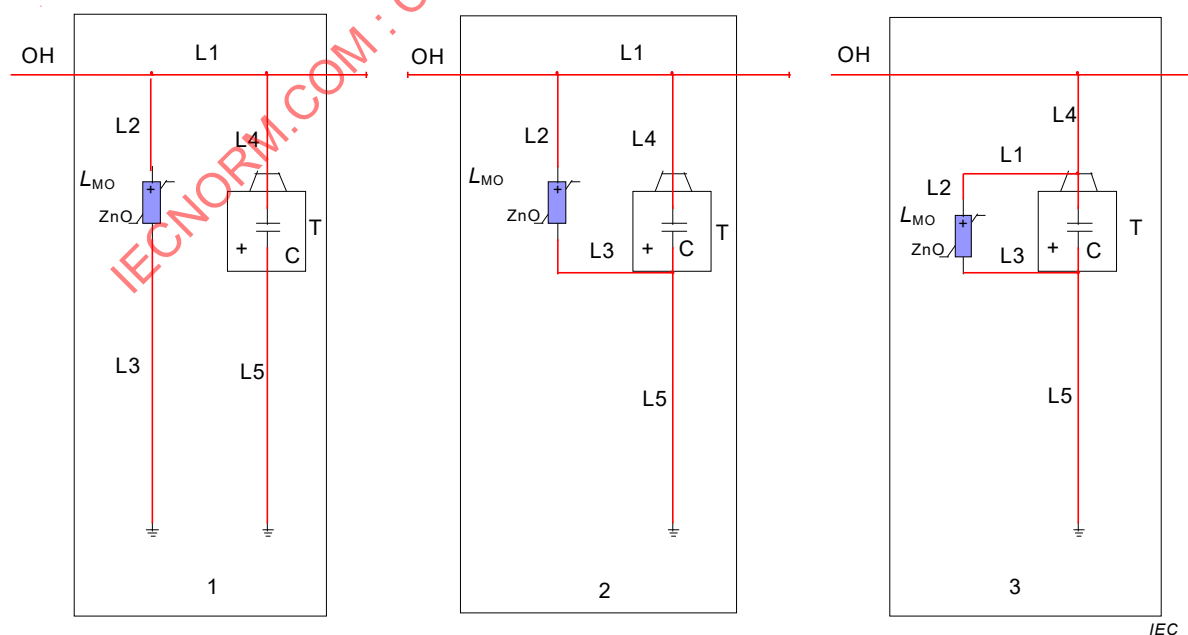
Low earth resistances is essential and should be as small as possible in order to limit the earth potential rise at the earth terminal, and hence mitigate safety hazards and flashover on the low voltage side of the transformer. A value of earth resistance $\leq 10 \Omega$ is considered to be sufficient. This is why specially designed earthing installations are used in order to discharge the current impulse. Earth resistances are measured mainly with direct current or 50/60 Hz alternating current; however, in case of high frequency (or current impulse with high frequency content) the value will in general be different. For pole mounted transformers, careful consideration needs to be given to the design of the earth electrode in order to achieve a low earth resistance using rods and horizontal counterpoises. The applicable earthing standards should be consulted.

5.2.5.5.3 Mechanical considerations

Static cantilever loads are small on distribution arrester due to their shortness. The maximum allowed torque during installation may be more important together with the forces due to wind gusts as distribution arresters are often installed up in poles connected to the overhead lines.

5.2.5.5.4 Connection leads

The location of the distribution arrester relative to the protected equipment can be very important when considering the fast rising lightning surge [17]. When protecting from fast rising surges the lead length in series with the arrester and in parallel with the protected equipment can generate a significant voltage due to its inherent inductance. This lead voltage is in addition to the fast front characteristics of the arrester. The connections shall be installed as short and straight as possible. This is because inductive voltages appear at each conductor due to the self-inductance during the flowing of the impulse current. These inducted voltages are considerable during high rate of changes di/dt , such as when lightning currents occur. The MO material itself reacts almost instantaneously even with very steep voltage and current impulses [43][44][45][46]. In view of the dimensions of the arrester itself and the connections, there are always inductive voltages and it is necessary to take them into account. If the residual voltages found in the datasheets do not contain an inductive voltage drop corresponding to $1 \mu\text{H/m}$ of arrester length, then the arrester height must be considered.



Key:

- 1 Poor. The connection leads are too long and in (1) the transformer and arrester do not have the same earthing point. The loop $L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_{MO}$ is too long.

2	Good. Common earth of arrester and transformer, and the loop $L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_{MO}$ is much shorter than the loop $L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_{MO}$ in 1.
3	Very good. The arrester is earthed directly at the transformer tank. The loop $L_1 + L_2 + L_3 + L_{MO}$ is short. In this way, the inductances are kept to a minimum.
$L_1 - L_5$	length of connection leads
L_{MO}	height of arrester
OH	overhead line. Is assumed to be of infinite length before and after the transformer and arrester connection point.
C	internal capacitance of transformer
T	transformer

Figure 12 – Examples of good and poor connection principles for distribution arresters

The additional inductive voltage is consequently calculated as:

$$U_i = L \times \frac{di}{dt} \quad (2)$$

A voltage of $U_i = 10$ kV per meter of connection lead results from a steep current impulse with a rise time of $1\mu s$ and 10 kA peak value. This means that the connections and the entire loop shall be executed to the greatest degree possible without inductance. Both the arrester and the transformer shall of course be connected at the same earthing point.

When a 6 A or lower fuse is in series and on the source side of an arrester as a result of reducing lead length, the fuse rating may need to be increased by a few percent to avoid nuisance fuse blowing under normal arrester operation.

5.2.5.5.5 Liquid immersed arresters

Distribution transformers may be equipped with MO resistors installed within the transformer tank, giving optimized protection for such transformers. The primary drawback is that if the arrester fails due to lightning overload or any other reason, the whole transformer has to be replaced. Hence, the use of such arresters is more predominant in relatively low kVA single phase transformers.

5.2.5.6 Line surge arresters (LSA)

5.2.5.6.1 Installation considerations

LSA in transmission lines sometimes named TLA (transmission line arresters) are directly installed in the overhead line. In the majority, LSA are polymer-housed arresters and serve for protection against lightning overvoltages only. Polymer, compared with porcelain-housed arresters, offer lower weight and easier handling, and they often have a better overload performance. It is important to note that safety issues (mechanical strength, short-circuit performance) play a very significant role for line arrester applications, as LSA are installed in areas of general public access. Therefore, a reasonable compromise between economical and safety aspects should be found for each particular application.

Usually, installation of non-gapped line arresters (NGLA) is easier than that of externally-gapped line arresters (EGLA). In the simplest case, an LSA in a distribution system is just a standard distribution arrester, with no additional requirements on mechanical or electrical characteristics. While distribution LSA are mainly gapless, many of the installed transmission LSA are of the EGLA type. An external series gap allows for lower rated voltage of the series varistor unit (SVU). Energy handling requirements of an EGLA on one hand may be lower, as the arrester is not involved in switching overvoltage events; on the other hand it may be higher as the charge transfer (and thus energy dissipation) is not necessarily shared with other parallel connected arresters. Requirements on polymer housing material may be lower for the EGLA, as the SVU is not continuously energized. On the other hand, adjusting of the sparkover voltage

is sometimes difficult – it must not exceed the insulators' lightning impulse withstand voltage when the SVU is intact, and it must withstand switching overvoltages on the line when the SVU has failed.

NGLA for transmission lines are in most cases directly suspended from the line conductor close to an insulator. The earth connection is connected to the tower steel structure. For NGLA utilization of appropriate disconnectors is essential. The electrical characteristics of the disconnector are in general different from those of disconnectors for distribution arresters, because the operating duties, where disconnection shall not occur, are harder. It should be ensured that after disconnection no part (swinging in the wind) will be able to produce a flashover to earth.

There are different possible ways of mounting an EGLA. Suspended installation from the cross-arm of a tower is quite common. But there are also designs where the EGLA is directly connected to the line insulator. In this case the SVU may be installed in a horizontal position.

5.2.5.6.2 Connecting leads and earthing

The length of the earth lead shall on one hand be large enough to allow for movements of the arrester due to wind forces. On the other hand it should be as short as possible in order to minimize the inductive voltage drop under fast-front overvoltages. NGLA usually have a disconnector in the earth lead. This is important when LSA are installed to protect line insulation with reduced withstand voltage, e.g. for increasing clearance of overhead conductors to ground or upgrading of existing systems.

5.2.5.6.3 Mechanical considerations

It has become apparent that the long-term performance of the mounting hardware is in many cases much more critical than that of the arrester itself. Special care should therefore be taken when specifying the hardware. A design should be chosen that imposes least mechanical stress to the components, and the quality should take the extreme mechanical and environmental operating conditions into account.

In case the arrester is installed directly on the tower (e.g. standing upright vertically or inclined on a cross arm, or horizontally at the tower's main structure) it should be ensured that the arrester has sufficient mechanical strength. It should not be underestimated that vibration, wind and ice loads are much more of an issue in this application than in standard substation applications. If the arrester is suspended at the cross-arm, the correct orientation of the weather sheds shall be regarded (see Figure 7).

EGLA installations need overall assemblies that allow movements of the SVU and the line conductor, respectively, without affecting the sparkover voltage of the gap. In all cases, it has to be considered that EGLA (as well as all LSA in general) are exposed to wind and possibly ice loads much more than arresters in substation applications. Therefore, mechanical requirements may be higher and different from substation applications.

It should be noted that short-circuit testing according to IEC 60099-4, IEC 6009-6 or IEC 60099-8 does not automatically mean that the LSA is mechanically intact after a successful test. The whole LSA may actually fall down. This concession in the present standards should be noted carefully since many areas below distribution or transmission lines are open to the public.

5.2.5.6.4 Fault clearing

The risk of electrical overloading of LSA and subsequent failure due to excessive energies from lightning strikes may be higher for LSA applications than for arresters applied in substations due to the absence of the substation shielding which prevent direct strikes of high current amplitudes. As overhead line insulation is generally self-restoring, a failed LSA needs to facilitate fast reclosing. This can be done by isolating the line arresters from the line in the event of overloading by the use of a disconnector for NGLA as they may fail short. In the case of EGLA, the sparkover voltage of its gap shall be coordinated with maximum switching impulse

withstand voltage (SIWV) of the line insulation so that the line can be energized again without causing a sparkover of the EGLA gap.

6 Insulation coordination and surge arrester applications

6.1 General

Insulation coordination determines the dielectric withstand and the characteristic response of power systems to electromagnetic stresses. This requires selection of the dielectric strength of equipment in relation to the voltages that can appear on the system for which the equipment is intended, while taking into account the service environment and the characteristics of the available protection and control devices.

The first part of this section outlines the basic principles and insulation coordination practice, which specifically affect or determine surge arrester characteristics. This includes the procedure for establishing equipment protection margins, the different types of overvoltages and application of surge arresters to both equipment and the network.

The remaining parts of this section provide recommendations for the selection and application of surge arresters to be used in three-phase systems with nominal voltages above 1 kV. It applies to gapless metal-oxide surge arresters as defined in IEC 60099-4, to surge arresters containing series gapped structure – rated 52 kV and less as defined in IEC 60099-6 and EGLA for overhead transmission and distribution lines as defined in IEC 60099-8.

6.2 Insulation coordination overview

6.2.1 General

The process of insulation coordination is defined in IEC 60071-1, *Insulation coordination – Part 1: Definitions, principles and rules*. This is supported in greater detail by IEC 60071-2, *Insulation coordination – Part 2: Application guide*, which expands on the principles defined in Part 1. The standard deals with the selection of insulation and the determination of rated withstand voltage for equipment in Range I (up to 245 kV) and Range II (above 245 kV).

Insulation coordination practices in power systems can be divided into two basic categories; transmission lines and substations. Line insulation coordination deals primarily with prevention of line faults from lightning and line switching operations, while substation coordination deals predominantly with protection of substation equipment from incoming lightning surges on lines and impact on local and remote equipment during substation switching operations. In modern insulation coordination practices, application of surge arresters is considered a fundamental and economical method of achieving the desired performance equipment protection and/or system [1][2][3][4][5][6][7][12][14].

6.2.2 IEC insulation coordination procedure

A typical insulation coordination procedure adopts the following format to determine:

- 1) System analysis: Representative voltages and overvoltages in service.
 - Selection of arrester protective characteristics and location
- 2) Determination of coordination withstand voltage (U_{cw})
 - Selection of arrester protective characteristics and location (for fast-front overvoltages, step 1 is left out)
- 3) Determination of required withstand voltages (U_{rw})
- 4) Selection of the rated insulation level

Stages 1 to 4 are covered in IEC 60071-1 and IEC 60071-2. These selection and application recommendations will address the issues when considering the selection of arrester protective

characteristics and location in the analysis, and will determine the coordination withstand voltage for fast-front and slow-front overvoltages [84].

6.2.3 Overvoltages

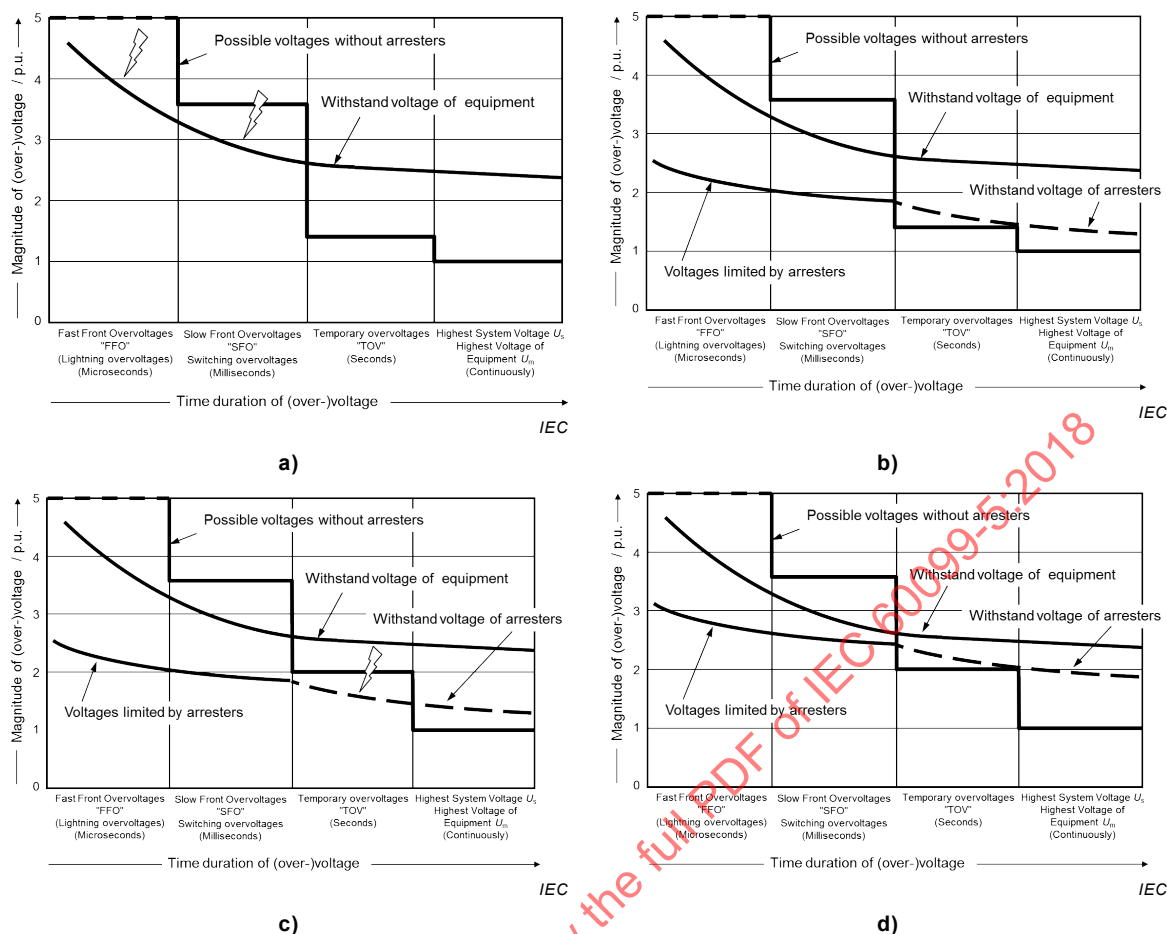
6.2.3.1 General

Overvoltages occur in power systems as a result of system disturbances such as faults, lightning strikes and of switching activity. These can stress equipment beyond their design capability and detrimentally affect system performance. The type of overvoltage is important when specifying a surge arrester, as this will define the required TOV capability, protective margin, and energy handling capability.

Relationships between typical overvoltage stress with and without surge arrester protection and insulation strength encountered in power system is illustrated in Figure 13. Some examples of overvoltages typically encountered in power system which are available from numerous publications on related overvoltage phenomena are summarized in Figure 14. ([7][24][25][58][60][61][62][63][64][65][66][67][68][69][70][71][72][73][74]) The standard power equipment is expected to have sufficient natural insulation strength in the power frequency and temporary overvoltage range. Although insulation strength usually increases steadily as surge fronts gets faster, critical overvoltages can still be expected from lightning surges and uncontrolled switching operations such that arrester protection is usually required [27].

Recommended overvoltages on power equipment with non-self-restoring insulation are usually limited below 85 % of insulation strength. On the other hand, for self-restoring insulation where some flashovers are tolerated, overvoltages may be limited by arresters to achieve desirable equipment and/or system performances.

A normalized voltage-current characteristic of typical metal-oxide surge arrester is shown in Figure 15. Arresters are applied primarily for lightning and switching overvoltage protection duties since most system equipment do not require overvoltage protection during normal and temporary overvoltage conditions. Defining arrester duties therefore includes determining arrester cumulative energy absorption capabilities and related current magnitudes. When arrester protection is desired during extreme temporary overvoltage conditions, special attention must be given to energy accumulation with overvoltage duration and current sharing amongst parallel arresters [19][20][43].



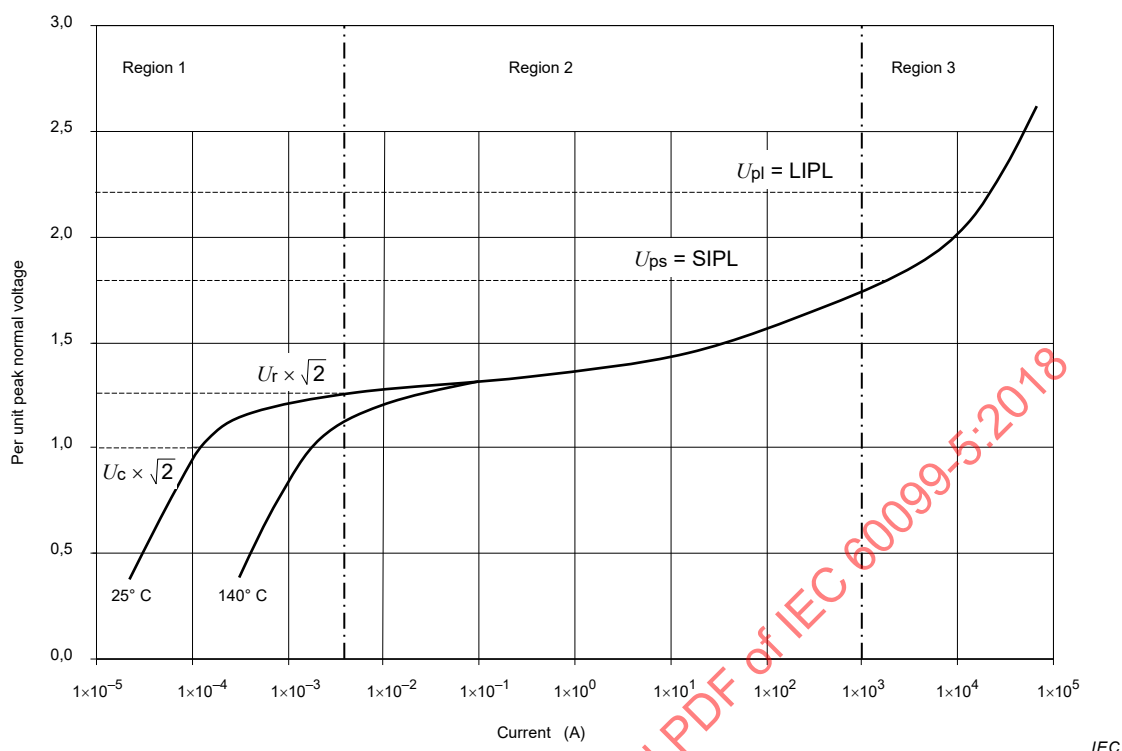
- a) Example of a solidly earthed system without surge arrester application. Equipment withstand voltage is exceeded in SFO and FFO regions.
- b) Example of a solidly earthed system with correctly dimensioned arresters. Arresters limit voltages in SFO and FFO regions to below equipment withstand voltages.
- c) Example of an isolated neutral system with same arresters as before. Arresters provide same protection as before, but system overvoltages exceed arrester withstand voltages in TOV region (arrester will fail by TOV).
- d) Example of an isolated neutral system with higher rated arresters. Arrester withstand voltages exceed system voltage in TOV region while still providing adequate protective margin to equipment in SFO and FFO regions.

NOTE 1 p.u. = $\sqrt{2} \times U_s / \sqrt{3}$

Figure 13 – Typical voltages and duration example for differently earthed systems

Sources	Typical p.u. Range (1 p.u. = $\sqrt{2 \times U_s / \sqrt{3}}$)	Breaker RRRV kV/μs
Temporary Overvoltages:		
• Single-Line-To-Earth Faults:		
Solidly Earthed Neutral System	1,3 to 1,4	
Isolated Neutral System	$\geq \sqrt{3}$	
Impedance Earthed Neutral System	up to 2,9	
• Load Rejection	1,2 to 1,5	
• Ferranti Effect:		
200 km line	1,02	
300 km line	1,10	
• Closing of Transformer Terminated Line	1,2 to 1,8	
Slow-front Overvoltages:		
• Line Energization		
Discharged Line	1,5 to 2,9	
• Three-phase reclosing without Preinsertion Resistors	3,0 to 3,7	
• Three-phase reclosing with Preinsertion Resistors	1,6 to 2,2	
• Three-phase reclosing with arresters (3 sets at 1,5 p.u. U_{ps})	1,8 to 2,5	
• Three-phase reclosing with Breaker Control Closing at zero voltages	1,5 to 1,7	
Single-phase reclosing:	1,5 to 2,0	
Fault Initiation:		
• Unfaulted Phase	2,1	
• Coupled Circuit	1,5	
Fault Clearing:	1,7 to 1,9	
Shunt Capacitor Switching:		
• Earthed: breaker condition without restrike	1,7	
• Isolated:		
breaker with restrikes, no surge arrester	> 3,0	
breaker with restrikes, with surge arrester	~ 2 to 3 ^a	
^a specific overvoltages are dependent on arrester ratings and installation.)		
Circuit Breaker Transient Recovery Voltages (TRV) & Rate-of-Rise-of-Recovery Voltages (RRRV; kV/μs):		
• Normal Circuits TRV crests	1,7	
RRRV		< 2,0
• Inductive circuits TRV crests	~ 3,0	
RRRV; no TRV capacitors		> 4,0
RRRV; with TRV capacitors		< 3,0
• Fast-front Line surges Entering Substations:		
Unshielded Line	> 4,0	
Shielded lines	< 4,0	

Figure 14 – Typical phase-to-earth overvoltages encountered in power systems



Legend

- Region 1: pre-breakdown region is the low current region associated with steady state operation
- Region 2: breakdown region is the highly non-linear region normally associated with TOV and slow-front (switching) surges
- Region 3: high current region is the region associated with currents > 1 kA, normally Fast-front (lightning) surges

NOTE 1 U_c : Arrester continuous operating voltage normally equal to highest voltage of the system $1.05 \times U_s / \sqrt{3}$.

NOTE 2 U_r : Arrester rated voltage.

NOTE 3 $LIPL = U_{pl}$: Arrester lightning impulse protective level i.e. the maximum residual voltage at the nominal discharge current I_n .

NOTE 4 $SIPL = U_{ps}$: Arrester switching protective level i.e. the maximum residual level at the specified switching impulse currents.

NOTE 5 The currents at $U_c \cdot \sqrt{2}$, $U_r \cdot \sqrt{2}$, LIPL and SIPL are only given as examples.

Figure 15 – Arrester voltage-current characteristics

6.2.3.2 Very-fast-front overvoltages

Very-fast-front overvoltages, VFFO, with rise times below $0,1 \mu s$ are typically produced by disconnector operation or faults within gas insulated substations (GIS) due to the rapid breakdown of the SF_6 gas gap and the nearly undamped surge propagation within the GIS. Their amplitudes are rapidly damped on leaving the GIS, e.g. at a bushing and their front times usually are decreased into the range of those of fast-front overvoltages.

Generally, arresters are not very effective against very-fast-front overvoltages for two main reasons. Firstly, voltage magnitudes are typically below the arrester protective level and secondly, the necessary comparatively very fast protective response times are adversely affected by both separation distances from equipment and arrester dimension.

VFFO are especially a concern for UHV GIS systems [81].

6.2.3.3 Fast-front overvoltages

Fast-front over-voltages are often generated by lightning strikes to lines and sometimes by switching operations near equipment. These overvoltages have rise times typically in the range of 0,1 μs to 20 μs and tails as long as 300 μs .

Lightning current impulses (up to 200 kA) generate voltages on circuits, as a product of the surge impedance associated with the propagation of an electromagnetic wave. These travelling waves reflect at surge impedance boundaries (interfaces between equipment) and where this change is significant, can cause flashovers when the dielectric strength is exceeded.

Lightning is very difficult to predict and quantify, but statistical data suggest most lightning currents are greater than 10 kA. The frequency and occurrence will vary dramatically between regions and countries, but can be determined by the local ground flash density [47].

Generally, three types of lightning incidents are concerns for overhead lines. The first is a direct strike to a line due to shielding failure or lack of shielding. The second case is caused by nearby strikes to ground which generate inducing voltage surges on the circuits. The third case, called a back-flashover, can occur following strikes to shield wires or the tower due to earth/ground voltage build-up causing flashback across the insulator to the phase conductor(s).

The impact of lightning on a substation, except direct strikes which are usually prevented by shielding of the substation, more frequently will be determined by the strike distance on a line from the substation, since only a small percentage of surges generated by lightning strikes arrive at the substation with sufficient magnitudes and fast-fronts to cause problems. Other factors such as the substation configuration will affect the travelling waves associated with lightning impulses; typically these will divide between parallel circuits connected to a bus bar, reducing the impulse seen by critical substation equipment [7].

Fast-front overvoltages may also occur during reactive equipment switching with short connections to the switchgear. Disconnecter switching of unloaded transformer and shunt reactor switching are likely sources, which generate a high number of very rapid pre-strike and restrike overvoltages [71]. The duration and propagation is short lived but may occur several times. In general, arresters applied between the equipment and switchgear are effective in reducing these fast-front switching overvoltages and simultaneously assist in reducing the frequency of switchgear restrikes.

6.2.3.4 Slow-front overvoltages

Slow-front overvoltages occur whenever the initial voltage at the time of switching is not equal in magnitude and polarity to the final voltage. During the transition from the initial state to the final state, the voltage overshoots by as much as 200 % if there are no losses. In power systems, the losses are generally such that only the first two or three cycles of the transient oscillation have significant amplitude.

The wave shape for the slow-front surges may vary over a wide range depending on the circuit involved. Typically, the front times range from 20 μs up to 5 ms.

Switching overvoltages originating from line energization and fast reclosing can generate currents up to approximately 2 kA through the arresters. In this current range, the knowledge of the exact current amplitude is not so important due to the extreme non-linearity of the metal-oxide material. The influence on the current front times can be ignored for slow-front overvoltages, but the duration of over-voltage is very important as the arrester can only absorb a limited amount of energy.

In addition to line switching events slow front overvoltages may also result from reactive switching of shunt capacitors and reactors, bypassing of series capacitor banks, remote distance lightning strikes or transient overvoltages in case of earth faults.

Circuit operations that involve fast circuit reclose, or equipment, which is prone to restrike, or re-ignition is particularly onerous and may challenge the energy handling capability of the arrester. Cable circuits can have significant trapped charge particularly at EHV; this can result in large energy discharges under restrike conditions [85].

6.2.3.5 Temporary overvoltages

A temporary overvoltage (TOV) is an oscillatory phase-to-earth or phase-to-phase condition that is of relatively long duration and is undamped or only weakly damped. TOV magnitudes are determinable and the effect on insulation is considered in steady-state terms. The following causes of temporary overvoltages are typically considered [25]:

Earth fault overvoltages occur over a large part of the system. Guidance for the determination of temporary overvoltage amplitudes is given in Annex A. The duration of the overvoltage corresponds to the period of the fault (until fault clearing). Within earthed neutral systems it is generally less than 1 s. For resonant earthed neutral systems, with fault clearing, it is generally less than 10 s and systems without earth fault clearing the duration may be several hours.

Load rejection, following disconnection of a load, the voltage can rise at the source side of the operating circuit breaker. The amplitude of the overvoltage depends on the disconnected load and the short-circuit power of the feeding substation. The temporary overvoltages have particularly high amplitudes after full load rejection at generator transformers depending on magnetizing and over-speed conditions. The amplitude of load rejection overvoltages is usually not constant during its duration. Accurate calculations have to consider many parameters, the following typical values of such overvoltages may be considered

- In moderately extended systems, a full load rejection can give rise to phase-to-earth overvoltages with amplitude usually below 1,2 p.u. The overvoltage duration depends on the operation of voltage-control equipment and may be up to several minutes.
- In extended systems, after a full load rejection, the phase-to-earth overvoltages may reach 1,6 p.u. or even higher when Ferranti or resonance effects occur. Their duration may be in the order of some seconds.
- For load rejection of generator transformers, the temporary overvoltages may reach amplitudes up to 1,4 p.u. for turbo generators and up to 1,5 p.u. for hydro generators. The duration is approximately 3 s.

The following causes of temporary overvoltages may also require consideration depending on the nature of the network:

- resonance effects, e.g. when charging long unloaded lines or resonance between systems;
- voltage rise along long lines (Ferranti effect);
- harmonic overvoltages, e.g. when switching transformers;
- backfeed through interconnected transformer windings, e.g. dual transformer substations with common secondary bus during fault clearing or single-phase switched three-phase transformer with an unbalanced secondary load.

Temporary overvoltages due to Ferro resonance should not form the basis for the surge arrester selection. The use of a surge arrester as an extra burden to damp out the Ferro resonance is not effective and unproven. The same argument is applicable to linear resonance. There are different modes of Ferro resonance. The sub-harmonic mode Ferro resonance will not generate an overvoltage. However, for the fundamental frequency mode Ferro resonance, a high temporary overvoltage is possible.

The sequence of causes for temporary overvoltages, e.g. load rejection caused by an earth fault, needs consideration, since both overvoltages have comparable severity. In such cases, however, the amount of rejected load dependent on the fault location and the arrester location shall be carefully examined.

A combination of causes such as earth faults and load rejection may result in higher temporary overvoltage values than those from the single events. When such combinations are considered sufficiently probable, the overvoltages for each cause shall be compounded taking into account the actual system configuration and carefully examining the amount of rejected load dependent on the fault and arrester locations [25].

6.2.4 Line insulation coordination: Arrester Application Practices

6.2.4.1 General

Faults and line trips can significantly affect circuit availability and jeopardize end customers equipment and power quality of industrial processes, so means of reducing these risks are of increasing importance. In order to improve the overall outage rate of an overhead line, surge arresters can be installed to prevent flashover of the line insulation at all or just selected poles/tower structures along the line. These arresters are named line surge arresters, LSA, and can be used both for distribution and transmission lines.

The protective characteristics of the LSA are coordinated with the LIWV and SIWV of the line insulation, but considerations to separation distances are not always necessary as the arresters are installed directly in parallel to the line insulators. Only for LSA installations with very long slacks for connecting the arrester to phase and earth this may be necessary.

LSA may also be used on one of the circuits in multi-circuit towers to prevent simultaneous tripping of double-circuits. Installation of LSA on one circuit will also reduce the risk of line tripping of the unprotected circuit.

LSA application on single or multi-circuit lines when combined with single-pole or high speed 3-phase reclose features can improve the switching surge control and the system availability [14].

Other applications of LSA include upgrading of existing lines, new compact lines, extended protection of substations, and reducing the risk of having dangerous touch and step potential in urban areas.

6.2.4.2 Line fast-front overvoltage performances

6.2.4.2.1 General

Fast-front overvoltages are created by lightning strikes directly to or in the vicinity of overhead lines. In many areas, more than 50 % of line outages are due to lightning overvoltages causing flashover of the line insulators. The majority of LSA presently used are for improving the lightning performance of overhead lines and reducing the line-to-earth outage rate.

Overhead line insulation is generally self-restoring. Therefore, it is not appropriate to use a fixed coordination current to calculate protective margins. Instead, the probability distribution of lightning strike currents is applied to the line, and the probability of flashover is calculated. Typically the U_{50} % value together with a typical σ of 3 % is used to calculate the probability of flashover. The line insulation strength is also a function of the wave front and tail. Combined with local ground flash density, this will produce a lightning flashover rate per unit length per year. This flashover rate is the lightning performance metric for the line. A typical target of the flashover rate for overhead transmission lines of 72,5 kV and higher, might be 1 flashover to 2,5 flashovers per 100 km per year. For distribution lines and areas with very high ground flash density, GFD , a reasonable target may be somewhat higher. The relation between ground flash density, GFD , and T_D is expressed as in Formula (3), where T_D is the keraunic level, expressed

as thunder storm days per year. Also in countries with short line lengths higher rates may be tolerated. The expected performance rate of the line after installation of LSA should be calculated also considering failures rates of the arresters.

$$GFD = 0,04 \times T_D^{1,25} \quad (3)$$

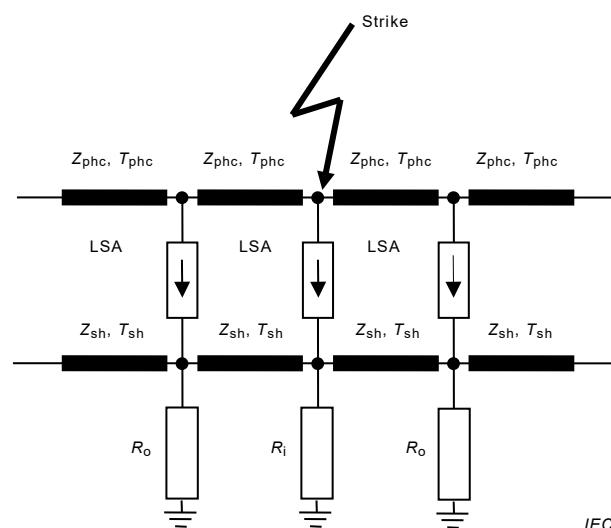
The effect of a flashover depends on protective relaying practices and in the case of wooden poles also on the possibility of arc quenching. Line performance evaluation can be done accounting for the benefits of line arrester installations. Factors to consider when evaluating lightning performance include soil resistivity, tower footing earthing impedance, ground flash density, tower dimensions, span length, shield wire locations if used, insulation levels, etc. Part of the line performance evaluation should include what lightning flashover rate is aimed for but also expected arrester energy overloading risks since this will typically result in a line tripping.

6.2.4.2.2 Direct strikes to a phase conductor

Direct strikes can either occur on unshielded lines or as shielding failures on shielded lines. The flashover occurs from the phase conductor to the tower/pole structure. For unshielded overhead lines, direct strikes to the phase conductors will be much more frequent than for shielded lines and will involve the full spectrum of lightning strike currents. Typically, systems studies will have to be performed in order to determine suitable arrester energy discharge requirements in this case, as this application is harsher than for shielded line applications. Depending what outage rate and failure risks are expected for the LSA, the LSA energy requirement is then selected.

Shielding failure flashovers typically occur in the lower end of the current magnitude range, typically below 20 kA, but the wave shape has a longer tail than for back-flashovers. For properly shielded lines, shielding failure flashover rates chosen for the tower design are very small (typical design values are 0,05 faults per 100 km per year) compared to back-flashovers [7].

For a direct strike terminating on the phase conductor (Figure 16), most of the current will discharge to earth through the nearest LSA as there is no other current path to earth. Adjacent arresters will discharge some of the energy, limited by the span inductance. If the struck pole or tower earth resistance is reduced due to soil ionization, the energy sharing is less effective. There is no energy sharing to account for on the tail of the surge, due to the very high non-linearity of the U-I characteristics of the arresters for lower current amplitudes. The lower the tower footing resistance, R_i , is for this tower, the higher discharge current passes through that LSA.

**Key**

Z_{sh}	Surge impedance of shield wires
T_{sh}	Surge travel time of shield wires
Z_{phc}	Surge impedance of phase conductors
T_{phc}	Surge travel time of phase conductors
LSA	Line surge arrester
R_i	Tower footing resistance at closest tower
R_o	Tower footing resistance at adjacent towers

Figure 16 – Direct strike to a phase conductor with LSA

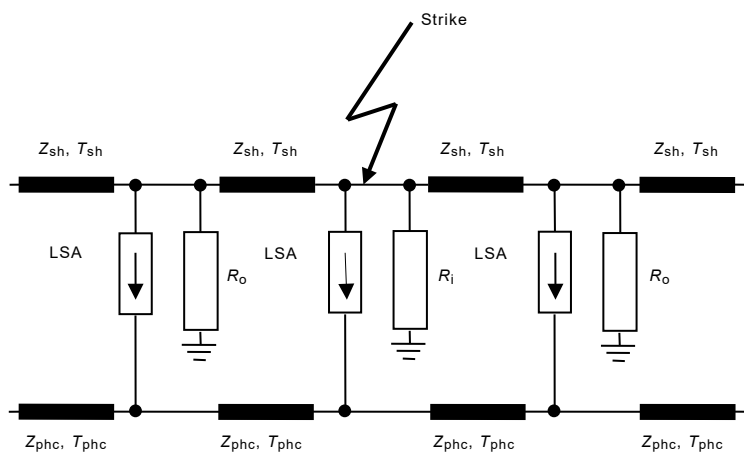
Since a surge from a lightning strike terminating somewhere along a span travel in two directions, LSA must be at both structures to prevent flashover. For this reason, it may be considered to install LSA at consecutive structures to be effective at addressing direct strike or shielding failure flashovers.

LSA may also be used instead of shielding wires especially when earthing conditions are poor or on lines with triangular phase conductor arrangements. Instead of an overhead shield wire, the LSA are used to “protect” the topmost phase from flashover and effectively acting similar to a shield wire where the topmost phase intercepts most lightning strikes. In order to eliminate direct-strike flashovers on distribution lines, the LSA should be installed on every pole/tower.

6.2.4.2.3 Strikes to shield wires or tower structures, back-flashovers

These events result from a lightning strike terminating on the shield wire or tower causing a potential increase across the line insulators, which causes a flashover from the tower to the phase conductor to occur. Therefore, they are named back-flashovers and they are an important reason for lightning-triggered line outages on shielded lines. Local earthing conditions (soil resistivity and footing design) have a major impact on back flashover performance.

An overhead shield wire is designed to intercept most lightning strikes that would otherwise hit the phase conductors. Most of the current will discharge through the tower and pole earths, with relatively low current flowing through the LSA (Figure 17). Back-flashover reduces the energy duty on the LSA, but their energy stress increases with higher tower footing resistance.



Key

Z_{sh}	Surge impedance of shield wires
T_{sh}	Surge travel time of shield wires
Z_{phc}	Surge impedance of phase conductors
T_{phc}	Surge travel time of phase conductors
LSA	Line surge arrester
R_i	Tower footing resistance at closest tower
R_o	Tower footing resistance at adjacent towers

Figure 17 – Strike to a shield wire or tower with LSA

Outages due to back-flashovers can be reduced by placing LSA in all phases or only on the phase(s) with the lowest coupling factor to the shield wires. For conductors on the tower, lowest coupling factor is normally associated with the bottom conductor(s). In many cases, the lowest phase will experience the lowest coupled voltage and the highest insulator voltage stress. LSA may be applied on just the most stressed phases. These LSA will operate during a prospective back-flashover event, effectively creating another earthed conductor and improving the coupling to the remaining phases. This increased coupling reduces the probability of a back-flashover on the phases that have no LSA installed. In towers with vertical conductor configuration, insulator voltage stress on each phase will depend on the specific parameters of the line such as footing resistance or surge impedance of OHGW (overhead ground wire) and tower structure. Therefore, the phase(s) to apply LSA may be determined by an analytical approach.

System studies may be useful in deciding location, number of LSA, and which phase(s) to protect. For applications in high footing resistance areas, it is important to apply the arresters not only on structures in those areas, but as well also one or two structures away from the high footing resistance areas. Otherwise the insulation stress will be transferred to the adjacent pole/tower that is without LSA.

For distribution systems the existing distribution transformer arresters will provide some line protection. These should be included in the line performance evaluation. If adding LSA to improve the line flashover rate, they should be applied first on poles with an earthed neutral that do not already have an arrester and poles with lower than normal insulation strength, such as dead-end and guyed poles.

A special case is flashovers of an under-built distribution line that shares a tower with a shielded transmission circuit. The under-built distribution conductors are not likely to be struck directly. However, the distribution line is most vulnerable to back flashovers, because the coupling between distribution conductors and shield wires is the weakest. The insulation strength on the distribution line is also weaker. Once a distribution conductor flashes over, coupling to the

transmission conductors will increase and make a back flashover less likely on the transmission circuit. The transmission circuit's lightning performance may improve at the expense of the distribution circuit's lightning performance. The situation can be remedied with LSA on the distribution circuit. Usually LSA are needed at every tower, in at least one phase.

6.2.4.2.4 Strikes to earth in the vicinity of the line

Flashovers can result from nearby lightning strikes inducing voltages on phase conductors of an overhead line. The induced overvoltages rarely exceed 300 kV. This is a concern mainly for distribution lines as the LIWV is typically above 300 kV for line insulators of transmission lines. The flashover occurs from the phase conductor to the tower/pole earth and current flow is according to Figure 16.

For lines, susceptible to induced voltage flashovers, LSA are usually required on all phases every 200 meters to 400 meters to minimize the effects of these induced overvoltages.

6.2.4.3 Line slow-front overvoltage performances

6.2.4.3.1 General

High speed reclosing on transmission lines generates travelling waves on the phase conductors which may cause flashover to the tower along the line if not controlled. Today, virtually all EHV lines are designed using the probabilistic method [7]. The method is used at 362 kV and higher but less often at 245 kV. Their performance assessment methods are based on expected slow front line overvoltage profile and specified line insulation levels. For lines below 245 kV, line insulation requirement for lightning performance provides sufficient switching strength for smaller switching transients generated at the lower level.

6.2.4.3.2 Risk of flashover: Statistical coordination factor charts

The IEC 60071-2:1996, Figure 7 method assumes that distributions of overvoltage and electric strength can be defined by a point on each of those curves. The overvoltage distribution is identified by the statistical overvoltage, which is the overvoltage having a 2 % probability of being exceeded. The insulation strength distribution is identified by the statistical withstand voltage, which is the voltage at which the insulation exhibits a 90 % probability of withstand.

The statistical coordination factor is the ratio of the statistical withstand voltage to the statistical overvoltage and the risk of flashover is obtained from the Risk vs. Coordination Factor charts (IEC 60071-2; 1996, Figure 8). The correlation between the statistical coordination factor and the risk of flashover appears to be only slightly affected by changes in the shape of overvoltages due to the fact that 2 % value chosen falls in the overvoltage region which provides the major contribution to the flashover rate.

6.2.4.3.3 Switching surge flashover rate (SSFOR)

Statistical switching studies can be combined with computer numerical processing to estimate the switching surge flashover rate (SSFOR). Both case peak or phase peak method might be employed to obtain the overvoltage distribution and the line overvoltage profile appropriate for the type of switching control used, particularly the influence of LSA when present. It is also customary to monitor the LSA currents and energies associated with these switching overvoltages.

The SSFOR is determined by numerical integration of the stress-strength relationship. The stress or switching overvoltage (SOV) distribution can be approximated by one of the three probability density functions; Gaussian, Extreme Value: Positive Skew or Extreme Value: Negative Skew while strength is defined by an equivalent strength distribution for large number of parallel insulation [7].

6.2.4.3.4 Arresters for line slow-front overvoltage protection

There are various methods of controlling switching overvoltages, such as closing resistors, controlled switching, and/or LSA arresters. Unlike lightning related applications where arresters may be installed at consecutive structures, arresters to control switching surges are only needed at both ends of the line and possibly one or two other locations along the line depending on the SIWV of the line insulation and the length of the line. Typically, LSAs are applied around the midpoint or approximately one third and two thirds of the line length for one or two point installations, respectively. Also, based on the knowledge that highest switching overvoltages occur over short portion of the line between LSA locations towards the receiving end of the line, higher insulation strength might be considered for those towers to achieve superior line switching performance. Arresters at the line ends can be either LSA installed on the last towers or normally mounted substation arresters at the line terminal. For switching overvoltage control, LSA should be installed on all phases.

LSA for this application are typically used for system voltages 245 kV and above. The advantages of using arresters for this application as compared to using circuit-breaker closing resistors are that they are passive devices requiring no maintenance, can provide better control of the voltage profile along the line, and are not influenced by harmonics in the voltage. For very long lines and/or lines with low SIWV, non-gapped line arresters combined with controlled switching may be one of the most advantageous solutions. [15][16][80][81][83][84][85].

6.2.5 Substation insulation coordination: Arrester application practices

6.2.5.1 General

Substation performance can be affected by both substation and line operating requirements during various system conditions. Generally, substations often contain several expensive equipment with non-recoverable insulation such as transformers, circuit-breakers and gas insulated bus where the desired overvoltage protection employing surge arresters is more deterministic than statistical in nature.

6.2.5.2 Protection from fast-front overvoltages, FFOV

6.2.5.2.1 General

FFOV are typically generated by lightning. The protection of a substation from lightning involves two fundamental tasks:

- Preventing lightning strikes from directly terminating on the substation equipment and the bus work. This is achieved by providing substation shielding. As an additional safety in case of shielding failure, surge arresters applied near important substation equipment will provide additional protection.
- Protection of substation equipment from incoming surges caused within the network. This is based on the line design, substation configuration and strategic application of surge arresters. The severity of an incoming surge is estimated by a lightning surge originating at a minimum design distance from the substation which is attenuated by corona according to the line electrical characteristics.

A major factor in locating arresters within a substation is the effectiveness of line and substation shielding. It is usually feasible to provide shielding for the substation even though the associated lines are unshielded. Substation shielding reduces the probability of high voltages and steep wave fronts within the substation resulting from high-current lightning strikes. However, it should be recognized that the majority of strikes will be to the lines, which will create surges that travel along the line and into the substation. If the lines are shielded, the surges entering the substation are usually less severe than those from unshielded lines. Consequently, the magnitude of the arrester current is lower, resulting in lower arrester residual voltage and better protection of the equipment [23].

6.2.5.2.2 Substation shielding

The basis of design for air insulated switchgear (AIS) substation shielding is somewhat different from that for lines. While the same concept of designing to a specific shielding failure flashover rate (SFFOR) is valid for buses in the substation, the design based on a SFFOR for specific pieces of equipment is difficult. For this reason and for simplicity, the design is approached on a basis of establishing a design current for the substation [3][4][5].

Another difference in substation shielding is that either or both shield wires and masts may be used, the decision being that of the designer. Shield wires are generally used for large-area substations, whereas masts are in normal use for low voltage, small-area substations. Shield wires usually provide better protection.

6.2.5.2.3 AIS substations; Incoming surges from lightning strikes on lines

Since substations are usually shielded from direct strikes to substation equipment, substation lightning performance depends primarily on the incoming surges from the lines [7]. The overall procedure is outlined as follows:

- 1) Evaluate the need for and type of opened circuit breaker protection. The need for opened circuit breaker protection is evaluated first, since if arresters are needed, they should be included in the initial study of the substation.
- 2) Select the Incoming Surges: The methodology based on reliability criterion of a mean time between failures (MTBF) should be used.
- 3) Select potential LIWVs: Potential LIWVs are normally limited between one to three values based on system voltage or U_m , highest voltage for equipment.
- 4) Evaluate Normal and Contingency Conditions: For substations with several lines, a typical contingency may include loss of circuits. However, conditions with less than all lines have low probability and, according to IEC 60071-2, the number of lines is maximised to two connected lines in order to determine the representative overvoltage.
- 5) Select Arrester Type, Rating and Preliminary Location of Arresters: Typically, arresters are employed at the transformer terminal and possibly at the substation entrance of lines.
- 6) Follow IEC 60071-1.

Incoming surges from shielded lines are usually lower in amplitude and steepness than from unshielded lines. In many cases, this will permit some separation between the arresters and the insulation to be protected. With a single shielded incoming overhead line, one set of arresters may be located at a point that provides protection to all equipment but preference should be given to the transformer since this is the key item at risk.

The method to estimate the magnitude and shape (steepness) and tail time constant of the surge that arrives at the entrance of the substation is based on:

- the distance between the substation and the strike-terminating point,
- the magnitude of the strike current
- the initiating event – shielding failure or back flash.

In turn, the number of surges that arrive at the substation is a function of this distance and the back flashover rate (BFOR) and shielding failure rate (SFR). Since the strike current and the BFOR/SFR are statistical quantities, the magnitude and shape of the surge is a random event and must be considered in probabilistic terms. Thus the incoming surge is statistical, which leads to the concept that the magnitude and shape of the incoming surge may be based on a design rate of the number of surges per year that equal or exceed a specific steepness and magnitude.

The reciprocal of the number of surges is the return period or mean time between surges in units of years/surge. That is, a surge may be selected so that the probability that its severity is exceeded is, for example once in 400 years. If this 400 year surge produces the voltages within

the substation that just exceed the insulation strength, the mean time between failures of the equipment (MTBF) is 400 years.

For multi-line substations, the situation is more complex, since each line may bring a different number of surges into the substation. For substation transformers and all equipment on the transformer bus, the total number of surges encountered is the sum of all lines. For equipment on other buses, however, it is based on the single line since it produces the most severe voltage on the bus.

6.2.5.2.4 Subsequent strikes (open breaker conditions)

Subsequent strikes are concerns for line circuit breakers and terminal equipment, especially for unshielded lines as all subsequent strikes will have a high probability of flashover. Following fault clearing, breakers may be open longer than 500 ms and line terminal equipment can be exposed to surges from subsequent strikes which occur typically between 30 to 300 ms after the initial strike.

Breakers on lower voltage systems are prone to this event and should be protected if there are problems, while those on higher voltage systems may not require protection, since they are designed to withstand high fast-front overvoltages. Typically, protection comprises installation of arresters on the line side of the breaker [6].

6.2.5.2.5 Cable connections

When short sections of cables are used to connect equipment into AIS substations, complications can arise regarding the provision of adequate protective margins by surge arresters.

Only a fraction of the lightning surges generated on the overhead line are initially transmitted into the cable due to the low impedance ratio between the cable and line. For cables longer than 1 km, the travelling wave established within the cable is expected to be damped by natural resistance losses as the transmitted surge travels back and forth within the cable. For cables shorter than 1 km, however, there are possibilities for a voltage build-up at the cable terminals due to multiple reflections and insufficient damping. Consequently, for short cable lengths between overhead line-cable terminal to apparatus, surge arrester protection may be required at both ends. This is more of an issue for lower voltage systems.

For short cable lengths between apparatus, the arresters that protect the apparatus is also protecting the cable.

The arresters are to be placed directly next to the cable ends. The connecting leads should be as short as possible. If the cable sheath is earthed the earth connection of the arrester has to be connected with as short lead as possible to the cable sheath.

On the whole, cable-connected substations are for the same dimensions better protected than open-air substations.

If detailed insulation coordination studies are not available, it is recommended to put arresters at both ends for shorter cable lengths and at the overhead line-cable terminal for longer cables.

6.2.5.2.6 Arrester protection of gas insulated switchgear (GIS) substations

6.2.5.2.6.1 General

Because of the complexity of a GIS substation in which steep front surges can be created for various switching condition it is recommended that the substation is studied using an electromagnetic transient program. Flashovers are not accepted in GIS due to that the possibility of permanent damage is much higher.

Unlike AIS, a breakdown in the GIS of SF₆ cannot be simply regarded as self-restoring and subsequently inspected, therefore the threat from flashovers needs to be eliminated where possible. As a general rule, surge arresters should be installed at the line entrance to the GIS. The voltage should be controlled before it enters the GIS.

6.2.5.2.6.2 Protection from fast-front overvoltages

SF₆ will initiate faster dielectric breakdown than that of air, leading to fast-front and very fast-front transients.

The use of the general formula for the open-air substation results in conservative estimates. Computer models are really necessary to establish the stresses seen in the GIS coordination lightning impulse withstand voltage or of the protective range, however as a rough guide a reduction of the constant A to half the value shown in Table 3 can be considered.

Additional surge arresters at the transformers may be necessary, either when the separation distances to the line entrance arresters are too long, or when high overvoltages at the transformer are expected during conditions when the line entrance arresters are disconnected. Arresters installed at suitable locations inside the GIS may also be necessary for extended GIS.

Where it is impossible to use AIS arresters to provide adequate line entry protection, better fast-front overvoltage protection may be achieved by installation of the line entrance arrester inside the GIS. This eliminates the effects of the outdoor arrester leads. Although this arrester would be more expensive than an outdoor arrester, additional arresters may be superfluous and this may be the more economical solution.

When the protective ranges indicate that additional arresters should be installed within the GIS, the approximation formula should not be used, but travelling wave calculations should be performed.

6.2.5.2.6.3 Protection from very fast-front overvoltages

Surge arrester protection from very-fast-front overvoltages generated within GIS, for example by switching of disconnectors, is usually not possible due to the very high frequencies and low amplitudes involved. Improvements in GIS substation arrangement and equipment design are possible means to reduce such risks [82].

6.2.5.3 Protection from slow-front overvoltages (switching)

6.2.5.3.1 Basic substation switching

Slow-front overvoltages are typically generated by switching operations. A substation overvoltage insulation coordination method is described in IEC 60071-2. While the application of insulation coordination method is similar to that for lines, there are significant differences [7]:

- substation insulation and line insulation must be coordinated
- number of insulators in parallel are small compared to overhead lines
- voltage profile $E_s/E_r = 1,0$ (E_s : sending end, E_r : receiving end)
- substation equipment with different dielectric strengths
- substation insulation strengths are described by LIWV for apparatus (transformers) or CFO for air clearances (bus)
- design value of the SSFOR for the substation may be a decade lower than that of the line. IEC specifies the SIWV and LIWV for each system voltage.

The ratio of phase-earth and phase-phase clearances recommended by IEC increases with voltage class.

6.2.5.3.2 Practical substation equipment switching

There is no difference between AIS and GIS protection. However, coordination between the AIS equipment and the GIS equipment is needed.

Besides line switching, many other types of equipment such as capacitors, reactors and transformers are switched under load and fault conditions. Normally, disconnect switches (DS) are limited to isolation of bus sections and possibly unloaded transformers, circuit switchers and breakers are used for load, while only circuit breakers can safely interrupt most faults. For effective equipment protection from switching overvoltages, arresters must be located on the equipment side of the switching device.

Switching load and fault currents can generate severe transient recovery voltages (TRV) across the switch. If the TRV is too fast or too large, relative to the switch thermal or dielectric recovery rate, switches can re-ignite or restrike, resulting in switch failure and/or damages to unprotected equipment caused by single or multiple restrike transients. If equipment is protected by arresters, arrester failure from excessive energy absorption during restrike is possible.

6.2.6 Insulation coordination studies

6.2.6.1 General

Insulation coordination studies can be complex depending on the depth of analysis undertaken to achieve the desired accuracy. Furthermore, the analysis associated with system disturbance and/or transients can be very subjective dependent on the type of power system phenomena being investigated.

6.2.6.2 Computation guide and modelling techniques

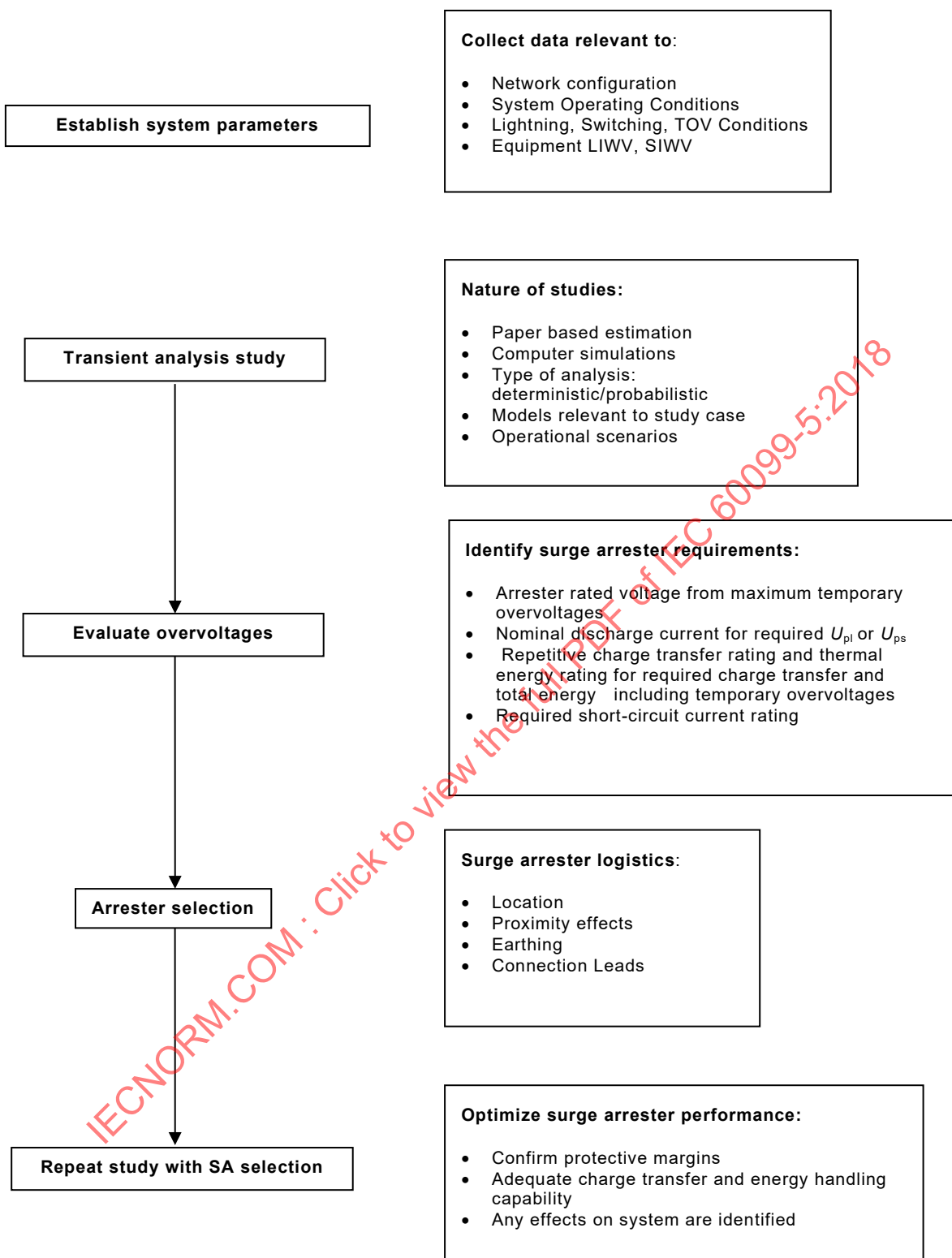
Some cases are easier to examine than others, such that equations and rules of thumb methods derived from statistical methods such as those described in IEC 60071-2 can be used for preliminary estimations. For more complex and/or practical applications, results provided by these simplified formulas are considered to be too conservative. When more accurate results are desired and/or complex network and equipment solutions which include travelling waves and important effects such as surge arrester non-linear characteristics and statistical distributions of switch operations, computer simulations using electromagnetic transient analysis tools should be employed.

Basic computer models tend to provide conservative results, primarily because some effects such as attenuation are difficult to accurately predict or model. A technical report on guidance for insulation coordination studies, IEC 60071-4 provides details and examples of the subtleties associated with the representation of networks and equipment for various types of analysis; lightning or switching transients and temporary overvoltages. Also both deterministic and statistical methods of insulation coordination are described in IEC 60071-2.

Accurate arrester models for fast-front simulations should include the inductive effects of the connecting leads as well as the arrester itself. Some arrester modelling techniques recommended for fast-front and slow-front simulations are described in Annex C.

6.2.6.3 Study procedure

Figure 18 describes an insulation coordination study procedure to follow when reviewing the suitability of a surge arrester application. In general, the required arrester application type and their location(s) depend on the desired equipment protective margins considering the nature of the phenomena and the complexity and/or variations of the system operating conditions being examined. The dimensioning of surge arresters can be generally (but not always) evaluated on the worst case conditions associated with the lightning or switching protection levels and the surge arrester energy handling capability [28].



IEC

Figure 18 – Typical procedure for a surge arrester insulation coordination study

6.3 Selection of arresters

6.3.1 General

Surge arresters are considered essential protective device in modern insulation coordination applications for lines and substations. The most common application of surge arresters is to protect high-voltage substation and distribution equipment against fast and slow-front

overvoltages. To ensure reliability and system security, the surge arrester's protective level and its charge transfer and energy handling capabilities shall be reviewed for the entire spectrum of overvoltage conditions. Secondly, the proper surge arrester shall be chosen for the appropriate service conditions.

6.3.2 General procedure for the selection of surge arresters

6.3.2.1 General

The complete selection procedure of an arrester comprises the selection of a suitable arrester which matches electrical as well as mechanical requirements. It is recommended to first make a selection with respect to electrical performance and thereafter complete the selection with the mechanical requirements.

The following iterative procedure, shown in the flow diagrams of Figure 19a and Figure 19b, is recommended for the standard selection of surge arresters for protection of high-voltage substation equipment [21][24][26]:

- 1) determine the continuous operating voltage of the arrester with respect to the highest system operating voltage;
- 2) determine the rated voltage of the arrester with respect to the temporary overvoltages;
- 3) estimate the magnitudes and probability of the expected lightning discharge currents through the arrester, determine the transmission line discharge requirements and select the nominal discharge current, the high current impulse value and the repetitive charge transfer rating and the thermal energy rating of the arrester;
- 4) select a surge arrester that fulfils the above requirements;
- 5) determine the lightning and switching impulse protection characteristics of the arrester;
- 6) locate the arrester as close as possible to the apparatus to be protected;
- 7) determine the coordination switching impulse withstand voltage of the protected equipment taking into account the representative slow-front overvoltages and system layout;
- 8) determine the coordination lightning impulse withstand voltage considering:
 - a) the representative impinging lightning overvoltage surge as determined by the lightning performance of the overhead line connected to the arrester and the acceptable failure rate of the protected equipment;
 - b) the substation layout;
 - c) the distance between surge arrester and protected equipment;
- 9) determine the rated insulation level of the equipment from IEC 60071;
- 10) if a lower rated insulation level of the equipment is desired, then a lower rated voltage, a higher nominal discharge current, a higher repetitive charge transfer rating or thermal energy rating, a different arrester design or a reduced distance between arrester and protected object should be investigated. Regarding selection of a lower rated voltage it should be noted that a too low rated voltage may affect the service reliability of the arrester.

- 11) selection of electrical data finished – start with mechanical selection!
- 12) consider the pollution level and required withstand voltages of the arrester;
- 13) make a selection of a creepage distance and preliminary length of arrester and flashover distance;
- 14) select the short-circuit rating with respect to the expected fault current.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

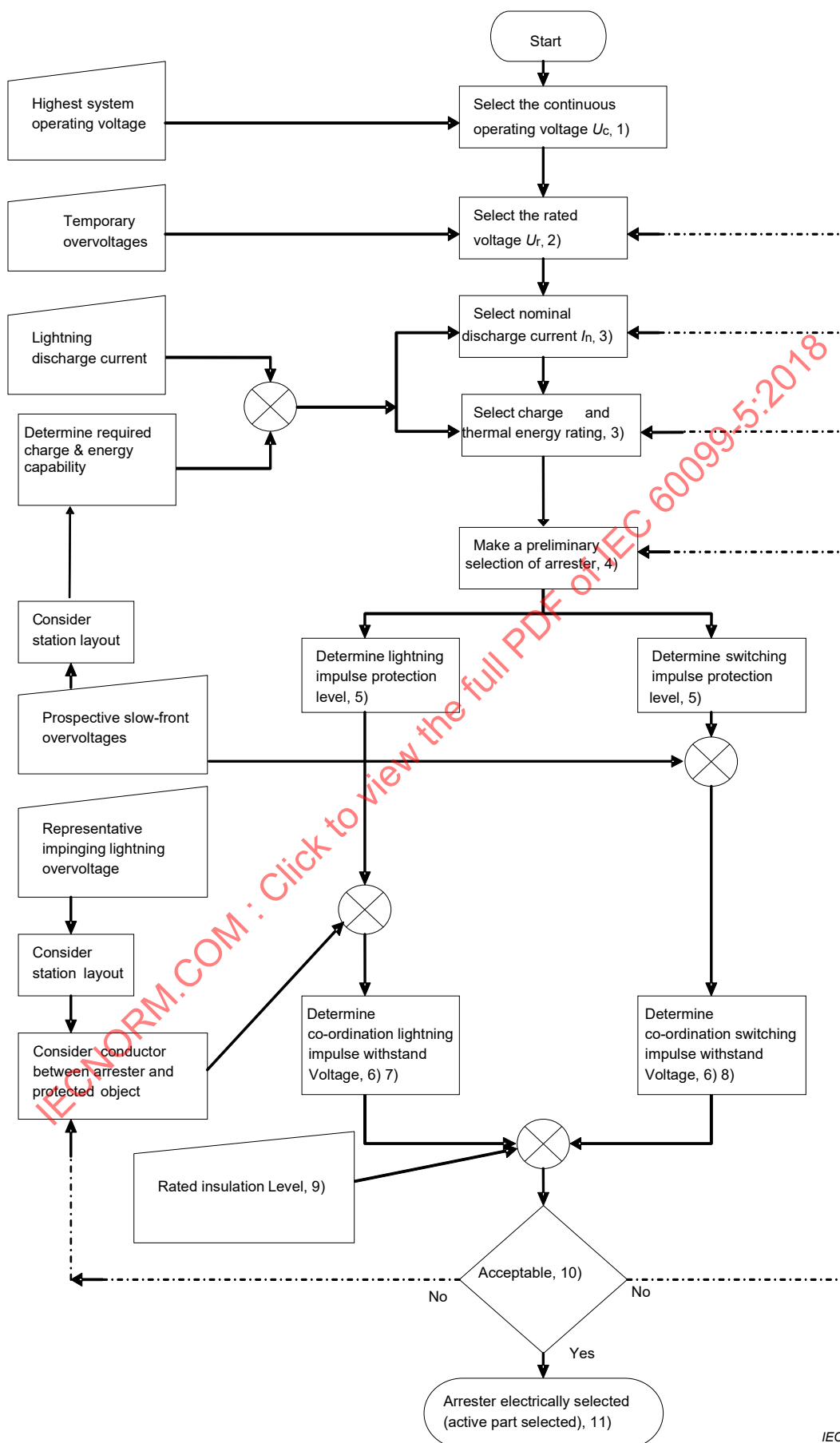
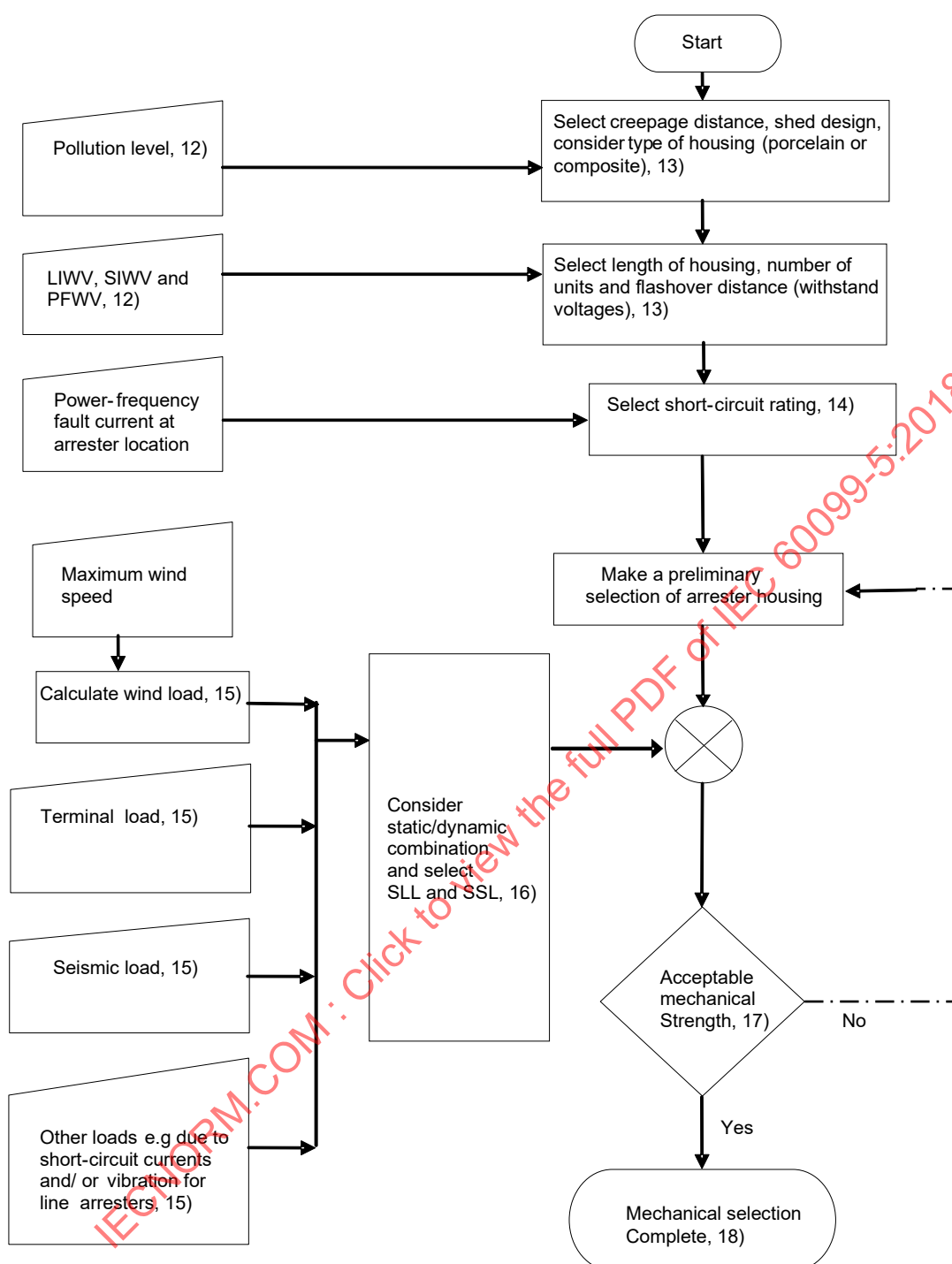


Figure 19a – Selection with respect to electrical data



IEC

Figure 19b – Selection with respect to mechanical data

Figure 19 – Flow diagrams for standard selection of surge arrester

6.3.2.2 Selection of the continuous operating voltage U_c and the rated voltage U_r

The continuous operating voltage U_c of the arrester is selected higher than or equal to the highest actual continuous operating voltage across the arrester. This is normally, for phase-earth arresters, equal to $1,05 \times U_s/\sqrt{3}$.

To fulfil the requirements on TOV capability a suitable rated voltage thereafter is selected.

The rated voltage as defined in the standard is the 10 s power-frequency voltage used in the operating duty test after application of high-current or long duration current impulses. Rated voltage is thus a minimum TOV capability for 10 s as per the standard. For other combinations of magnitude and duration of TOV the manufacturers give the TOV capability either in factors of the rated voltage U_r , or in factors of the continuous voltage U_c .

Factors affecting TOV capability are ambient temperature and energy absorbed (i.e. the initial temperature of the resistor elements prior to the application of TOV) and the applied voltage following the TOV. Therefore, manufacturers give curves for the TOV capability with and without prior duty.

The two ways of expressing the TOV factor, either in a factor, $T_r = U/U_r$, or in a factor, $T_c = U/U_c$, are illustrated as examples in Figure 20a and Figure 20b respectively. Note that the examples in this case are for the same arrester with a U_c equal to $0,8 \times U_r$.

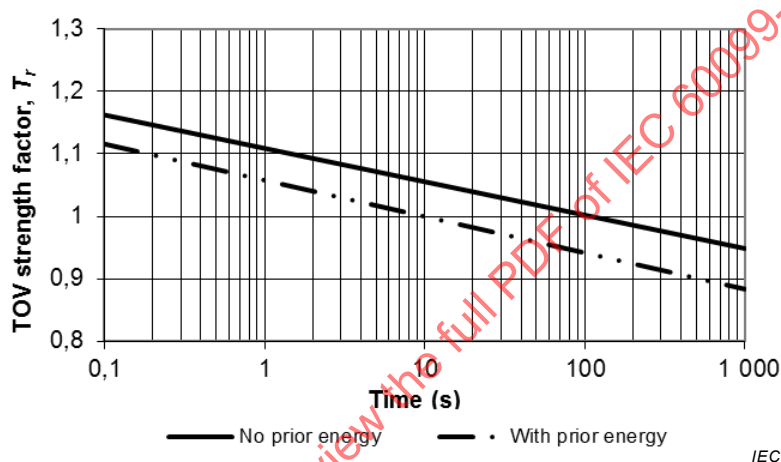


Figure 20a –Given as a factor of rated voltage, $T_r = U/U_r$

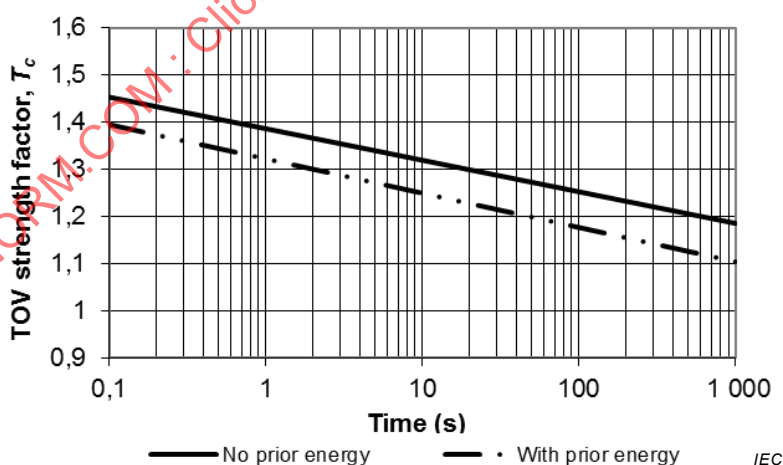


Figure 20b –Given as a factor of continuous operating voltage, $T_c = U/U_c$

NOTE 1 Each arrester has unique curves given by the manufacturer.

NOTE 2 Figures 20a and 20b are for the same arrester with a $U_c = 0,8 \times U_r$.

Figure 20 – Examples of arrester TOV capability

For arresters with the TOV capability expressed as factor of the rated voltage $T_r \times U_r$ shall be higher than or equal to the expected temporary overvoltage at the arrester terminals for the considered time duration.

For arresters with the TOV capability expressed as a factor of the continuous operating voltage $T_c \times U_c$ shall be higher than or equal to the expected temporary overvoltage at the arrester terminals for the considered time duration.

6.3.2.3 Selection of nominal discharge current and charge transfer rating or thermal energy rating

The nominal discharge current has two different (though not independent of each other) purposes: It is a co-ordination current necessary for insulation co-ordination, and it is an arrester classifying current, to which a couple of other arrester characteristics are referring.

For insulation co-ordination, the nominal discharge current is an important parameter, because the lightning impulse protection level, U_{pl} , of an arrester is referring to I_n rather than to a certain current value. Using U_{pl} in the insulation co-ordination process is, therefore, based on the assumption of typically occurring lightning currents in the system. I_s , for instance, a value of 5 kA chosen as I_n , then U_{pl} is the arrester's residual voltage related to this current. But if the lightning currents are typically higher, e.g. 10 kA, U_{pl} is being assumed too low, because the arrester's residual voltage at these currents is higher than U_{pl} , and the insulation co-ordination procedure will be performed under too optimistic assumptions. Another example: If two arresters having the same U_{pl} , but one is of $I_n = 5$ kA and the other one of $I_n = 10$ kA, both arresters will have different UI -characteristics, and the arrester with the higher I_n value (i.e. a lower U_I -characteristic) will be energetically stressed more severely than its neighbor of the lower I_n value.

It should also be noted that arresters normally can withstand currents significantly higher than I_n . For instance, an arrester of $I_n = 10$ kA can be stressed with an 8/20 current impulse of 20 kA or even more without any risk of damage. It will just develop a residual voltage $U_{res} > U_{pl}$ under this condition.

Arresters in an electrical power system will be stressed by lightning currents originating from backflashovers and direct strikes to the line in front of the substation where the arrester is located. The current, which the arrester will discharge, depends on several parameters, e.g.:

- Degree of shielding of the line
- Line geometry
- Number and location of shield wires
- Insulation strength of the line
- Tower grounding
- Number of lines to the substation
- Arrester location at open line end or at a transformer

Assuming that the arrester is installed at an open line end the arrester current due to reflections of traveling waves will increase to a value that can be roughly estimated as follows:

$$I_{\text{arrester}} = (2 \times U_{\text{incoming}} - U_{\text{pl}}) / Z_{\text{line}} \quad (4)$$

where

U_{incoming} due to backflashovers is estimated to $1,2 \times U_{50\text{positive}}$ and for shielding failure related overvoltages $1,2 \times U_{50\text{negative}}$ of the line insulators [7]. These values of incoming surge amplitudes should in most cases be on the safe side but for a more accurate calculation of the amplitude of incoming waves the methods in [7] are recommended. Furthermore, the $U_{50\text{negative}}$ is assumed to be 1.08 times the $U_{50\text{positive}}$ [7].

Example for $U_s = 420$ kV (assumptions: insulator flashover distance = 3 m, $U_{50} = 1.6$ MV, $Z_{\text{line}} = 350 \Omega$, $U_{\text{pl}} = 800$ kV):

$$I_{\text{arrester}} = (2 \times U_{\text{incoming}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{line}} = (3,84 \text{ MV} - 800 \text{ kV})/350 \Omega = 8,7 \text{ kA}.$$

Example for $U_s = 145$ kV (assumptions: insulator flashover distance = 1,5 m, $U_{50} = 800$ kV, $Z_{\text{line}} = 450 \Omega$, $U_{\text{pl}} = 250$ kV):

$$I_{\text{arrester}} = (2 \times U_{\text{incoming}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{line}} = (1.92 \text{ MV} - 250 \text{ kV})/450 \Omega = 3,7 \text{ kA}.$$

The current through the arrester can exceed these values due to two reasons:

- 1) The arrester is installed in front of a transformer, and the capacitance of the transformer will increase the arrester current with approximately a factor of 1,6 [7] as per formula (4) below.

$$I_{\text{arrester}} = 1,6 \times (2 \times U_{\text{incoming}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{line}} \quad (5)$$

This will give 13,9 and 5,9 kA for the 420 kV and 145 kV examples above.

- 2) If the shielding failure causes a flashover at the struck point or by a backflashover the arrester current will be increased due to reflections from the struck point [7].

Considering a shielding failure causing a flashover or a backflashover in front of the substation according to (4) above reflections from the struck point will result in an arrester current according to formula (5):

$$I_{\text{arrester}} = 2 \times (N+1) \times U_{\text{incoming}}/Z_{\text{line}} \times (1-N \times T_s/\tau) - 2 \times N \cdot U_{\text{incoming}}/Z_{\text{line}} \quad (6)$$

Where

T_s = travel time between the arrester and struck point in μs

τ = tail time constant of the incoming surge in μs , assumed: 10 μs ... 20 μs

N = number of reflections from the struck point ($N = 0, 1, 2, 3$, etc.)

Maximum current is obtained for $N = N_m = 0,5 \times (\tau/T_s \times (1-U_{\text{pl}}/U_{\text{incoming}})-1)$ [7].

Note that in this case the power frequency voltage is neglected and only one line is considered in the substation.

Assuming that the struck point is 600 m from the substation T_s will become 2 μs , and for the 420 kV example above the arrester current will be 14,9 kA and for the 145 kV example 8,1 kA.

Therefore, in the 420 kV example $I_n = 10$ kA or $I_n = 20$ kA would be a reasonable choice, and in the 145 kV example $I_n = 10$ kA would be sufficient.

From these considerations it is obvious that the appropriate nominal discharge current of the arresters in a system depends on the performance of the line and on the fact if it is shielded or

not, as well as if flashover occurs or not, and on the location of the arrester, at an open line end or at a transformer.

Distribution lines are typically not shielded, and so nearly any current amplitude in case of a lightning strike to the conductors is possible (up to 200 kA). It depends now on the design of the line which flashover voltages are reached. In case of perfectly earthed cross arms the flashover voltage of the insulators is relevant. For instance, in a 24 kV (isolated neutral) system the insulators (assumed flashover distance 230 mm) might flashover at a voltage of $U_{50} = 135$ kV. The resulting current through the arrester in a substation will be according to equation (1) ($Z = 450 \Omega$, $U_{pl} = 80$ kV):

$$I_{\text{arrester}} = (2 \times U_{\text{incoming}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{line}} = (324 \text{ kV} - 80 \text{ kV})/450 \Omega \approx 0,54 \text{ kA (open ended line)}$$

$$I_{\text{arrester}} = 1,6 \times (2 \times U_{\text{incoming}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{line}} = (324 \text{ kV} - 80 \text{ kV})/450 \Omega \approx 0,87 \text{ kA (transformer connected to the line end)}$$

Mostly a direct strike to a distribution line will result in flashovers between all three phases, and therefore the arresters of all three phases will share the duty. On the other hand, the surge impedance will be lower, in the order of 250Ω , due to a 3-phase travelling surge and thus the total current will be higher than given above. A nominal discharge current of $I_n = 2,5$ kA is definitely an appropriate choice in this case, resulting in a "DL" arrester.

In the case of wooden poles, where the cross arms are not earthed, a flashover from conductor to ground will develop. For a typical clearance of 5 m to ground this results in a flashover voltage in the range of 2 MV to 3 MV. Assuming a value of 3 MV, the current through the arrester in a substation will then be, according to equation (1) and (2) and further assuming a 3-phase travelling surge with surge impedance of 250Ω :

$$I_{\text{arrester}} \approx 28 \text{ kA (open ended line)}$$

$$I_{\text{arrester}} \approx 46 \text{ kA (transformer connected to the line end)}$$

But again, as all three phases will be involved, the arresters of each phase will be stressed by only about one third of this value (if exactly matched). Therefore, the current will typically be in the range of 10 kA in the first case, and $I_n = 10$ kA (a "DH" arrester) would be the choice in this case. In the second case, where currents between 10 kA and 20 kA through the individual arresters may be expected, a "DH" arrester with $I_n = 10$ kA or a "SL" arrester with $I_n = 10$ kA could be chosen, depending on further information that is available for the system.

Once a reasonable value of the nominal discharge current has been determined for given system configurations, this current value is then used for the further selection of surge arresters. It will then have the function of an arrester classifying parameter, and other arrester characteristics are chosen based on its nominal discharge current, I_n .

If it is known that the charge to be transferred is typically higher than related to the so determined I_n (Table 1 of IEC 60099-4:2014) and takes a value that would be related to the next higher I_n value, this I_n value should be chosen. For charge transfer ratings of $Q_{rs} \geq 1,1$ C, generally $I_n = 10$ kA shall be chosen.

However, the user may still use another coordination current than the nominal discharge current for determining the LIPL of the arrester, such as 0,5 or 2 times I_n . Correlations of the nominal discharge current I_n with other specific ratings are given in Table 2.

For surge arresters protecting high-voltage substation equipment typically arresters with designation SL, SM or SH are used. In medium voltage systems, mainly arresters with designation DL, DM or DH are used. For specific applications as protection of cables, rotating machines or capacitor banks arresters with higher repetitive charge transfer ratings may also be needed for medium voltage systems.

Table 2 – Arrester classification

Arrester class	Station			Distribution		
Designation	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Nominal discharge current ^a	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Switching impulse discharge current ^a	2 kA	1 kA	0,5 kA	–	–	–
Q_{rs} (C)	$\geq 2,4$	$\geq 1,6$	$\geq 1,0$	$\geq 0,4$	$\geq 0,2$	$\geq 0,1$
W_{th} (kJ/kV)	≥ 10	≥ 7	≥ 4	–	–	–
Q_{th} (C)	–	–	–	$\geq 1,1$	$\geq 0,7$	$\geq 0,45$
NOTE The letters "H", "M" and "L" in the designation stand for "high", "medium" and "low" duty, respectively.						
^a Other currents may be specified upon agreement between manufacturer and user.						

6.3.2.4 Surge arrester charge transfer and energy dissipation during lightning current discharges

A rough estimation of the charge from lightning strikes for substation arresters can be estimated from Formula (7) [3][4]:

$$Q = \left[2 \times U_f - N \times U_{res} \left(1 + \ln \left(2 \times \frac{U_f}{N \times U_{res}} \right) \right) \right] \frac{T_l}{Z} \quad (7)$$

where

Q is the charge. If the distances between substations in distribution systems are small, the charge can be divided because of current sharing.

$\ln$ is the natural logarithm;

U_{res} is the residual voltage at the actual lightning current through the arrester, as a first approach U_{pl} of the arrester can be used;

U_f is the negative flashover voltage of the line insulation;

Z is the line surge impedance;

N is the number of lines connected to the arrester ($N = 1$ or $N = 2$), (as explained in IEC 60071-2);

T_l is the equivalent duration of the current of a lightning flash including first and subsequent strikes. Typical value 3×10^{-4} s.

The energy is obtained by multiplying the charge with the actual residual voltage of the arrester U_{res} .

NOTE The formula is derived from an integration of an exponentially decreasing overvoltage.

Computer analysis according to IEC 60071-4 on lightning energy dissipation into surge arresters can give more accurate values.

6.3.2.5 Surge arrester cumulative charge transfer and energy during line switching

The arrester switching cumulative charge transfer and energy are dependent on surge magnitude, wave shape, system impedance and configuration, arrester protective characteristics and frequency of switching operations within a short time period. Ultimately, the selected surge arrester shall have charge and energy rating capacity greater than the

accumulated charges transferred and energy during the severest operating duty. The required surge arrester charge transfer and energy duty is obtained during the insulation coordination step determining the representative overvoltages. In most practical cases, since nature of switching is statistical and generated waveforms are typically complex especially with highly non-linear characteristics of an arrester, it is desirable to perform computer simulation studies. When such studies are unavailable for line switching, a conservative estimate can be obtained from an equation similar to that used for evaluating arrester line discharge energy classes and capabilities, (see Formula H.1 of Annex H).

The simplified arrester cumulative charge (8a) and corresponding energy (8b) are derived based on the assumption that the entire line is charged to a prospective switching surge voltage and is discharged through the arrester at its protective level during twice the travel time of the line [7]. Therefore, accuracy is dependent on identifying the appropriate arrester residual voltage and current which matches the prospective switching voltage magnitude and the line surge impedance.

Using the line discharge concept establishes an interesting relationship between arrester charge and energy because during the relevant line discharge period, both the arrester currents and voltages are practically constant. Consequently, for the line discharge cases, the simplified formulas can provide similar accuracy as those obtained from detailed computer simulations as illustrated in Annex I. This annex also contains useful formulas for estimating arrester discharge voltages and currents by linearizing the arrester voltage-current characteristic in the switching region.

$$Q_s = \frac{U_{rp} - U_{res}}{Z} \times 2 \times \frac{l}{c} \quad (8a)$$

$$W_s = U_{res} \times Q_s \quad (8b)$$

where

U_{rp} is the representative maximum switching voltage;

U_{res} is the arrester residual voltage during the line discharge;

l is the line length with surge travel time at speed of light, c ;

Q_s is the cumulative charge transferred during one single line switching;

W_s is the cumulative energy absorbed by arrester during one single line switching;

Z is the line surge impedance;

c is the speed of light.

NOTE The required thermal energy rating of the arrester, W_{th} , is two times W_s .

Major characteristic differences between line re-energization/switching event and line discharge operations are that arrester voltage and current waveforms are neither constant nor similar over each of the several discharges. Consequently, some caution is necessary since possibility of unrealistic line surge impedances, line length and prospective switching overvoltages can occur when they are based on arrester ratings as prescribed by the IEC 60099-4:2009 to establish arrester line discharge classes. For completeness, some examples of arrester charges and energies generated during practical line energization using computer simulations are compared with those obtained from simplified line discharge formulas.

6.3.2.6 Protection from slow-front overvoltages

Metal-oxide surge arresters are suitable for limiting slow-front overvoltages from line energization and switching of inductive and capacitive currents, but are not generally suitable for limiting the typically lower magnitude overvoltages resulting from earth faults and fault clearing.

The influence of the current front times can be ignored for slow-front overvoltages. Furthermore, separation effects within substations can be neglected.

Surge arresters are usually installed phase-to-earth and, if metal-oxide arresters are used to limit slow-front overvoltages to a low level, the phase-to-phase overvoltages will reach about twice the protection level of the arrester phase-to-earth, irrespective of the transformer neutral treatment. The phase-to-phase overvoltage will consist of two phase-to-earth components that are most frequently equal to each other. If lower phase-to-phase protective levels are required, additional arresters phase-to-phase are needed.

The problems with switching overvoltages are:

- a) the ability of the MO resistors to withstand the imposed thermal-mechanical stresses
- b) the ability of surge arresters to recover from MO resistors temperature rise resulting from absorption of energies.

These problems can only be addressed by adequate identification of likely sources of overvoltages and appropriate specification of a surge arrester with a suitable thermal energy and repetitive charge transfer capability.

The impact of switching related overvoltages becomes more critical at higher system voltages; therefore, typically transmission networks are more susceptible to equipment damage from these overvoltages than compared to Range I networks. In practice, the effect of switching overvoltages become important for systems with nominal voltages greater than 245 kV (Range II).

In Range I, except for rotating machines, installed equipment typically has such a high insulation level that protection from slow-front overvoltages is not generally necessary. However, the common use of reactive compensation equipment on Range I voltages increase the use of surge arresters and the awareness of slow-front overvoltages protection.

The representative overvoltage at the equipment protected by arresters is equal to the switching impulse protection level, because, except for transmission lines, travelling wave effects can be neglected and the voltage at the equipment is equal to that at the arrester. For the phase-to-phase overvoltages, it can be up to twice this value without phase-to-phase arresters.

In the case of surge arrester protection against switching overvoltages, a severe skewing in the statistical distribution of overvoltages takes place. This skew is more pronounced the lower the protection level, as compared to the amplitudes of the prospective slow-front overvoltages. In these situations, small variations of the insulation withstand have a large impact on the risk-of-failure. To cover this effect, it is proposed to make the deterministic coordination factor dependent on the relation of the surge arrester protective level to the 2 % value of the prospective overvoltages, Formulas (9), (10), (11) and (12) [68]:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} \leq 0,7 ; \quad K_{cd} = 1,1 \quad (9)$$

$$0,7 < \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \leq 1,2 ; \quad K_{cd} = 1,24 - 0,2 \times \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \quad (10)$$

$$1,2 < \frac{U_{ps}}{U_{e2}} ; \quad K_{cd} = 1,0 \quad (11)$$

and the coordination switching impulse withstand voltage as

$$U_{cw} = K_{cd} \times U_{ps} \quad (12)$$

where

U_{ps} is the switching impulse protective level of the arrester;

U_{e2} is the 2 % value of the prospective slow-front overvoltage amplitude to earth;

U_{cw} is the coordination switching impulse withstand voltage of the equipment;

K_{cd} is the deterministic coordination factor.

NOTE 1 The factor 1,0 to 1,1 takes into account the high frequency of overvoltages with amplitudes equal to the protection level due to the truncation of the overvoltage distribution by the arrester. The lower the protective level the more frequent will be the overvoltages. Due to the uncertainties in the equipment withstand, the margin between the withstand voltage and the protective level should increase with increasing overvoltage frequency to maintain a given risk level.

NOTE 2 If U_{e2} is less than $U_{ps}/1,2$ U_{cw} the protection by arresters does not have to be considered.

6.3.2.7 Protection from fast-front overvoltages

6.3.2.7.1 General

In general, surge arresters cannot adequately protect equipment with large separation distances between line entrances and the equipment to be protected. The height of up to several meters especially of high voltage arresters in substations may significantly reduce the protection distance and by this affect the protection margin, as far as fast-front transients are concerned. This is due to the fact that the arrester height is contained in the overall maximum protection distance. Consequently, arresters are typically installed as close as possible to critical equipment. Additional arresters may need to be installed at the line entrances to limit the magnitude of overvoltages entering the substation.

The presence of a sizable surge capacitance at the line terminal or substation entrance could reduce the steepness of the incoming surge. The withstand voltage for fast-front overvoltage coordination (coordination withstand voltage, U_{cw}) can then be determined from a “modified” empirical formula, which considers the fundamental characteristics of lightning overvoltage behaviour in substations (see IEC 60071-2). A steepness reduction factor, f_s , is introduced to take into account the effects of capacitances at the line entrance. As shown in Annex G, this factor is:

$$f_s = \frac{S_s}{S_0} = \frac{C_0}{(C_0 + C_s)} = \frac{1}{(1 + C_s/C_0)} \quad (13)$$

where

S_0 is steepness due to corona alone, see Formula G.4;

S_s is steepness with added capacitance;

C_s is the effective surge capacitance at line terminal in μF ;

C_0 is the equivalent surge capacitance of the incoming surge related to corona, see Formula G.5.

The resulting coordination withstand voltage considering the line entrance capacitances is:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \times f_s}{N} \times \frac{L_t}{L_{sp} + L_f} \quad (14)$$

where

U_{cw} is the coordination lightning impulse withstand voltage;

- U_{pl} is the lightning impulse protection level of the surge arrester;
- A is the voltage according to Table 3 describing the lightning performance of the overhead line connected to the substation;
- f_s steepness reduction factor with surge capacitance at line terminal;
- N is the number of lines connected to the substation ($N = 1$ or $N = 2$);
- L_t is the total length $L + L_1 + L_2 + L_A$, (see Figure 8 and Figure 9);
- L_{sp} is the span length;
- $L_f = R_a/r$ is the length of the overhead line in front of the substation, which gives a rate of lightning events equal to the acceptable failure rate. The right fraction multiplied by A/N is proportional to the steepness of the representative impinging surge. Note that in Formula (14) consistent units must be used;
- R_a is the acceptable failure rate (number of failures per unit time) for the protected equipment;
- r is the overhead line outage rate (number of outages per unit time and unit length) per year for a design corresponding to the first kilometre in front of the substation. If $N = 2$, the rates have to be added.

For distribution lines the outage rates are usually large compared to the acceptable failure rates, i.e. the overhead line length L_f in Formula (14) is small and can be neglected. Formula (14) is then simplified to:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \times f_s}{N} \times \frac{L_t}{L_{sp}} \quad (15)$$

Table 3 – Definition of factor A in formulas (14 and 15) for various overhead lines

Overhead Line configuration	A (kV)
Distribution lines (phase-to-phase flashovers)	
– with earthed cross-arms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2 700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4 500
– double conductor bundle	7 000
– four conductor bundle	11 000
– six and eight conductor bundle	17 000
NOTE The voltages A for distribution lines are lower than that for the single conductor transmission line, because in case of distribution lines phase-to-phase flashovers or multiple phase-to-earth flashovers occur, thus leading to current sharing, and in case of earthed cross-arms, to a limitation of the incoming surge amplitude.	

Induced lightning overvoltages need to be considered in distribution systems, where the equipment is not protected against direct lightning strikes to the conductors or against back-flashovers.

Table 4 – Examples for protective zones calculated by formula (16) for open-air substations

System voltage	Protection level	Withstand voltage		Span	Axf _s	Protective zone L _p					
		Rated	Co-ordination			r = 0,1 ^{a)} N = 2	r = 0,5 ^{a)}		r = 2 ^{a)}		r = 6 ^{a)} N = 2
							N = 1	N = 2	N = 1	N = 2	
kV	kV	kV	kV	m	kV	m	m	m	m	m	m
24	80	125	109	100	2 700	–	–	–	2,4	4,8	3,0
				200	900	–	–	–	10,4	20,8	15,5
123	350	550	478	300	fs=1,0, 4 500	160	23	46	12,0	24	–
					fs=0,5, 2 250	320	46	92	24,0	48	–
245	450	950	827	300	fs=1,0, 7 000	300	43	86	23	46	–
					fs=0,5, 3 500	600	86	172	46	92	–
420	800	1 425	1240	400	fs=1, 11 000	116	36	72	21	42	–
					fs=0,5, 5 500	232	72	144	42	84	–
550	900	1 550	1352	400	fs=1, 11 000	236	37	74	22	43	–
					fs=0,5, 5 500	472	74	148	44	86	–
765	1474	2100	1828	400	fs=1, 11 000	186	29	57	17	28	–
					fs=0,5, 5 500	372	58	114	34	56	–

r line design outage rate (per 100 km and year) corresponding to the first kilometre in front of the station.

a) Dimensions in 1 per 100 km and year.

f_s surge capacitance factor e.g. no surge capacitance: f_s = 1,0 , (C_s = 0, C_o estimated from incoming surge),
f_s = 0,5, (when C_s = C_o added)

The protective zones of surge arresters in case of fast-front overvoltages may also be determined by the acceptable failure rate chosen for a study. IEC 60071-2 suggests values between 0,1 % per year and 0,4 % per year. A typical value of 0,25 % per year is used in the examples of Table 4.

Formula (15) describes the per unit voltage drop depending on the lightning performance of the overhead line connected to the equipment, on the substation layout and on the adopted acceptable failure rate of the equipment. Using the existing knowledge of the lightning performance of overhead lines and of corona damping effects, the constant A has been determined to obtain agreement between the withstand voltages calculated with Formula (15) and the service experience obtained with protective zones used for a long time (see Table 4). The formula may not be used to determine overvoltage amplitudes for a specific lightning event on the overhead line.

When the rated lightning impulse withstand voltage of the equipment is selected, the protective zone of the arrester can be estimated from Formula (16):

$$L_p = \frac{N}{(A \times f_s)} \left[\left(\frac{U_{rw}}{1,15} \right) - U_{pl} \right] (L_{sp} + L_f) \quad (16)$$

where

L_p is the protective zone;

U_{rw} is the required lightning impulse withstand voltage.

Formula (16) indicates that for a given substation, the protective zone increases with:

- increasing difference between rated withstand voltage and protective level;
- incoming surge steepness reduction by increasing surge capacitance at line terminal;
- decreasing outage rate of the overhead line in front of the substation, thus demonstrating the effect of improved shielding by earth wires and reduced tower footing impedance;
- increasing acceptable failure rates, this means that the equipment outside the protective range still may be protected, however with a higher failure rate.

6.3.3 Selection of line surge arresters, LSA

6.3.3.1 General

There are two different designs of LSA: non gapped line arresters (NGLA) and externally gapped line arresters (EGLA), which have somewhat different features making them more or less suitable for certain applications. The NGLA are tested according to IEC 60099-4, while the EGLA are tested according IEC 60099-8. Today's LSA are typically polymer housed which give them significant advantages over porcelain designs for this application. For more information see CIGRÉ TB 440 [78].

6.3.3.2 Selection of NGLA, non-gapped line arresters

6.3.3.2.1 General

Non gapped line arresters are suitable for all system voltages and for protection against both lightning and/or switching related phenomena.

The selection of NGLA for line protection differs only slightly from typical arrester selections. The most significant difference is the use of disconnectors for NGLA also for system voltages above distribution systems. The following iterative procedure, shown in Figure 21 is recommended for the selection of NGLA:

- determine the continuous operating voltage of the arrester with respect to the highest system operating voltage;
- determine the rated voltage of the arrester with respect to the temporary overvoltages;
- estimate the magnitudes, charge (or related arrester energy) and probability of the expected lightning discharge currents through the arrester, determine the thermal charge transfer rating or thermal energy rating, the high current value of the arrester considering an acceptable arrester failure rate

NOTE Lightning discharge currents and related discharge energy may be significantly higher than for substation applications in particular in the case of unshielded lines. Switching impulse currents may be lower.

- select the short-circuit rating with respect to the expected fault current;
- select a surge arrester that fulfils the above requirements;
- determine the lightning and switching impulse protection characteristics of the arrester;
- locate the arrester as close as possible to the insulators to be protected with consideration to sufficient clearances in the event of arrester overloading and disconnector operation;
- determine the coordination switching impulse withstand voltage of the protected equipment taking into account the representative slow-front overvoltages and system layout;

- determine the coordination lightning impulse withstand voltage considering:
 - the representative lightning current surge as determined by the lightning performance of the overhead line to which the arrester is connected (ground flash density, strike incidence to the line, tower footing resistance etc.) and the acceptable flashover rate of the protected insulation;
 - the line layout;
 - the length of connection leads between surge arrester and protected insulation;
- determine the rated insulation level of the equipment from IEC 60071;
- if a lower rated insulation level of the equipment is desired, then a lower rated voltage, a higher nominal discharge current, a higher lightning impulse discharge capability, a different arrester design or a reduced length of connection leads between arrester and protected insulation should be investigated;

NOTE 1 A lower rated voltage may affect the service reliability of the arresters, due to the higher specific voltage stress under U_c .

NOTE 2 Insulation levels for lines may differ from the levels given in IEC 60071.

NOTE 3 The normal case may be that the arresters are to be installed on an existing line. The coordination switching and lightning impulse withstand voltages are then compared with the existing insulation levels of the line.

- the risk of arrester overloading due to lightning discharges should be considered and taken into account in the calculated flashover and outage rate of the line.

6.3.3.2.2 Rated voltage

The rated voltage shall be selected so that the lightning and switching surge protective levels are coordinated below the LIWV, and SIWV of the line insulation respectively. Selection of rated voltage is not especially crucial, as there usually is an ample margin between LIWV of line insulation and protective levels, and there is no benefit of extra protective margins. Thus it is not recommended to choose the lowest possible characteristics, as this will increase the risk that these arresters may be stressed by unnecessary high power frequency overvoltages. This is typically done by selecting a higher rated voltage and/or a lower rating of the NGLA than for the substation arresters. Such a selection also ensures that the arresters are not unnecessarily stressed by high switching energies or capacitor discharges, which should be handled by the substation arresters.

6.3.3.2.3 Arrester class and charge and energy requirements

NGLAs are selected both with respect to their arrester classification and for NGLA with a rated voltage higher than 52 kV also from their lightning impulse discharge capability in Annex H of IEC 60099-4:2014. NGLAs on shielded lines typically have a nominal discharge current of 5 kA or 10 kA according to IEC with charge transfer ratings of Q_{rs} from 0,5 C to 1,6 C, depending on their application.

For NGLAs installed for lightning protection on unshielded lines a nominal discharge current of 10 kA or 20 kA according to IEC with charge transfer ratings of 1,0 C to 2,4 C may be used depending on the isokeraunic levels (thunder days/year, T_D) and acceptable outage rate. There is special software available on the market which will give guidance for the dissipated charge/energy from lightning strokes.

NGLAs for protection from switching overvoltages are selected to have the same or in most cases one IEC charge transfer rating lower than what the substation arresters have, due to that for longer lines the NGLAs are installed around the midpoint reducing the line length and thereby also the charge and energy for the involved NGLA. Typically a nominal discharge current of 10 kA or 20 kA according to IEC with charge transfer ratings of Q_{rs} from 1,6 C to 3,6 C may be used. These charge values basically correspond to previous LD classes 3 to 5 (see Table H.3 of Annex H) [16][83]

6.3.3.2.4 Fault clearing and disconnectors

Disconnectors are used to facilitate fast reclosing as NGLAs are connected directly across the line insulators which are self-restoring. Disconnectors are usually not permitted to disconnect high voltage substation arresters automatically in the event of an arrester failure since the insulation of the substation equipment is generally not self-restoring and should not be re-switched on without protection.

These disconnectors in series with the NGLA also serve as indicators making it simple to find overloaded NGLA with visual inspection.

These disconnectors will have somewhat different requirements from the ones used for distribution arresters in that they must match the charge transfer handling capabilities of the NGLA. Therefore these disconnectors must be capable of withstanding both higher impulse currents as well as longer duration impulses compared to disconnectors for distribution arresters; in fact the disconnectors must pass all the type tests that the NGLA is capable of. The crucial requirements of the disconnector are to verify that it does not operate unless the NGLA is overloaded and that it operates quickly enough so that fast reclosing is facilitated.

Therefore a coordination of the disconnectors' opening times versus short circuit currents compared to the actual operating times of reclosing system is necessary especially for not directly earthed systems with very low short circuit currents.

The disconnector device is often mechanically weaker than the rest of the installation. Hence, the conductor connecting the NGLA to earth or the phase conductor must be sufficiently long to ensure that the movements of the arresters and/or the transmission line will not risk that the disconnector device may break off by mechanical fatigue.

The tower with an overloaded gapless line arrester shall after the disconnector operation preferably have LIWV and SIWV as prior to the line arrester installation, as it may take some time before failed NGLA can be replaced.

6.3.3.2.5 Applications of NGLA

NGLAs are suitable for all applications mentioned in 6.2.4, as they can be selected to protect against both lightning and switching overvoltages.

With NGLA installed on every tower it is today possible to design compact transmission lines with significantly smaller clearances than what is traditionally used, if pollution is not the limiting factor of line insulation. NGLA can also be used to upgrade existing system voltages using existing towers and lines, especially for old not commonly used system voltages. For this application NGLA can be used either on the top phase(s) as a substitute for shield wires in areas with moderate ground flash density or on all three phases together with shield wires. NGLA are recommended as both fast-front and slow-front overvoltages may be critical.

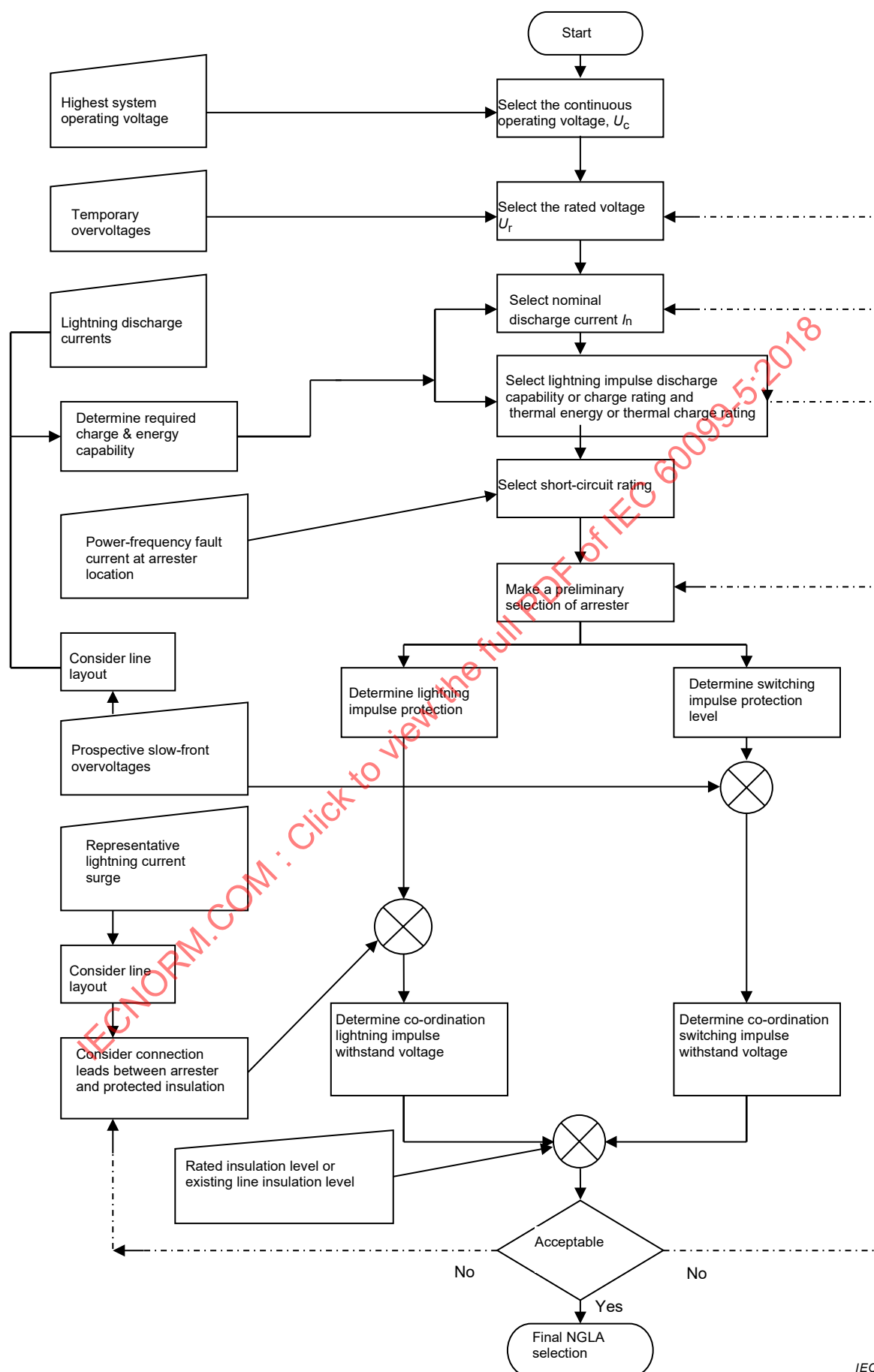


Figure 21 – Flow diagram for the selection of NGLA

By locating NGLA on all phases of the towers closest to a substation the incidence of back-flashovers near the substation can be more or less eliminated. This results in a reduction of steepness and amplitude of incoming surges. This improves the protection performance of the substation arresters for air-insulated substations, and may eliminate the need for metal-enclosed arresters even for large GIS. For this application NGLA shall be used, as the incoming overvoltage should have both reduced magnitudes and as slow rise time as possible when entering the substation. This will increase the minimum protection distance inside the GIS. Even parallel columns may then be the most economical solution. These parallel columns of the same rated voltage do not have to be matched with respect to current sharing as they are only for reducing the protection levels.

6.3.3.3 Selection of EGLA, externally gapped line arresters

6.3.3.3.1 General

One difference from NGLA is that the series varistor unit (SVU) of the EGLA is not continuously exposed to the system voltage. Hence the selection of the rated voltage of EGLA will differ from NGLA. Another important feature is the coordination of its gap characteristics with the LIWV and SIWV of the protected line insulation.

The following iterative procedure, shown in the flow diagram of Figure 22, is recommended for the selection of EGLA:

- determine the rated voltage of the arrester with respect to the highest system operating voltage and temporary overvoltage during spark over operations;
- estimate the magnitudes, charge and probability of the expected lightning discharge currents through the arrester, select the nominal discharge current, the high current impulse value and the lightning impulse discharge capability of the arrester considering an acceptable arrester failure rate;
- select the short-circuit rating with respect to the expected fault current;
- select a surge arrester that fulfils the above requirements;
- determine the insulation withstand of EGLA (with shorted SVU) with respect to maximum slow-front overvoltages on the system;
- determine the lightning impulse protection characteristics of the arrester comprising the spark over voltage for fast-front, and standard lightning impulse and residual voltages for the nominal discharge and high current;
- determine the coordination lightning impulse withstand voltage considering:
 - the representative lightning current surge as determined by the lightning performance of the overhead line to which the arrester is connected (ground flash density, strike incidence to the line, tower footing resistance etc.) and the acceptable flashover rate of the protected insulation;
 - the line layout;

NOTE 1 A lower rated voltage may reduce the service reliability of the arresters.

NOTE 2 Insulation levels for lines may differ from the levels given in IEC 60071.

NOTE 3 The normal case may be that the arresters are to be installed on an existing line. The coordination lightning impulse withstand voltage is then compared with the existing insulation level of the line.

- the risk of arrester overloading due to lightning discharges should be considered and taken into account in the calculated flashover and outage rate of the line;
- EGLA is considered to be installed directly in parallel with the insulator assembly. The effect of connection leads shall be considered in the residual voltages given for the arrester as per IEC 60099-8:2011.

6.3.3.3.2 Rated voltage

The rated voltage of the SVU is determined by the maximum line-to-earth voltage during arrester operation so that the SVU can handle this power frequency voltage for the duration of a half cycle. This duration comes from the fact that the gap must always be able to reseal within the first half cycle at a maximum. In addition the rated voltage of the SVU is selected so that the protective characteristics of the EGLA, which consider both the residual voltage of the SVU plus the spark over voltage of the external gap, are coordinated to be below the LIWV of the line insulation. There are no requirements on U_c . Hence the rated voltage for the SVU is selected lower than for any other arrester application in the system. Thus the SVU can be made more compact and lighter compared to NGLA, which also facilitates installation of EGLA in crowded multi-circuit towers.

6.3.3.3.3 Arrester class and charge transfer requirements

6.3.3.3.3.1 General

EGLA are selected both with respect to their arrester classification and from their lightning impulse discharge capability in Annex H of IEC 60099-4:2014. EGLA on shielded lines does typically have a nominal discharge current of 5, 10, 15, or 20 kA for classes Y1-Y4 (wave shape 2/20 μ s), or 5, 10, or 20 kA for classes X1-X4 (wave shape 8/20 μ s) according to Table 1 of IEC 60099-8:2011. The selection of the EGLA class strongly depends on the application conditions, such as EGLA locations (all towers on three phases of one circuit in double-circuit line, limited towers on all phases of two circuit in double-circuit line, etc.), line configurations (shielded line, unshielded line, conductor and shielding wire positions, tower span, tower height, etc.), tower footing resistance, ground flash density, lightning current distribution, lightning strike wave shape, etc. Therefore the detailed simulation is recommended to obtain the lightning current duty of EGLA, i.e. maximum lightning current through EGLA, energy or charge absorbed by EGLA.

An example of the condition for calculating lightning current duty of EGLA in 77 kV transmission lines in Japan is shown in Table 5, where a shielding wire is used, EGLA are installed at all towers on three phases of one circuit in double-circuit line, and the lightning strike wave shape is 2/70 μ s. In this case, the high current impulse of 25 kA (2/20 μ s) in class Y2 corresponds nearly to the direct lightning strike of 30 kA (2/70 μ s) to the conductor adjacent to EGLA or the strike of over 400 kA to the shielding wire [76].

Table 5 – Example of the condition for calculating lightning current duty of EGLA in 77 kV transmission lines

Item			Condition
Shielding of the line			Shielded
EGLA location			All towers on 3 phases of one circuit in double-circuit line
Lightning strike	Waveform		2/70 μs
	Strike point	Shielding wire	– Top of tower
		Conductor (Shielding failure)	– Conductor adjacent to EGLA – Conductor at 1/4 span from tower – Conductor at 1/2 span from tower
Height of conductors (from the ground)	Shielding wire		37,3 m
	Upper phase		34,2 m
	Middle phase		30,4 m
	Bottom phase		27,0 m
Tower	Span		300 m
	Footing resistance		10 Ω
	Surge impedance		133 Ω
	Velocity of surge propagation		210 m/μs

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

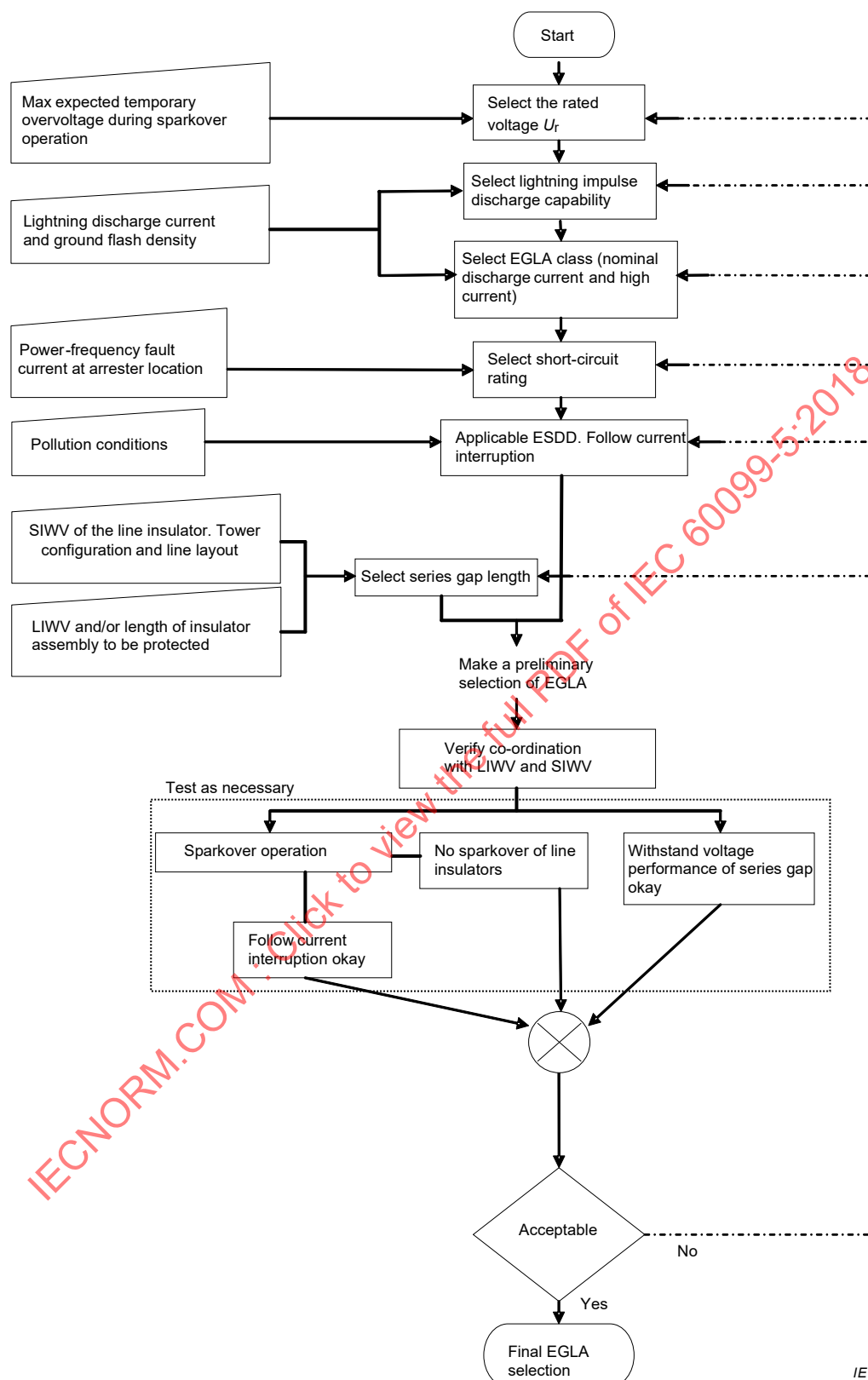


Figure 22 – Flow diagram for the selection of EGLA

6.3.3.3.2 Insulation withstand

EGLA shall have the voltage withstand capability against temporary overvoltages and slow-front overvoltages if, as the worst case scenario, the SVU is shorted by a failure. The withstand voltage of EGLA should be determined taking the overvoltage values and the frequencies of

their occurrence and are recommended not to be lower than the practical insulation levels of the line (as for power frequency withstand voltage, 1,2 times the rated voltage is specified in IEC 60099-8:2011). EGLA shall withstand these voltages under wet conditions on condition that the SVU is failed and is shorted, where the failed SVU is simulated by shorting it with a metal wire.

SVU shall withstand its residual voltage when lightning current flows after sparkover of the external series gap. In IEC 60099-8:2011 the housing of SVU is required to withstand a lightning impulse voltage of 1,13 times the residual voltage at high current impulse for "Series Y" and 1,4 times the residual voltage at the nominal discharge current for "Series X", where the factor of 1,4 covers variations in atmospheric conditions and discharge currents up to three times the nominal discharge current.

With regard to the insulation withstand of external series gap, a larger clearance is preferable, but the insulation coordination between the sparkover voltage of the external series gap and the withstand voltage of the insulator assembly shall be taken into consideration; a shorter clearance is preferable for insulation coordination.

6.3.3.3.4 Insulation coordination of the gap

The EGLA is intended only for protection of the insulator assembly installed in parallel to the EGLA against lightning overvoltages. An EGLA shall not spark over for any slow-front overvoltages and power frequency overvoltages occurring on the system even under polluted and/or wet conditions. If the SVU is overloaded it will be short-circuited and the gap shall not spark over when reclosing occurs or for any slow-front or temporary overvoltages of the system. To obtain an acceptable insulation coordination between the LIWV strength of the insulator assembly, in parallel to the EGLA, and the protection performance of EGLA the following criterion is recommended:

$$U_{50\text{EGLA}} + X \times \sigma < U_{50\text{LI}} - X \times \sigma \quad (17)$$

where

- $U_{50\text{LI}}$ is the 50 % probability flashover voltage for the insulator at the standard lightning impulse
- $U_{50\text{EGLA}}$ is the 50 % probability spark over voltage for EGLA at the standard lightning impulse. Furthermore $U_{50\text{EGLA}}$ shall be the maximum voltage with or without the SVU short-circuited
- σ is the standard deviation and for lightning impulses set to 3 % of U_{50}
- X recommended value is 2,5

A higher value of X in (17) provides a lower probability of insulator flashover. Assuming that lightning overvoltages are always high for EGLA enough to sparkover, the distribution of sparkover voltage can be regarded as the distribution of voltage stress to the insulator. When

$$U_{50\text{EGLA}} + X \times \sigma = U_{50\text{LI}} - X \times \sigma \quad (\sigma = 3 \%) \quad (18)$$

the probability of insulator flashover can be obtained by the joint probability of the sparkover voltage (voltage stress to the insulator) and the insulator flashover voltage as shown in Table 6. From this table, the value X of 2,5 provides enough low probability of insulator flashover.

6.3.3.3.5 Application of EGLA

EGLA can only be used for protection against flashovers due to shielding failures and are typically used for shielded lines to protect against back flashover or shielding failures. In case of arrester overloading it should be noticed that it may be difficult to visually detect a failed

SVU. Therefore a fault indicator may be used. Fault indicators should give a clear visual indication of a failed EGLA.

It shall be noted that the tower with a failed EGLA will always have a lower LIWV than originally due to the required spark over characteristics. Hence a quick replacement is recommended.

Table 6 – Probability of insulator flashover in Formula (18)

Value X	Probability
2	0,0 024
2,5	0,00 021
3	0,000 012

6.3.4 Selection of arresters for cable protection

6.3.4.1 Overvoltage protection of cables connected to overhead lines

The essential difference between the electrical parameters of overhead lines and cables is the surge impedance and the velocity of the travelling wave. Values for overhead single conductor lines are in the range of 300 to 450 Ω and for cables in the range of 20 to 60 Ω . First of all, this difference causes a remarkable reduction of an incoming overvoltage as soon as the travelling wave enters the cable. The reduced voltage wave travels through the cable and it is reflected at the cable end, so that the voltage there is nearly doubled. Subsequently the wave returns to the cable entrance and is there once more reflected, etc. In this way the overvoltage in the cable is built up to a theoretical maximum of two times, if the cable is connected to an overhead line, or if one cable end “sees” an open end. This maximum overvoltage peak is depending on the cable length, so for a short cable of just tens of meters the maximum overvoltage may reach close to the theoretical value and the longer the cable is the lower the maximum overvoltage will be.

For cables, the reflection of the transient wave at the end of the cable represents a high risk and may cause flashovers with subsequent damages to the cable insulation as well. This risk can only be reduced by the application of surge arresters at this cable end. Cable ends should therefore be treated like substation equipment with respect to insulation coordination

The protection of the cable ends against overvoltages can be improved by applying shield wires along the last approximately 3 to 4 spans. For a better protection of the overhead line low footing impedances for the towers at the cable terminals are recommended.

The arresters are to be placed directly next to the cable ends. The connecting leads should be as short as possible. The earth connection of the arrester has to be connected directly to the cable sheath.

Longer cables between overhead lines require arrester protection at both ends. For short cable sections one-sided protection is, in some cases, sufficient. This is because an arrester at one end can still offer sufficient protection on the other end. If detailed insulation coordination studies are not available, it is recommended to install arresters at both the overhead line-cable terminals.

As cables can store a relatively high energy it is advisable to choose arresters with a higher charge transfer rating than used for the protection of distribution substations. This offers at the same time a better protection due to the normally lower residual voltage of the arrester at the same U_C .

6.3.4.2 Protection of the cable sheath

Due to thermal reasons (power losses in the cable sheath due to circulating currents) cable sheaths of power cables in high voltage systems are earthed at one end only. Circulating currents in cable sheaths can be avoided or at least reduced by cross bonding the sheaths along the cable line or by disconnecting the cable sheath from ground at specific locations in order to increase the current rating of the cable line. The open ends as well as the cross bonding points should be protected against slow- and fast-front overvoltages by suitable surge arresters.

In distribution systems it depends on the general system management and on the length of the cable sections whether a cable sheath is earthed at both ends or at one end only.

In case both ends of the cable sheath are earthed any dielectric stress on the sheath insulation is avoided. Due to increasing load currents the thermal stress on power cables in distribution systems may increase as well to a critical value. A general disadvantage of earthing both ends of the cable sheath is an increase of the total power losses. For typical medium voltage polymeric insulated cables the additional losses in the cable sheath are around 2 % up to 10 % of the total power losses of a cable connection. However, the additional power losses can be avoided if only one side of the cable sheath is earthed, and a surge arrester is installed at the unearthed side of the cable sheath.

The voltages and currents of the cable sheath are influenced by:

- the short circuit current with a time duration of $t = 3 \text{ s}$ (maximum value in distribution systems)
- the load current
- the laying of the cables, single or three phase (triangular or single plane, spacing between cables)

The induced voltage in the cable sheath due to the load current can be neglected, while the induced voltage due to the short circuit current is critical for the selection of the arrester. Considering the TOV curve of the arrester the induced voltage, which is applied to the arrester for the time until the fault is cleared, needs to remain below the curve specified for “no prior energy”.

With an approximation the U_c for cable sheath arresters can be calculated from Formula (19).

$$U_c \geq \frac{U_i \times I_k \times L_k}{T_c} \quad (19)$$

where

U_c is the continuous operating voltage of the surge arrester in kV

I_k is the max. short circuit current of the cable (single phase) in kA

L_k is the length of the unearthed cable section in km

U_i is the voltage induced in the per unit length of cable sheath in kV/(kA × km)

T_c is the TOV factor of the MO-surge arrester (e.g. for $t = 3 \text{ s}$ in distribution systems)

$$T_c = U_{TOV} / U_c$$

NOTE 1 U_i reaches in maximum 0,3 kV per kA of fault current and km of cable length.

NOTE 2 Manufacturers may state actual arrester TOV capability as $T_r = U_{TOV} / U_r$ instead of $T_c = U_{TOV} / U_c$. The ratio between T_r and T_c is the same ratio as between U_r and U_c .

The charge transfer rating has to be determined case by case. The protection level should be as low as possible, because the withstand strength of the sheath during its service life is not well defined and is not assured by any standardized test. For transmission cables detailed calculations may have to be performed.

NOTE 3 Surge arresters for cable sheath protection are sometimes called sheath voltage limiters (SVL).

6.3.5 Selection of arresters for distribution systems – special attention

6.3.5.1 General

These systems are rarely shielded from lightning and therefore are subject to direct lightning strikes. The transient overvoltages developed by lightning are of the highest concern for this type of arrester. Slow front overvoltages occurring on distribution systems are much less of an issue than fast-front overvoltages and are therefore not considered.[1]

A similar procedure to that shown in Figure 19a, and Figure 19b for substation arresters is used for distribution arresters.

6.3.5.2 Energy handling capability

The most significant electrical stress distribution arresters must handle is associated with a lightning discharge. During this charge transfer event heat is generated in the arrester as a function of the arresters residual voltage and discharge current. For lightning discharges, the current is not influenced by the arrester's residual voltage, and therefore the higher the residual voltage the more energy is dissipated.

All distribution arresters are designed to withstand high current impulses 4/10 μ s of 25 kA, 65 kA or 100 kA amplitude for preconditioning and verification of internal dielectric strength. In the operating duty test current impulses with a wave shape of 8/20 μ s are applied to prove the thermal stability. These test currents must not be confused with real lightning currents of the same amplitude. Distribution arresters only have charge transfer ratings that in combination with the arrester's residual voltage under the applied current provide a means of assessing energy handling capability.

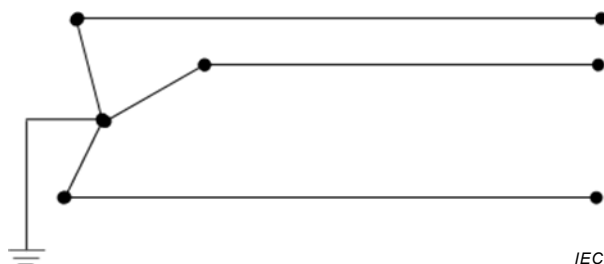
6.3.5.3 TOV considerations

Because the overvoltage levels on distribution systems are not well monitored and in many cases not well known they are assumed as worst case during a system earth fault. The worst case voltage rise depends on the system neutral grounding configuration and this will impact on the selection of U_c of the arrester. Figure 23a, Figure 23b, Figure 23c and Figure 23d indicate the appropriate U_c for different grounding configurations.

For each of the below systems an earth fault factor is used to determine the temporary overvoltage rise on the system on the unfaulted phases. The voltage rise is the line to earth voltage times the fault factor. U_c and/or U_r is then selected with help of manufacturers' TOV-data (see Figure 20a, and Figure 20b).

6.3.5.4 Failure modes

Distribution arresters shall be tested per short-circuit procedures of IEC 60099-4:2014, Table 7 to withstand fault currents claimed by the manufacturer.



$$U_c \geq 1,4 \text{ times } U_s/\sqrt{3}$$

Figure 23a – Three-wire single earthed systems (earthed at source only) Earth Fault Factor 1,4

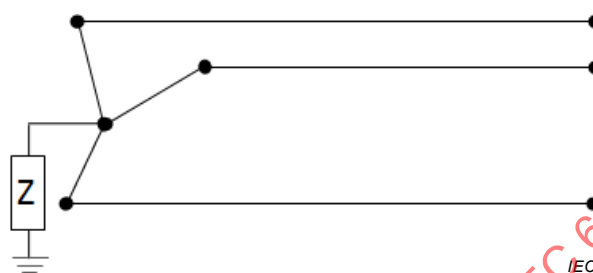


Figure 23b – Three-wire impedance earthed systems. Earth Fault Factor 1,73

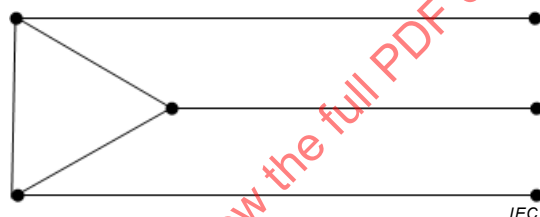


Figure 23c – Delta systems. Earth Fault factor 1,73

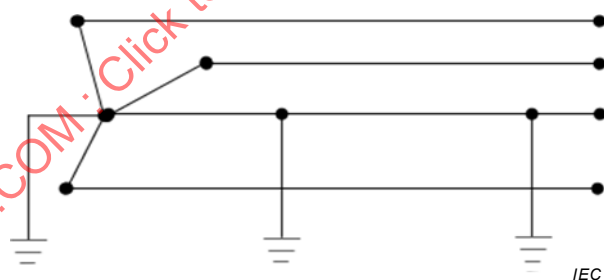


Figure 23d – Four-wire multi-earthed -wye systems. Earth Fault Factor 1,25

Figure 23 – Common neutral configurations

6.3.6 Application and coordination of disconnectors

6.3.6.1 General

Disconnectors are mainly used in two applications, for distribution type arresters and for gapless line arresters, NGLA. For both applications, the arresters are at a higher risk to be exposed to lightning strokes with a charge exceeding their capability than for other applications. As a consequence of this the risk of these arresters causing a permanent short-circuit due to an overload is also higher. Disconnectors are applied to mitigate that risk.

Disconnectors serve a dual purpose, firstly to separate the overloaded arrester from the system in order to facilitate fast reclosing of the system. Secondly to visually indicate when an arrester has been overloaded.

6.3.6.2 Disconnecter characteristics and operation

Disconnectors are simple devices set to operate for power frequency currents but not for fast impulse currents. Its characteristics is measured as current in amperes versus time to disconnect. The higher the short-circuit current the quicker it disconnects. Many of these arrester applications may be far out from the generating substation or on not directly grounded systems so the short-circuit currents may be rather low just tens or hundreds of amperes.

Once the arrester is shorted to earth, the short-circuit current of the system is passing through the disconnector triggering it to operate. It operates in such a way that the disconnector separates into two pieces and the earth wire attached to the lower part falls down. At the same time the protection relays will react, triggering the circuit breaker to operate. Depending how quick the reclosing scheme is set, the circuit breaker will then reclose the line back. During this time slot – relay reacting time, circuit breaker operating time, reclosing time interval, and circuit breaker closing time – the disconnector should have fulfilled its duty. The separated earth wire must have enough clearance when the reclosing occurs even though it may be exposed to high wind gusts. So the actual clearing time is somewhat dependent on environmental conditions. Properly selected disconnectors shall allow the first reclosing to be successful. One important feature of a disconnector is that once triggered it must continue its operation even if the circuit breaker has opened the circuit. If not, there is a high risk that the disconnector may not work as intended.

6.3.6.3 Coordination of arrester and disconnector characteristics

The disconnector shall only operate if the arrester is overloaded, so for all other duties that the arrester can withstand, the disconnector shall not operate. This is shown by testing the disconnectors with the same duties as the actual arresters it is used together with. These duties may include the highest energies and charges from IEC 60099-4:2014.

One important coordination is the TOV capability of the arrester versus the disconnector characteristics as the disconnector cannot differentiate between the origins of currents. TOV curves show withstand voltages versus time. However, arrester manufacturers should have recordings of the actual currents which shall then be compared to the currents from the disconnector characteristics. The TOV current for the actual overvoltage time shall always be lower than the triggering current for the disconnectors.

This means that the actual overvoltages of the system and also the protection scheme for reclosing should be known. The TOV capability used should be the one with no prior duty as healthy phases may see these overvoltages if there is an earth fault on the other phase. The critical case is if the arrester can withstand the actual TOV currents but the disconnector cannot handle the current without disconnecting.

6.3.6.4 NGLA applications

Selecting a higher rated voltage for NGLA than for the substation arrester has several advantages. Proper disconnector operations can be assured and also NGLA classes can be selected for protection against lightning strokes only. With lower rated voltage substation arresters they will take care of any slow front overvoltages like switching events, so these will not stress the NGLA.

Today there is a tendency to have faster reclosing schemes as outage times shall be limited. Updated coordination of the disconnector characteristics and reclosing schemes need to be considered if this scheme is changed on already installed NGLA.

If the TOV currents are higher than the operating currents for the disconnectors in NGLA applications, the solution is just to select a higher rated voltage of the arresters. In these applications, there is always ample margins for the needed protection levels of the arresters.

6.3.6.5 Distribution applications

The coordination here is more complicated if there are fuses connected in series with the arresters. The operating times of the fuse will then also have to be considered in the total coordination. The most common installation is that the arresters are installed between the fuse and transformer.

A critical case may occur if the arrester fails (in short-circuit) but the disconnector did not operate before the nearby fuse clears the fault. In such a case, when the fuse is replaced, the already short-circuited arrester will be re-energised, resulting in a potentially hazardous situation for the worker replacing the fuse. It is therefore very important that the disconnector and fuse characteristics are coordinated so that the disconnector starts its operation before the fuse has cleared, and that it continues its disconnection after the fuse operation.

6.3.7 Selection of UHV arresters

6.3.7.1 General

Basically the same selection procedure is applicable for UHV arresters as for all other arresters. IEC 60099-4:2014 takes into account what in particular characterizes UHV arresters as:

- Very high charge and energy requirements. IEC 60099-4:2014 gives charge transfer ratings and thermal energy ratings without any upper limit.
- External insulation. The switching surge protection levels will determine the necessary clearances – a complete arrester must be tested to verify a suitable margin if arcing distances do not fulfil requirements according to formulas given in IEC 60099-4:2014.
- The use of multiple-column arresters to meet demanding requirements on protection levels and charge and energy withstand capability. This requires tests to establish the starting temperature in the operating duty test as well as determining a correct thermal prorated section. Such tests are specified in IEC 60099-4:2014.

6.3.7.2 Insulation co-ordination

Insulation coordination throughout transmission lines and substations is a key factor for realizing a reliable and economical UHV system. Optimal insulation coordination can be achieved based on surge arresters, as demonstrated in UHV projects of the 1990s and later in Japan, Italy and China. Sophisticated design of insulation coordination by means of accurate computer-aided calculations and simulations is common practise for such projects, while withstand voltage can be roughly estimated by the IEC's simplified method.

Low protective levels of UHV-arresters are decisive factors for the system insulation of UHV systems. As lightning overvoltages dominate the non-self-restoring internal insulation design of equipment such as GIS and transformers, here it is important to rationalize LIWV by means of proper surge arrester arrangements. The classifying current for UHV arresters is typically 20 kA for LIPL. In order to achieve proper LIPL multi-column arresters are in general necessary. To effectively suppress lightning overvoltages, in addition surge arresters must be installed at an adequate number of locations, such as at line entrances, bus bars and transformers. Typically parallel columns are also needed for energy requirements.

IEC 60071-2, Ed.4², *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*, also presents the coordination of Very Fast Transients in UHV substations.

Suppressing switching overvoltages as much as possible is a prerequisite for air clearance to insulation in order to reduce the height of transmission towers and the dimensions of open-air parts in substations. For economic reasons a SIWV of around 1,6 to 1,7 p.u. is desirable. There are different possible solutions:

² Under preparation. Stage at the time of publication: IEC/PRVC 60071-2:2016.

- multi-column surge arresters with low SIPL at line entrances;
- Non-gapped line arresters at strategic towers along the transmission lines;
- multi-column GIS arresters which can have a higher voltage stress in the SF₆ and hence a higher U_c/U_r ratio [11];
- controlled switching algorithms;
- circuit breakers with opening or closing/opening resistors;
- single phase reclose;
- any combination(s) of the above.

These possibilities can greatly contribute to optimize the economical design and size of UHV equipment and power transmission lines [8][9][10][11][12][13][83].

6.3.7.3 Mechanical design

Due to the size of UHV arresters, and AIS arresters in particular, mechanical requirements will be demanding. Many of the UHV systems are also located in seismic active areas and/or polluted sites. Polymeric designs with silicone rubber will be advantageous as you keep both the height down as shorter creepage distances are needed for silicone housed arresters as well as the weight will be lower. Solutions with polymer-housed arresters for suspended mounting or high strength base mounted designs may have additional advantages and may better cope with severe seismic stresses. Porcelain-housed arresters may require dampers. Separation distances have to be considered for UHV protection as the UHV arresters themselves will have a significant height. Therefore also solutions with GIS arresters which have a high voltage stress can be built to reduce the separation distances.

6.4 Standard and special service conditions

6.4.1 Standard service conditions

Standard service conditions for the arresters are specified in IEC 60099-4:2014 where they are named normal service conditions [59].

- a) ambient air temperature within the range of –40 °C to +40 °C;
- b) solar radiation

NOTE The effects of maximum solar radiation (1,1 kW/m²) have been taken into account by preheating the test specimen in the type tests. Other heat sources that may affect the application of the arrester are not considered under normal service condition,

- c) altitude not exceeding 1 000 m;
- d) frequency of the AC power supply not less than 48 Hz and not exceeding 62 Hz;
- e) power frequency voltage applied continuously between the terminals of the arrester not exceeding its continuous operating voltage;
- f) wind speeds ≤ 34 m/s;
- g) vertical erection, not suspended.

6.4.2 Special service conditions

6.4.2.1 General

A list of possible special service conditions is given in Annex A of IEC 60099-4:2014 referred to as abnormal service conditions in that Annex. A short guidance on the topics is given as follows:

6.4.2.2 Temperature in excess of +40 °C or below –40 °C

For higher ambient temperature, it may be necessary to increase the temperature for pre-heating in the operating duty test.

Further on a correction of the continuous operating voltage U_c may be necessary to compensate the higher power losses due to increased ambient temperature.

Low temperature may give problems with the sealing for arresters with enclosed gas volume. Polymer-housed arresters may be sensitive to very low temperatures close to and below –50 °C. Polymer material may become brittle at such low temperatures. The manufacturer must be consulted before use at lower temperatures than given by IEC and verification tests requested.

6.4.2.3 Application at altitudes higher than 1 000 m

The external insulation strength decreases with altitudes. In particular, this requires that the length of the housing, design and positioning of grading rings must be considered regarding the decreased insulation strength of the air. Guidance is found in IEC 60071-2.

Regarding potential need for creepage correction, as stated in IEC TS 60815-1:2008 current knowledge is limited and practices too diverse to give recommendations. The matter is discussed e.g. in CIGRE TB 361 [79].

6.4.2.4 Fumes or vapours that may cause deterioration of insulating surface or mounting hardware

For particular fumes or vapours, consult the manufacturer.

6.4.2.5 Excessive contamination by smoke, dirt, salt spray or other conducting materials

The pollution withstand capability of the arrester concerns three aspects [42]:

- a) The arrester housing has to withstand the pollution stresses without flashover. This can be verified according to IEC 60507 or is assured by a design according to IEC 60815. The pollution performance could be improved by increasing the creepage distance considering the recommendations in IEC 60815 and/or selecting a polymer-housed arrester.
- b) The arrester has to withstand the possible temperature increase due to the changes in voltage distribution caused by the pollution activity on the surface of the housing. Consideration should be given to the pollution level and the frequency and amplitude of overvoltages caused by faults and reclosing operations during polluted conditions. A suitable test method for porcelain-housed surge arresters is given in Annex C of IEC 60099-4:2014. In this case the pollution performance could be improved by following measures:
 - Selecting a higher rated voltage for the same arrester type
 - Selecting an arrester with higher energy handling capability
 - Selecting an arrester with better heat transfer mechanism
 - Selecting an arrester with lower power losses at U_c
 - Selecting an arrester housing that is hydrophobic under these conditions.
- c) The arrester has to withstand internal partial discharges, caused by disturbed voltage grading on the housing due to pollution, without damage to the resistor elements or to the internal mounting elements. This is for polymer-housed arresters to some extent checked in the salt fog test as given in 10.8.17.2 of IEC 60099-4:2014. For porcelain-housed arresters no relevant test exists in IEC 60099-4.

6.4.2.6 Excessive exposure to moisture, humidity, dripping water, or steam

The manufacturer shall be consulted. However, most polymer arresters should be able to withstand if their performance has been verified in moisture and weather ageing tests as per IEC 60099-4.

6.4.2.7 Live washing of arrester

Washing of polymer-housed arresters is in general not recommended. High pressurized water may give damage to the polymer insulators. The manufacturer should be consulted if live washing is requested.

Porcelain-housed arresters may need to be washed. If the washing is to be carried out live care should be taken to obtain as uniform wetting as possible of the arrester housing. Special attention should be paid if the arrester is equipped with big grading rings. The manufacturer shall be consulted.

6.4.2.8 Explosive mixtures of dust, gases or fumes. Installations in sensitive explosive areas such as mines/underground

In general it should not be a problem to install gapless metal-oxide surge arresters in sensitive areas but the manufacturer shall be consulted. Special attention shall be taken to the arrester connections to avoid sparks and partial discharges. The effect of a possible arrester failure shall be considered since this, most probably, will result in an open current arc. Over design with respect to charge transfer rating, energy withstand capability and TOV capability may be recommendable to reduce the risk of failure.

6.4.2.9 Unusual transportation or storage

The manufacturer shall be consulted and in particular cases tests shall be performed to verify an acceptable performance of the arrester.

6.4.2.10 Operation at frequencies below 48 Hz or above 62 Hz

In general, the power losses of a gapless metal-oxide surge arrester increase significantly with frequency. The arrester U_c therefore may have to be derated for higher frequencies to avoid thermal instability. In particular this is the case for application in filters with the arresters connected across a reactor in the filter. If the U_c has to be derated, the relative protected level will also usually be higher than for normal arrester applications which has to be considered in the insulation coordination process.

At lower frequencies than 48 Hz the problem may first arise at DC. Resistor elements stable at AC may not necessarily be stable against DC. The manufacturer shall be consulted.

A frequency of 16,7 Hz used for railway supply should normally be no problem for gapless metal-oxide arresters. (For the old type of gapped SiC-arresters the increased duration of follow current at lower frequencies gave a much more severe duty for the arrester)

Commissioning tests on e.g. GIS with higher frequencies than 62 Hz and with arresters installed shall not be done without the permission of the arrester manufacturer. Not only do the power losses increase with increase in frequency, but since the arrester at U_c also acts mainly as a capacitor the capacitive current increases as well, however linearly with the increase in frequency. When measuring the leakage current of MO arresters during commissioning it should be considered that the leakage current is almost pure capacitive, which leads to a linear increase of the capacitive current with increasing frequency.

6.4.2.11 Heat sources near the arrester

This may reduce the temperature thermal stability limit of the arrester. The arrester therefore may have to be derated with respect to U_c and/or charge transfer or energy withstand capability and TOV capability.

6.4.2.12 Non-vertical erection and suspended erection

Non-vertical erections introduce a bending moment therefore this erection shall be checked with and accepted by the manufacturer. Suspended erection may also result in a bending moment if the connection is not made moment-free.

6.4.2.13 Wind speed > 34 m/s

The additional mechanical stress on the arrester shall be considered. The manufacturer shall be consulted.

6.4.2.14 Earthquake

The stress on the arrester approximately can be estimated from standard seismic data and arrester data on resonance frequency and damping and compared with mechanical withstand standards for the arrester. The installation methods are important as pedestals may magnify the stresses while e.g. flexible hanging will lower the stresses.

For more accurate information different seismic tests could be applied. (See IEC 62271-300, IEEE 693 or national standards such as from Japan, China or Chile).

6.4.2.15 Torsional loading of the arrester

The manufacturer shall be consulted.

6.4.2.16 Tensile loading of the arrester

Some arresters may withstand tensile loadings much better than bending loading. The manufacturer shall be consulted.

6.4.2.17 Use of the arrester as mechanical support

This may be possible depending on the design of the arrester and the required mechanical loads. However, careful consideration of the potential risks associated with the installation is recommended. Surge arresters are not generally inherently designed to be used as a station post insulator and standardized type tests do not explicitly consider the consequences of all potential HV connection methods. Additional evaluation and special testing could be needed to verify that the surge arrester, HV line terminal and insulated base (when applicable) are capable of properly and safely withstanding the specifics of the installation. Important matters to consider when intending to use an arrester as mechanical support include:

- Arresters may deflect considerably during applied large terminal force
- An arrester line terminal may not be rated for permanently carrying high current
- Possible mechanical effects on the arrester after overload, in which case mechanical integrity may be entirely lost (housing shattered) or seriously compromised by system fed power frequency short circuit current
- An arrester after overloading may constitute a high-ohmic or low-ohmic short circuit
- A prolonged outage will likely be needed to remove the surge arrester from service and reinstate power

6.4.2.18 Vibrations

In some applications, the arresters may be exposed to severe mechanical vibrations. In particular line surge arresters (LSA) can be subjected to vibration stresses. In particular cases for NGLA the manufacturer shall be consulted or tests performed to verify an acceptable performance of the NGLA.

7 Surge arresters for special applications

7.1 Surge arresters for transformer neutrals

7.1.1 General

One of the most widely used special applications of arresters is for the protection of transformer neutrals. Each unearthed neutral brought out through a bushing should be protected against lightning and switching overvoltages by an arrester. Without protection, the neutral insulation may be overstressed by switching overvoltages due to asymmetrical faults or switching operations in the power systems.

Furthermore, in case of resonant earthed neutral systems, high switching overvoltages may arise at the transformer neutral and across the winding when a double phase-to-earth fault is interrupted, and the circuit left connected to the transformer line side has a small capacitance to earth.

The charge transfer rating or the energy handling capability of neutral arresters should be at least the same as required for the phase-to-earth arresters. In extended resonance-earthed systems, neutral arresters may be subjected to very high charges and energies possibly higher than the phase-ground arresters. System studies are recommended to specify necessary requirements on the arresters in such cases.

The residual voltage at a discharge current of 1 kA can be used for the determination of the protection level of the arrester, since high current values do not occur. For neutral arresters, the protection ratio may be considerably smaller due to the small rate of voltage rise.

7.1.2 Surge arresters for fully insulated transformer neutrals

Protection of fully insulated transformer neutrals can be achieved by using arresters having a protection level equal to or lower than that of the phase-to-earth arresters. Because of the lower power frequency voltage between neutral and earth, the rated voltage of the neutral arrester can be lower. A rated voltage of at least 60 % of that necessary for the phase-to-earth arresters is recommended.

Two kinds of arresters are used:

- either the same design as for the arresters phase-to-earth, but with reduced rated voltage;
or
- special arresters with reduced protection levels.

During special environmental conditions, or during intermittent earth faults, overvoltages of long duration and amplitude high enough to cause successive arrester operation may occur, with consequent damage of the phase arresters. In such cases, it is beneficial to coordinate the arresters so that the neutral arrester operates prior to operation of the phase-to-earth arresters. A higher rated neutral arrester may withstand the stresses and prevent damage of the phase-to-earth arresters. It is recommended that the switching impulse protection level of the neutral arrester be about 45 % of the switching impulse protection level required for the phase-to-earth arresters.

7.1.3 Surge arresters for neutrals of transformers with non-uniform insulation

Transformers with the dielectric strength graded from the phase terminal to the neutral are commonly applied in earthed neutral systems. If the transformer neutral is not directly earthed to limit the short-circuit currents in the system, it should be protected by an arrester with characteristics selected according to the system conditions and the withstand voltage of the neutral using the same selection methods used for the phase-to-earth arresters.

7.2 Surge arresters between phases

7.2.1 General

Considerable overvoltages between the phase terminals of transformers or reactors may occur when a reactor or a reactive loaded transformer is switched off. The withstand voltage of the reactor or the transformer between phases may be exceeded without operation of the phase-to-earth arresters. If such switching operations are expected, surge arresters should be applied between phases in addition to those applied phase-to-earth. The phase-to-phase arresters should have a continuous operating voltage equal to or higher than 1,05 times the highest system voltage to take account of possible voltage harmonics. For metal-oxide surge arresters this covers temporary overvoltages up to 1,25 times the highest system voltage. For higher temporary overvoltages, arresters with higher rated voltage should be used.

For transformers with a delta-connected low-voltage winding, arresters between phases may be necessary on the low-voltage side to limit inductively transferred overvoltages. These arresters can also protect the high-voltage side of the transformer by absorbing the magnetic energy when switching off transformers.

Furnace transformers may require arresters between phases in addition to those connected phase-to-earth. A detailed specification for each case may be necessary.

7.2.2 6-arrester arrangement

In special cases, such as in arc furnace installations, switching overvoltages occur, which are insufficiently limited by arresters between phases and earth. In such cases it is necessary to install additional arresters between the phases. The arresters between the phases should have a continuous operating voltage of $U_c \geq 1,05 U_s$. The continuous operating voltage U_c of the phase to earth arresters depends on the earthing of the transformer neutral. A typical arrangement of a 6-arrester design is given in Figure 24a.

7.2.3 4-arrester (Neptune) arrangement

A variation of the 6-arrester arrangement is the so called “Neptune” design, because of its arrangement of the arresters. It consists of four similar arresters. Two arresters in series are fitted between the phases and the earth and also between the phases, see Figure 24b. This arrangement permits an overvoltage protection both between the phases and between the phases and earth.

This kind of arrangement has a fundamental disadvantage in comparison to the 6-arrester arrangement. Since the arresters behave in a capacitive manner at continuous operating voltage, all 4 arresters together form in case of an earth fault an asymmetrical capacitive system. In the case where each arrester has identical capacitance (means the arresters have identical ratings), the arresters A1 to A3 would be stressed with $0,661 \times U_s$ and A4 with $0,433 \times U_s$. However, to achieve reasonably low protection levels, a different rating for the arrester at A4 may want to be chosen compared to A1 to A3. Since the arrester capacitance is inversely proportional to arrester U_c , the final steady state voltages need to be calculated individually for each specific case.

A simple solution would be to use four arresters of the same type and rating, although this would lead to a much higher residual voltage compared to the 6-arrester-arrangement. All four

arresters would then typically have an $U_r \geq 0,661 \times U_s$. As always, the arresters must also consider the necessary rating required to withstand the TOV that unfaulted phases will see during a phase-to-ground earth fault. In particular, when the earthing is not solidly grounded and fault clearing times are long, a significantly high U_r would need to be chosen.

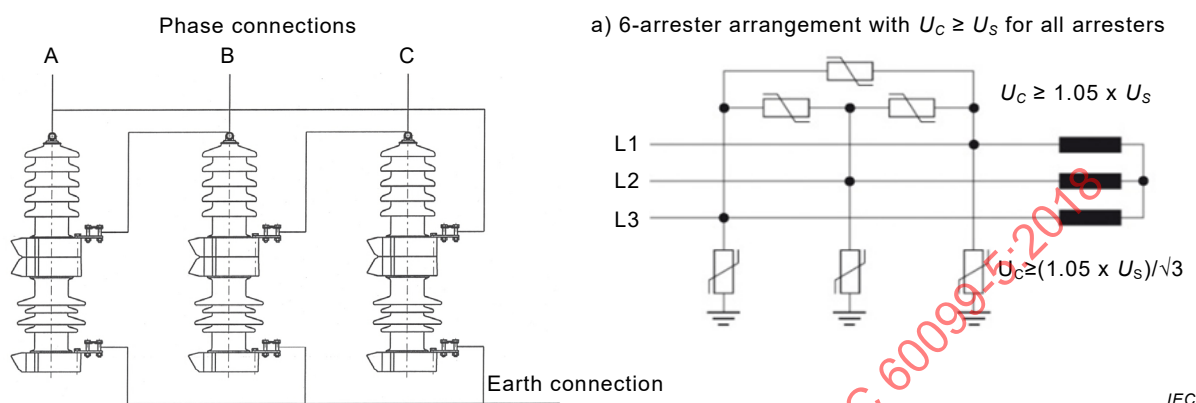


Figure 24a – Six arrester connection

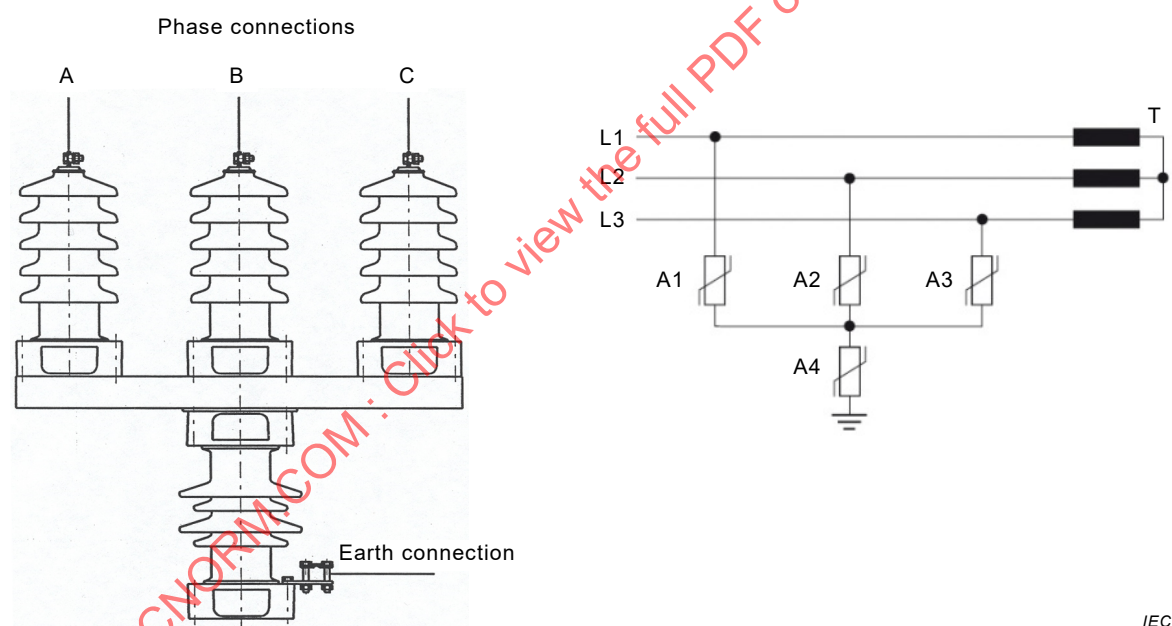


Figure 24b – Four arrester (Neptune) connection

Figure 24 – Typical configurations for arresters connected phase-to-phase and phase-to-ground

If a lower U_r is to be chosen for the arrester A4 compared to A1 to A3, then another capacitive ratio has to be considered, and a detailed calculation has to be made. As always, the arresters must also consider the rating required to withstand the TOV that unfaulted phases will see during a phase-to-ground earth fault [86].

7.3 Surge arresters for rotating machines

A recommendation for insulation coordination for rotating machines has not been established, but surge arresters are often used to protect generators and motors against overvoltages.

The arresters used for this application are often non-standard and the requirements have to be defined by agreement between manufacturer and user. In particular, attention should be paid to the short-circuit capability of generator arresters because short-circuit currents may be appreciably higher than those covered in IEC 60099-4 for standard arresters.

For machines, which are connected to overhead lines either directly or through short cables, capacitors (typically in the range 0,1 μF to 0,3 μF) and arresters should be installed between phase and earth as close as possible to the machine terminals to extend the overvoltage front to approximately 10 μs or more, and to provide additional protection. In addition, a second set of arresters on the overhead lines in front of the machine substation or at an overhead line-cable junction point may be applied.

The characteristics of the surge arresters should be selected according to Clause 6 and the impulse strength of the insulation or the value recommended by the manufacturer should be compared to the protection level of the arrester. Generally, only small margins between protective levels and withstand voltages are achievable.

If sufficiently long cables connect the machine, or if capacitors of the values mentioned above are installed, machines connected to overhead lines through transformers may not require arrester protection beyond the standard transformer protection. If a breaker is installed between the transformer and the rotating machine, the capacitors should be installed at the transformer terminals (generator winding).

For machines connected to star-delta transformers, additional phase-to-phase arresters can provide improved protection. Arresters installed at the machine or at the machine side of the transformer are not subjected to high lightning currents.

Large turbo generators have low surge impedances, rendering it important to avoid single-phase enclosed busbars and short circuits between phases. Surge arresters should not be installed phase-to-phase. Sufficient protection may be achieved by the arresters on the transformer high-voltage side.

NOTE Besides limiting the overvoltages entering the machine substation, the arresters on the overhead line cause lower discharge currents through the arresters at the machine. The resulting lower residual voltages of these machine arresters provide an additional protection of the machine.

7.4 Surge arresters in parallel

7.4.1 General

7.4.1.1 Proliferation of arresters

In a large substation, a considerable number of arresters may have been installed in each phase. Reasons for a proliferation of arresters may be one or more of the following:

- To ensure sufficient protection at all locations of the substation, which may not be possible with only one set of arresters due to distance effects and/or operation of the substation.
- A single arrester may not be able to handle the charge in the decisive case.
- Rebuilding and extension of the substation may have resulted in additional arresters at the new equipment and thus new arresters in parallel with old ones.

7.4.1.2 Protection considerations

From a protection point of view, having many parallel arresters in a substation is not an issue, because addition of such arresters will never worsen the protection level. A common case is one arrester at the line entrance and one at the transformer. The arrester at the line entrance protects an open breaker and other equipment at the line entrance (for example instrument transformers). In addition, the line entrance arrester improves the protection at the transformer since some of lightning current is diverted to earth via the line entrance arrester and thus the

transformer arrester takes lower current than without the protection at line entrance. The lower discharge current will result in a lower protection level at the transformer.

7.4.1.3 Charge transfer and energy considerations

It cannot be assumed that the total charge or energy from a system event, such as a switching or fault event will be equally shared between arresters in parallel, even between arresters of the same make and rated voltage. It is common for arresters of the same make and rated voltage to have residual voltages at nominal discharge current that vary up to 3 % from each other. The spread may be even greater for lower currents that would be associated with switching impulses. With, for example, a 5 % difference in switching impulse residual voltage between two parallel arresters, the current sharing between the arresters could be mismatched by as much as 4:1 (i.e. the arrester with the lower residual voltage would take as much as 80 % of the total discharge current/energy). The large difference results from the high non-linearity of the current-voltage characteristics of the arresters. For arresters with the same rated voltage but of different makes, an even greater mismatch could result.

If a particular application requires that arresters share the charge more evenly (for example, where it is known that the charge from the system event would exceed the charge transfer or energy handling capability of a single arrester), the user should specify this requirement to the manufacturer, who would then need to undertake special matching procedures during the manufacturing of the arresters. Such matching is normally not performed on standard arresters [48].

Unless specially matched arresters are used, each arrester in the substation should be sized to individually withstand the decisive case charge or energy. Alternatively, only one arrester sized to withstand the decisive case charge or energy would be necessary provided that all other arresters in the substation have at least 10 % higher residual voltage.

The charge or energy sharing mismatch issue will typically be of even greater concern for temporary overvoltages (TOV). This is because TOV are likely to be quite close to the “knee-point” of the arrester voltage-current characteristic, where the non-linearity of the characteristic is much greater than for currents in the range associated with switching impulses, making current matching between arresters even more challenging. Furthermore, the arrester's non-linear resistance close to the “knee-point” of the characteristic has a negative temperature coefficient, in contrast to the case for higher currents where the temperature coefficient is positive. For these reasons, each arrester in the substation should be selected so that it can individually withstand the expected worst case TOV. Therefore, MO surge arresters cannot limit or protect against TOV, but they have to withstand possible TOV.

7.4.2 Combining different designs of arresters

In a substation with both gapped and gapless arresters, the gapless arrester will most often have a much lower SIPL and thus will take most of the charge from a switching surge (and will effectively protect the gapped arrester in that circuit). Thus, the charge transfer capability for a new metal-oxide arrester to be installed in parallel with SiC arresters shall be calculated ignoring any sharing with the older arresters.

7.5 Surge arresters for capacitor switching

Arresters are installed at capacitor banks due to a variety of reasons:

- To prevent capacitor failures in the event of a breaker restrike
- To limit the risk of repeated breaker restrikes if the circuit-breaker is not able to interrupt the capacitive current
- To prolong the service life of the capacitors by limiting high overvoltages
- To serve as an “insurance” against unforeseen resonance conditions which otherwise would lead to capacitor failures

- For overall limitation of transients related to capacitor bank switching which can be transferred further in the system and cause disturbances in sensitive equipment
- For upgrading of capacitors by preventing high overvoltages and/or for increasing the service voltage
- To serve as protection against lightning for capacitor banks connected to lines
- To protect series reactors with full or reduced insulation

Thyristor-controlled capacitors are usually equipped with a number of arresters. For these types of capacitors, detailed studies are typically performed. Therefore only breaker-switched equipment is dealt with here.

The possible arrester charge transfer capability and resulting discharge energy is the most important parameter to consider. This energy depends on factors such as capacitor bank design (earthed or unearthed), arrester installation (phase-earth or phase-neutral) and breaker performance (restrike or no restrike) [68][75].

As a rough estimation the arrester energy W will be:

$$W = \frac{1}{2} \times C \times \left[(3 \times U_0)^2 - (\sqrt{2} \times U_r)^2 \right] \quad (20)$$

where

C is the single-phase capacitance of the bank

U_0 is the phase-to-earth operating voltage (peak voltage)

U_r is the rated voltage of the arrester (r.m.s. value)

The factor “3” results from the assumption of a breaker restrike with full voltage of opposite polarity on the capacitor due to a previous break.

The most severe case for the stress of an arrester is the sequence of a three phase break of capacitive load followed by multiple restrikes in two phases [68].

The required charge transfer capability is approximately obtained by dividing the energy by the arrester protection level at the switching impulse discharge current.

It should be considered that up to three restrikes can occur without sufficient cooling in between, resulting in increased charge transfer and thermal energy absorption by the arrester. The arrester charge transfer rating should be selected accordingly.

If the fundamental frequency across the arrester in a filter application is higher than the normal power frequency (50 Hz or 60 Hz), special attention must be paid since the power losses of a metal-oxide arrester increase with increasing frequency. The arrester U_c therefore may have to be derated for higher frequencies. If the U_c has to be derated, the relative protection level will usually be higher than for normal arrester applications. The manufacturer should be consulted in such cases.

Furthermore, the operating voltage at the capacitor bank may be 5 to 10 % higher than at other locations if series reactors are used, either to limit current when switching-in with parallel banks or to form a filter with the capacitors. This increased voltage must be considered when selecting the continuous operating voltage of the arrester.

For an arrester protecting a series reactor in the bank or filter, a likely decisive case is a single phase to earth fault. If the reactor has less than full line-to-earth insulation, it would typically be protected with arresters having a corresponding low rated voltage. Proper sizing of the arrester with respect to charge transfer capability and consequently energy handling capability is

important because, in the event of a capacitor discharge into an earth fault the energy absorbed by the arrester may be very large. The energy to be considered is approximately:

$$W = \frac{1}{2} \times C \times U_{sw}^2 \quad (21)$$

where

C is the single-phase capacitance of the bank;

U_{sw} is the slow front protection level phase-to-earth at the capacitor bank;

The required charge transfer capability is approximately obtained by dividing the energy by the arrester protection level at the nominal discharge current.

The duration and magnitude of the discharge may be different from those used in arrester testing according to IEC 60099-4:2014. For example, the duration may be shorter and the peak value may be much higher, and it may be necessary to use arresters with higher charge transfer capability than would normally be used. The manufacturer should be consulted in such cases.

It should be considered that up to three restrikes can occur without sufficient cooling in between, resulting in increased charge transfer and energy absorption by the arrester. The arrester charge transfer rating should be selected accordingly.

If the fundamental frequency across the arrester in a filter application is higher than the normal power frequency (50 Hz or 60 Hz), special attention must be paid since the power losses of a metal-oxide arrester increase with increasing frequency. The arrester U_c therefore may have to be derated for higher frequencies. If the U_c has to be derated, the relative protection level will usually be higher than for normal arrester applications. The manufacturer should be consulted in such cases.

7.6 Surge arresters for series capacitor banks

Surge arresters used in series capacitors are often called “varistors” or “MO varistors” (MOV) and testing is not covered by IEC 60099-4.

Because the capacitors are placed in series with the line, the voltage across the capacitor is proportional to the line current. In the event of a fault on the transmission system, a high fault current could result in capacitor voltage increasing to well beyond the capacitor withstand level. An arrester can be connected across the capacitor to limit this voltage, thereby preventing damage to the capacitors. However, in so doing, the arrester will conduct the full fault current for a portion of each cycle, resulting in very high levels of arrester absorbed energy. A single arrester typically will not have the energy handling capability for such an event, and it is usual that a MOV will have many parallel-connected arresters to limit the amount of fault current within each arrester to a manageable level (typically not more than a few hundred amperes per arrester). In some cases, it may be necessary to use several tens of parallel arresters.

To protect the MOV from overloading, a triggered spark gap may be used in parallel to the MOV. If the rated short-term energy is exceeded or the temperature of the MOV has become too high due to repeated energy injections the spark gap is triggered to divert fault current from the MOV through a by-pass path. The spark gap can also be used for fast by-passing of the MOV for some faults; for example faults on the same line as the series capacitor (known as internal faults), when normally there is no need to keep the series capacitor in service during the fault. In some cases the by-pass breaker is the only overload protection for the MOV. Recently the spark gap, in some applications, has been replaced by a so called Fast Protective Device (FPD) utilizing a combination of a spark gap and an extremely fast switch.

The MOV are tested according to IEEE Std. 824-2004 (IEEE Standard for Series Capacitor Banks in Power Systems) and/or IEC 60143-2: 2012, *Series capacitors for power systems – Part 2: Protective equipment for series capacitor banks*.

Because of the highly non-linear behaviour of MO resistors, the individual arresters that make up the MOV must be very carefully matched to each other in terms of their voltage-current characteristics. The above referenced standards address this particular aspect, but it is ultimately the manufacturer's responsibility to ensure a sufficient degree of matching for each particular MOV application. It is typical that control systems implemented for series compensation systems contain some means of monitoring the division of current through parallel sections of the MOV during system fault events, generating an alarm if the division is out of pre-set limits, indicating the possibility of a degraded arrester that is conducting more than its proper share of the current. The user can then conduct an investigation to find the degraded arrester, using, for example, one of the diagnostic techniques given in Annex D.

8 Asset management of surge arresters

8.1 General

Clause 8 considers the factors associated with the ownership stage of surge arresters. It addresses metal-oxide surge arresters as defined in IEC 60099-4, 60099-6 and 60099-8. Although routine factory tests will demonstrate whether the surge arrester is satisfactorily manufactured, failure to follow manufacturer instructions regarding transport to site, storage and site assembly can cause deleterious effects to the surge arrester or provide less than optimal performance.

The surge arrester operational environment will also affect the performance, so issues such as environmental pollution and the integrity of the earthing system require attention. From an operational perspective, there are no serviceable or replacement components inside the surge arrester, so it is essentially sealed for life. Condition monitoring for gapless arresters is discussed describing diagnostic techniques and life-limiting factors. However, on the whole, whenever a surge arrester fails or shows any signs of distress, the general recommendation would be to replace the whole surge arrester.

8.2 Managing surge arresters in a power grid

8.2.1 Asset database

It is recommended to establish a database with the main information and technical data of the surge arresters in the power grid or transmission system.

The information should at least include arrester manufacture and type, year of manufacturing, year and place of installation, numbers of arresters and electrical data.

8.2.2 Technical specifications

Technical specifications for surge arresters should be updated regarding system temporary over-voltages, energy stress and protection level.

8.2.3 Strategic spares

A failed arrester can be disconnected and the circuit returned to service, albeit with a lower degree of reliability until the replacement arrester can be acquired. The risk and implication of this are determined by the utility and a recommendation cannot be made here.

Although surge arresters are of relatively low cost compared to the cost of the equipment being protected, the lead time to replace a unit can make it worthwhile to stock a spare set of arresters. If a surge arrester fails or needs to be replaced a spare can make a significant positive impact on the reliability and availability of the circuit. It is normally not necessary to replace the arresters of the other two phases in case of one arrester failure.

The physical dimension and mounting requirements of the surge arrester should also be considered when determining which spares to hold. Where a 3-phase set of arresters is

replaced, the replaced arresters could be placed in storage should a similar design require replacement. For diagnostic methods to check the conditions of an arrester, recommendations are given in Annex D.

8.2.4 Transportation and storage

The precautions specified by the manufacturer for transport and storage should be strictly followed. Porcelain-housed arresters are sensitive to transportation stress, which, for many arresters often represents the highest mechanical stress seen during the lifetime. In most cases transportation and storage in an upright position are specified.

Polymer-housed arresters may be sensitive to storage conditions. Growth of moss and fungi on the housing may be initiated or supported if the arresters are stored in the wrapping enclosure as used for transportation. The manufacturer usually gives clear instructions if the transportation enclosure should be removed for storage or not. The storage room or house should be kept free from rodents, mice, birds and other animals that could harm the soft polymeric material of the insulators.

8.2.5 Commissioning

The general recommendation is that no commissioning tests are needed for surge arresters.

If considered necessary one should follow the manufacturer's advice and seek their consultation on the site commissioning tests. This might include visual checks and basic impedance tests. This can be supplemented with a simple test prior to system energising. This commissioning test can be either an AC or DC characteristic test from a portable source. One commissioning test, however not common, is a DC U-I test to 'fingerprint' the surge arrester that will identify any non-characteristic issues and serve also as a future benchmark for condition assessment. This requires the installed surge arrester to be disconnected from earth and HV connections to carry out the test, then reconnection to return the arrester to service. This is very difficult to perform on GIS arresters, since it involves de-gassing of the GIS disconnecting the surge arrester, re-gassing to test and finally repeating the exercise to reconnect the arrester. Therefore, it is not usually requested.

NOTE It is very important to check that both earth and high voltage connections have been restored following any tests.

8.3 Maintenance

8.3.1 General

Surge arresters are basically maintenance free. There is no intrusive work necessary, principally because the device is a sealed solid-state design with no moving parts.

For arresters with rated voltages of 100 kV or above there are possible typical routine activities associated with surge arresters which includes visual inspection to ensure any pressure relief vents are clear of debris and water is not collecting within the vent (normally there should be a drain hole). Moisture ingress is the main process leading to long term degradation of seals.

Check the integrity of the earthing system connected to the surge arrester. The surge arrester may be unable to perform its function, if the earthing system has been interfered with. There is no intrusive maintenance, but for porcelain surge arresters the insulation surface may require cleaning, but the frequency will depend on environmental conditions. Polymeric insulation should not be cleaned. If so desired, a condition assessment can be performed by a number of on-line or off-line testing techniques.

General maintenance activity may include:

- Testing of the surge counter where installed
- Visual inspection of the arrester body

- Confirm integrity of high-voltage and earth connection leads.
- Cleaning or re-greasing of the porcelain surface where necessary.

The condition of any corona or grading rings should be inspected, since failure of these elements can either damage the arrester if it breaks, or allow corona to establish, which may deteriorate the performance of the polymeric insulators.

Whenever a surge arrester fails or shows any signs of distress, the whole arrester shall be replaced. Single units of a multi-unit surge arrester cannot be replaced.

8.3.2 Polluted arrester housing

Pollution on the arrester housing may cause high temperature increase of the varistors inside. To prevent failures in polluted areas, arresters able to withstand the relevant polluted conditions shall be chosen. Although not explicitly specified in IEC 60099-4, arresters used in normal operating conditions should withstand the medium pollution stresses according to pollution level II of IEC 60071-2. If the area is exposed to high pollution, the surge arrester performance may be adversely affected. If arresters of inadequate design are used in heavy (pollution level III) or very heavy (pollution level IV) polluted areas, periodic cleaning, or greasing, or silicone coating (for porcelain-housed arresters) may be effective in preventing the events stated above. When live washing is intended, arresters designed for such service conditions are required.

Polymer-housed arresters generally require no cleaning, however the units should be occasionally inspected for evidence of dry-banding, which may occur under the sheds, as this area is where tracking may establish.

When live washing of the arrester is specified specialists should be consulted. Basically it is easier to wash MO arresters since no sparkover of internal series gaps can occur. However, experience and practice is needed to carry out live-washing in a safe way. Compared with washing insulators the only added risk concerns the heating of the MO resistors.

8.3.3 Coating of arrester housings

The application of palliative coatings to porcelain-housed arresters is possible, however not preferred. Correct selection of arrester creepage distance in the first place should avoid the necessity for greasing. However, where circumstances change after installation it may be required. Silicone grease and RTV Silicone rubber are the most common types of coating used on porcelain insulators. Under no circumstances is there a need to treat arresters in a different way than any other equipment.

8.3.4 Inspection of disconnectors on surge arresters

Disconnectors may be used on LSA and distribution arresters. Regular inspections will be necessary to spot any open disconnectors. There is no possibility to check the correct operation of disconnector onsite.

8.3.5 Line surge arresters

Onsite inspection may be possible using thermal imaging but only for NGLA. For EGLA visual inspection is an option checking for physical integrity of gap and SVU.

8.4 Performance and diagnostic tools

Various diagnostic methods and indicators for assessing possible deterioration or failure of the insulating properties have been utilized since the introduction of surge arresters. The diagnostic methods range from fault indicators and disconnectors for indication of complete arrester failure (generally employed at distribution voltage levels), to instruments that are able to measure slight changes in the resistive component of the leakage current of metal-oxide arresters. These are discussed in detail in Annex D.

8.5 End of life

8.5.1 General

End of life is defined in IEC 62650 as “Life cycle stage of a product starting when it is removed from its intended use-stage”. Therefore, it is required that on request from the user, each manufacturer shall give enough information so that arrester components may be scrapped and/or recycled in accordance with international and national regulations.

The function of an arrester is to protect other equipment. However, if it fails to protect, then the application is pointless in the first place. Therefore, surge arrester lifetime should be considered from a functional perspective and where there is any concern regarding the capability of an arrester, then replacement with a new surge arrester should be considered. Utilities typically attribute primary plant economic lifetime to match other substation equipment, this can vary between 20 and 50 years. It is for the utility to determine the appropriate replacement interval of the surge arresters, based on business and technical factors. The assessment criteria should take into consideration that routine replacement is viable, since surge arresters do not require intrusive maintenance or refurbishment and are an insurance to avoid costly failure of more expensive equipment (e.g. GIS substations, power transformers, or critical circuits).

Technically, providing MO resistor elements are not overstressed, a long lifetime is achievable from the active component. However, it is the enclosure and seals that are more likely to be the lifetime determining factors.

For the hollow tube surge arrester designs (porcelain and polymeric), when the sealing system has deteriorated to a level which is no longer capable of isolating the active element from external meteorological influence, moisture ingress could weaken the dielectric strength of the surge arrester active element assembly. The reliable lifetime associated with the seals is in the region of 20-30 years. The operational and climatic environment will also play a major role in whether the arrester will achieve this lifetime.

Polymer-housed arresters of wrapped and caged design came to the market in the 1980s. As such the lifetime is still being evaluated, but estimates suggest that at least 25 years should be achievable.

8.5.2 GIS arresters

These are enclosed units within SF₆, and should see a lifetime of at least 30 years.

8.6 Disposal and recycling

On request from users, each manufacturer shall give enough information so that all the arrester components may be scrapped and/or recycled in accordance with international and national regulations. All arrester units should be checked for which type of gas was used for filling. GIS units which have operated in SF₆ should be handled with care in case any tracking or arcing may have occurred which could generate contaminants in particular associated with SF₆ breakdown.

The internal design may be under compression, so caution should be exercised when removing internal parts from their housing and disposed of.

Annex A (informative)

Determination of temporary overvoltages due to earth faults

The earth fault factor k is the ratio of the highest r.m.s. phase-to-earth power frequency voltage on a sound phase at a particular location during a fault to earth (affecting one or more phases at any point) to the r.m.s. phase-to-earth power frequency voltage which should be obtained without the fault (see 3.17 of IEC 60071-1:2006).

The earth fault factor is calculated using the complex impedances Z_1 , Z_2 and Z_0 of the positive, negative and zero sequence systems, taking into account the fault resistance R . The following applies:

$Z_1 = Z_2 = R_1 + jX_1$: resistance and reactance of positive and negative sequence system;

$Z_0 = R_0 + jX_0$: resistance and reactance of zero sequence system.

NOTE In extended resonant earthed networks, the earth fault factor might be higher at other locations than at the fault.

The earth fault factors are calculated for the location of the fault. Figure A.1 shows the overall situation, when $R_1 \ll X_1$ and $R_1 = 0$. The range of high values for X_0/X_1 , positive and/or negative, applies to resonant earthed or isolated neutral systems. The range of low values of positive X_0/X_1 is valid for earthed neutral systems. The range of low values of negative X_0/X_1 , shown hatched, is not suitable for practical application due to resonant conditions. For earthed neutral systems, Figure A.2 to Figure A.5 show the earth fault factors as families of curves applicable to particular values of R_1/X_1 . The curves are valid for fault resistance values giving the highest earth fault factors.

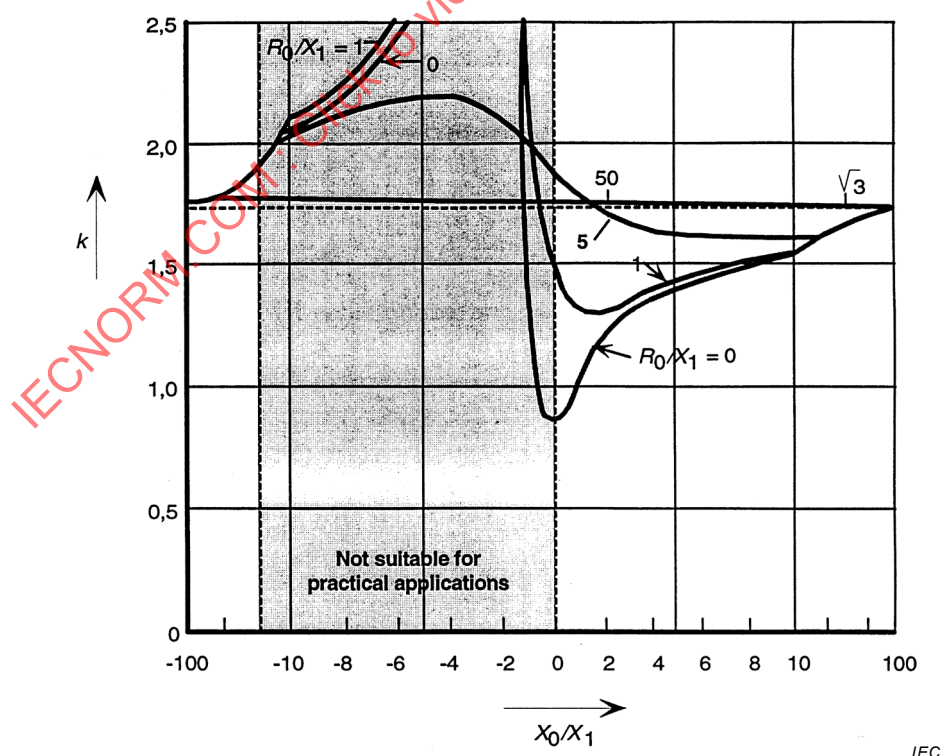


Figure A.1 – Earth fault factor k on a base of X_0/X_1 , for $R_1/X_1 = R_1 = 0$

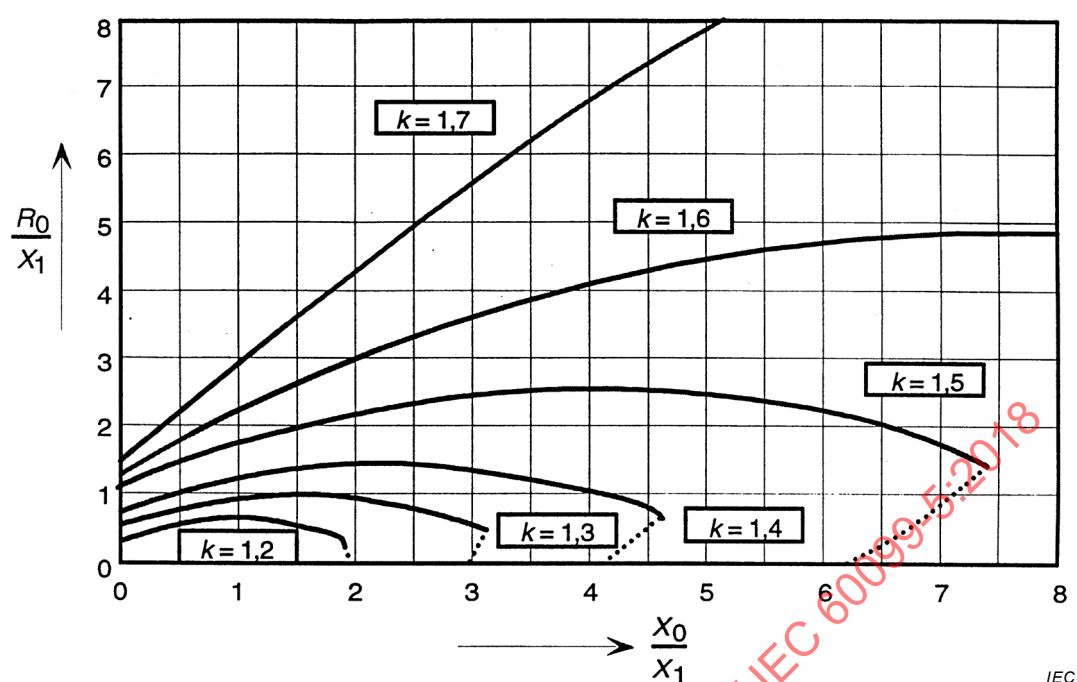


Figure A.2 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = 0$

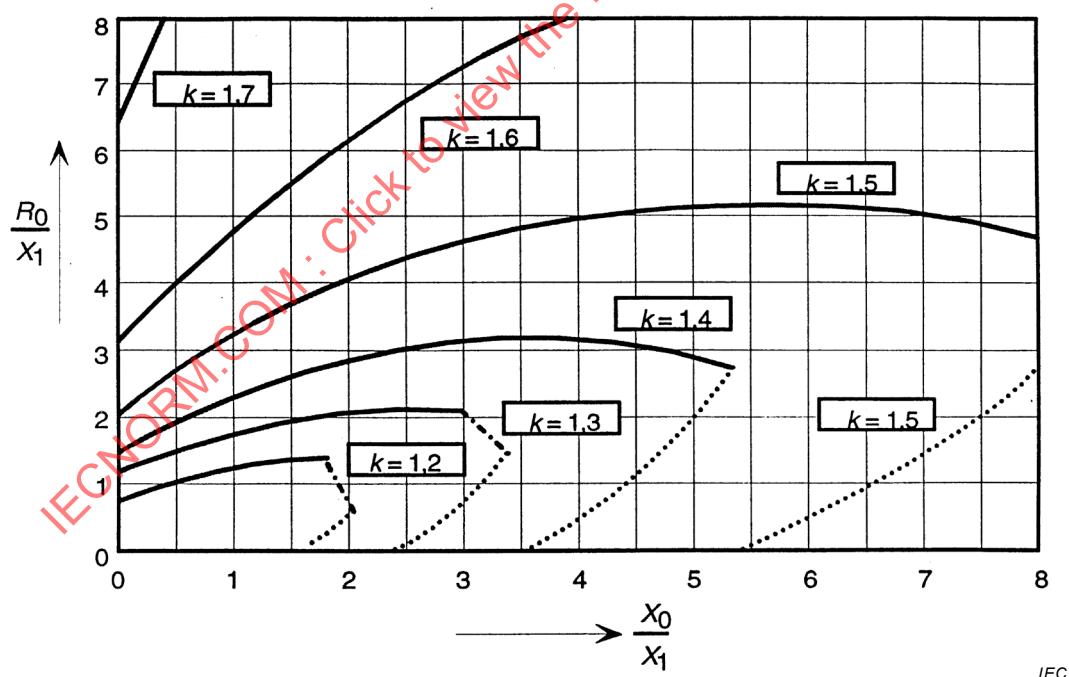


Figure A.3 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = 0.5 X_1$

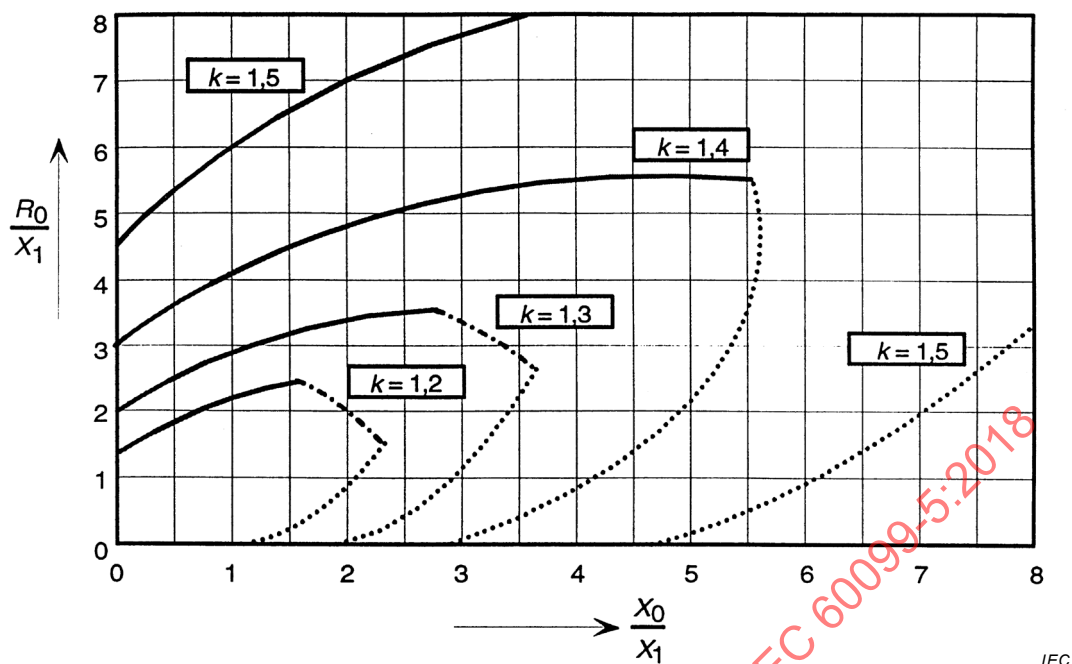


Figure A.4 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = X_1$

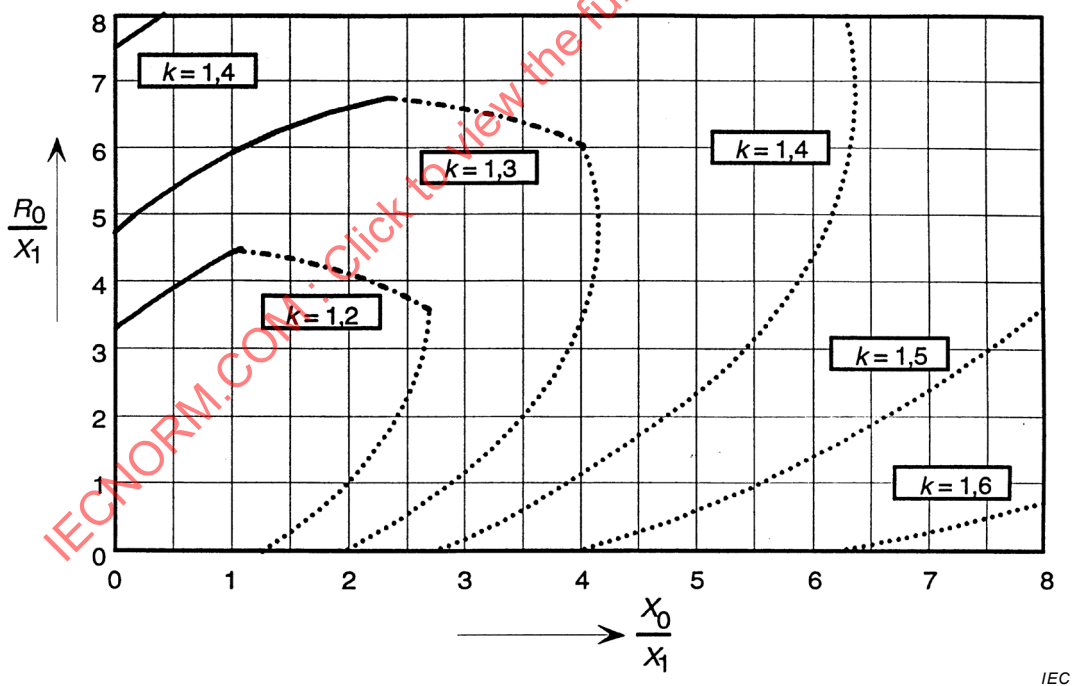


Figure A.5 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth fault factor k where $R_1 = 2X_1$

In Figure A.2 to Figure A.5, the curves are divided into regions representing the most critical conditions by the following methods of presentation:

—————	maximum voltage occurs during a phase-to-earth fault on the phase which leads the faulted phase;
.....	maximum voltage occurs during a phase-to-earth fault on the phase which lags the faulted phase;
- - - - -	maximum voltage occurs during a phase-to-earth fault on the unfaulted phases.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

Annex B (informative)

Current practice

For the power supply systems within some countries, the application of this part of IEC 60099 may result in tables of consistently used surge arrester characteristics. For the use of this part of IEC 60099 within such countries, tables containing these characteristics may be added to this Annex, without deviating from this part of IEC 60099.

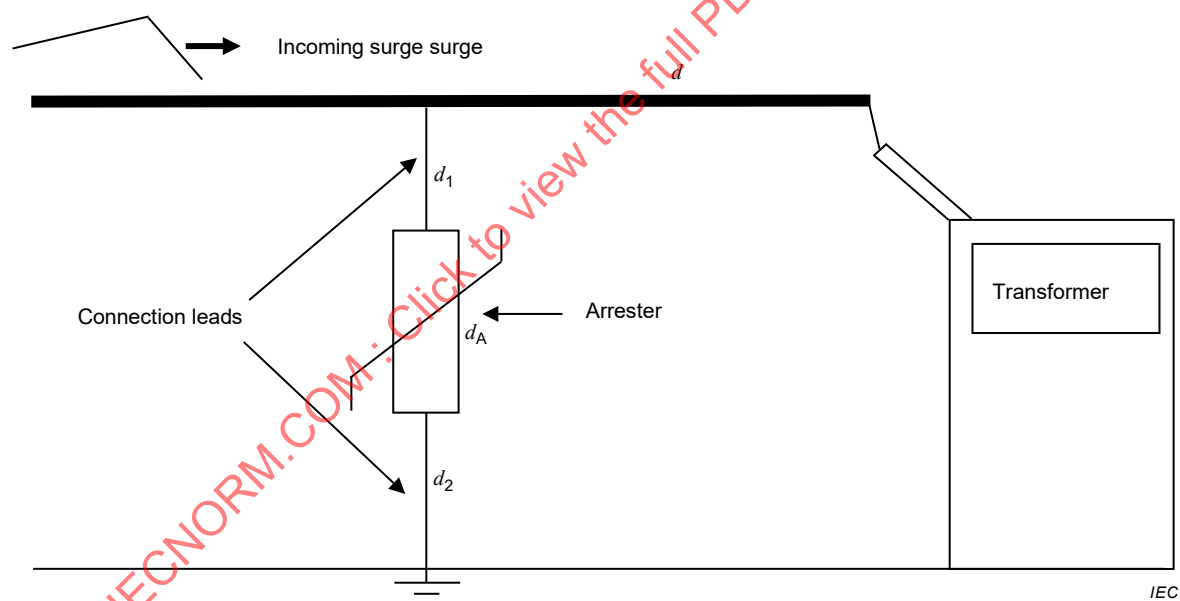
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

Annex C (informative)

Arrester modelling techniques for studies involving insulation coordination and energy requirements

C.1 Arrester models for impulse simulations

In Figure C.1 a normal installation of an arrester is shown (compare Figure 8 and Figure 9). For insulation coordination studies the arrester with its connection leads must be modelled in a suitable way. An equivalent model of the arrester must be used which ideally takes into account both the increase in residual voltage as function of the steepness of the current as well as inductive effects. Normally the arrester height d_A and connection leads d_1 and d_2 shall be taken into account with inductances. For the purposes of insulation coordination studies, a conservative figure for AIS arresters in most cases will be $1 \mu\text{H/m}$ of arrester length. The same inductance per meter is also recommended to be used for any connection leads. For GIS arresters a lower inductance, $0,3 \mu\text{H/m}$, is suggested due to the coaxial design. For critical cases, more accurate calculations of inductances may be used. It must also be noted that the inductance given here is related to the magnetic field surrounding the arrester and connection leads. The so called internal inductance of a conductor is much smaller. Therefore, the shape of the conductors e.g. using thin flat conductors instead of cylindrical conductors makes no significant difference.



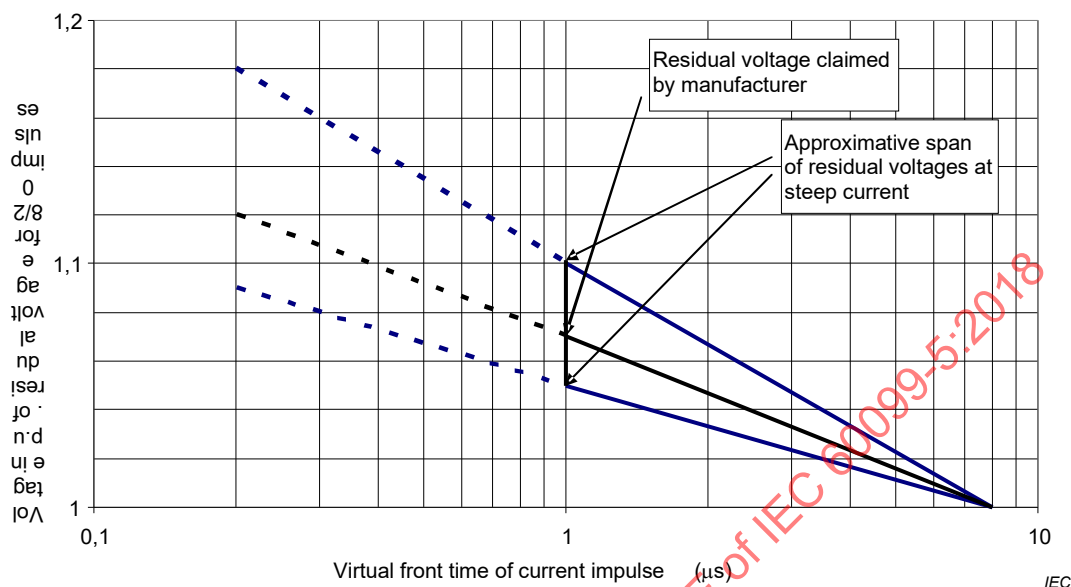
Key

- d length of conductor between transformer bushing and point of connection of arrest line lead
- d_1 length of arrester line lead
- d_A height of arrester
- d_2 length of arrester ground lead

Figure C.1 – Schematic sketch of a typical arrester installation

For insulation coordination studies, including steep lightning surges, different models to consider the increase in residual voltage have been suggested. However, it is quite complicated to model the response of the metal-oxide material in a precise way, and no models have so far shown to be very accurate. Therefore, a simplified practical approach is suggested here. A first calculation is made with the arrester modelled with the $8/20 \mu\text{s}$ characteristic plus an inductance of $1 \mu\text{H/m}$ arrester length and connection leads in order to check the steepness of the current

through the arrester. Based on the obtained current steepness the primary used characteristic is adjusted correspondingly and another calculation is made and so on. A typical increase in residual voltage as function of the virtual current front time is shown in Figure C.2. Note that the increase is assumed to be the same independent of current amplitude.



NOTE Illustrates only material response without any inductive effects. Values for shorter than 1 μs only indicate the estimated trend. When more accurate values are needed, the manufacture should be consulted.

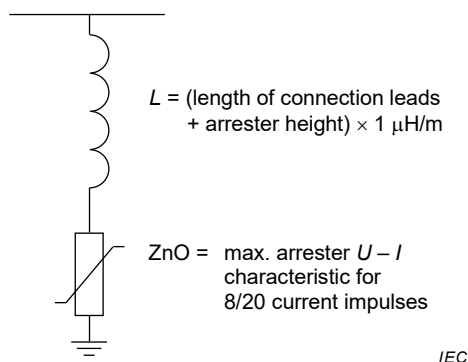
Figure C.2 – Increase in residual voltage as function of virtual current front time

C.2 Application to insulation coordination studies

Normally, decisive cases involve virtual current front times through the arrester of approximately 1 μs. As an option, therefore, a first calculation could be done with a characteristic 5 to 10 % higher than the 8/20 μs characteristics. Based on the obtained current steepness, the primary used characteristic is then adjusted correspondingly and another calculation is made and so on. For studies involving insulation coordination, the maximum characteristic is important. However, when calculating arrester energy stresses from switching operations, normally a higher energy is obtained for a lower characteristic. For such studies, therefore, a minimum characteristic should be used. As an approximation a 5 to 10 % lower characteristics than maximum given in the manufacturer catalogues could be used if no more accurate information is available. For lightning related energies, on the other hand, the maximum characteristic may give the highest arrester energy, since the source in this case generally could be seen as a current source. For switching surge studies, the 30/60 characteristic should be used. Normally, no series inductance element is needed to model the arrester length and connection leads because of the negligible effect of the slow impulse.

C.3 Summary of proposed arrester models to be used for impulse applications

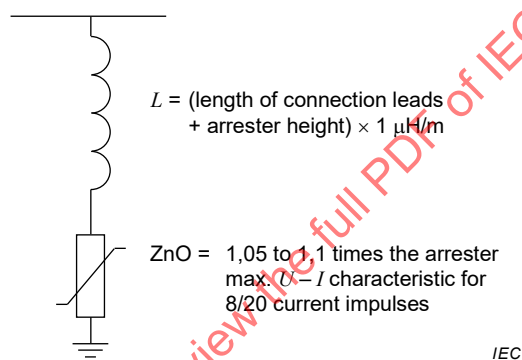
To summarise, the following models as shown in Figure C.3 to Figure C.5 are proposed for use under impulse conditions.



The steepness of the current surge (virtual front time of wave) is determined from the preliminary calculation. The $U-I$ characteristics is then adjusted accordingly and the calculations repeated.

NOTE For GIS arresters the inductance is set to 0,3 $\mu\text{H/m}$.

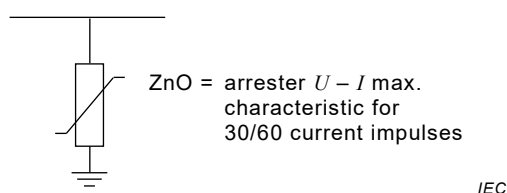
Figure C.3 – Arrester model for insulation coordination studies – fast-front overvoltages and preliminary calculation (Option 1)



The steepness of current surge (virtual front time of wave) is determined from the preliminary calculation. The $U-I$ characteristics are then adjusted accordingly, and the calculations repeated.

NOTE For GIS arresters the inductance is set to 0,3 $\mu\text{H/m}$.

Figure C.4 – Arrester model for insulation coordination studies – fast-front overvoltages and preliminary calculation (Option 2)



For studies of arrester energy stresses, the maximum characteristic is replaced by an estimated minimum characteristic.

Figure C.5 – Arrester model for insulation coordination studies – slow-front overvoltages

Annex D (informative)

Diagnostic indicators of metal-oxide surge arresters in service

D.1 General

D.1.1 Overview

Apart from brief occasions when a surge arrester is functioning as an overvoltage-limiting device, it is expected to behave as an insulator with very low leakage current. The insulating properties are essential for the arrester life expectancy and for the power system operation reliability.

Various diagnostic methods and indicators for revealing signs of deterioration or possible failure of the arrester have been utilized since the introduction of ZnO surge arresters. The diagnostic methods range from fault indicators and disconnectors, which indicate complete arrester failure, to instruments that are able to measure small changes in the resistive leakage current and/or power loss of gapless metal-oxide arresters.

The aim of this annex is to provide guidance to the user if use of any diagnostic method is considered, and to present an overview of common diagnostic methods. It also gives detailed information about leakage current measurements on metal-oxide arresters.

Diagnostic devices should be designed and handled while providing personal safety during measurement. Permanently installed devices should be designed and installed with the operational and short-circuit stresses taken into consideration.

For several diagnostic methods, an insulated earth terminal is required on the arrester. The earth terminal should have a sufficiently high withstand voltage level to account for the inductive voltage drop appearing between the terminal and the earthed structure during an impulse discharge.

D.1.2 Fault indicators

Fault indicators give a clear visual indication of a failed arrester, without disconnecting the arrester from the line. The device may be an integrated part of the arrester, or a separate unit installed in series with the arrester. The working principle is usually based on the amplitude and duration of the arrester current, or on the temperature of the non-linear metal-oxide resistors.

D.1.3 Disconnectors

Disconnectors, often used on medium-voltage arresters, give a visual indication of a failed arrester by disconnecting it from the system. The typical working principle is an explosive device triggered by the fault current; however, the disconnector is not intended to extinguish the fault current. The disconnector may be an integral part of the arrester or insulating bracket, or a separate unit installed in series with the arrester. The advantage of the device is that the line remains in operation after disconnection of the arrester. The major disadvantage is the lack of overvoltage protection until the failed arrester has been discovered and replaced.

D.1.4 Surge counters

Surge counters operate at impulse currents above certain amplitude or above certain combinations of current amplitude and duration. If the interval between discharges is very short (less than 50 ms), surge counters may not count every current impulse. Some counters require power follow current, and may not count the short impulse currents through metal-oxide arresters.

Depending on the operating principle and sensitivity of the counter, it may give an indication about overvoltages appearing in the system, or it may provide information on the number of discharges corresponding to significant arrester energy stresses. The counter provides no specific information about the condition of the arrester.

For safety reasons, the surge counter should be installed beyond easy reach of personnel; it shall be located where it can be read from ground level with the arrester in service. The installation should be done without considerably lengthening the earth connection or reducing its cross-section. The arrester shall be equipped with an insulated earth terminal and a conductor between the arrester and counter that is insulated from earth.

D.1.5 Monitoring spark gaps

Monitoring spark gaps are used to indicate the number and to estimate the amplitude and duration of discharge currents through the arrester. Special experience is necessary to interpret properly the marks on the gap. Some spark gaps can be examined with the arrester in service, while other types require that the arrester is de-energized. It is required that the arrester is equipped with an insulated earth terminal. Alternatively, the device may be an integral part of the arrester. Spark gaps give no direct information about the actual condition of the arrester, but may help to make decisions about continued operation.

D.1.6 Temperature measurements

Remote measurement of the arrester temperature can be carried out by means of thermal imaging methods. Advances in thermal imaging instruments have resulted in making this method of on line arrester condition assessment very popular worldwide. The reason this method is effective is that during steady state conditions the arresters operate relatively close to ambient temperature and the measurement is fast and accurate. The best way to determine if an arrester is not operating properly with this method is to compare the temperature of nearby similar vintage and type arresters. If the temperature difference between the similar units is more than 10 K, then there may be a problem with the hot arrester.

Direct measurement of the metal-oxide resistor temperature gives a fairly accurate indication of the arrester condition, but it requires that the arrester is equipped with special transducers at the time of manufacturing. Therefore, this method is used only in special arrester applications [40].

D.1.7 Leakage current measurements of gapless metal-oxide arresters

D.1.7.1 General

Any deterioration of the properties of a metal-oxide arrester will cause an increase in the resistive leakage current or power loss at given values of voltage and temperature. The majority of diagnostic methods for determining the condition of gapless metal-oxide arresters are based on measurements of the leakage current.

The measurement procedures can be divided into two groups: a) on-line measurements, when the arrester is connected to the system and energized with the service voltage during normal operation, and b) off-line measurements, when the arrester is disconnected from the system and energized with a separate voltage source on site or in a laboratory.

Measurements carried out on-line under normal service voltage are the most common method. For practical and safety reasons, the leakage current is normally accessed only at the earthed end of the arrester. To allow measurement of the leakage current flowing in the earth connection, the arrester must be equipped with an insulated earth terminal.

Off-line measurements can be made with voltage sources that are especially suited for the purpose, e.g. mobile AC or DC test generators. Good accuracy may be obtained using the off-line methods provided that a sufficiently high-magnitude test voltage is used. The major

disadvantages of the off-line methods are the cost of the test equipment and the need for disconnecting the arrester from the system.

The insulation of the earth terminal, even after long-term degradation, shall be sufficient to prevent circulating currents caused by electromagnetic induction, since these currents may interfere with the measurement of the leakage current.

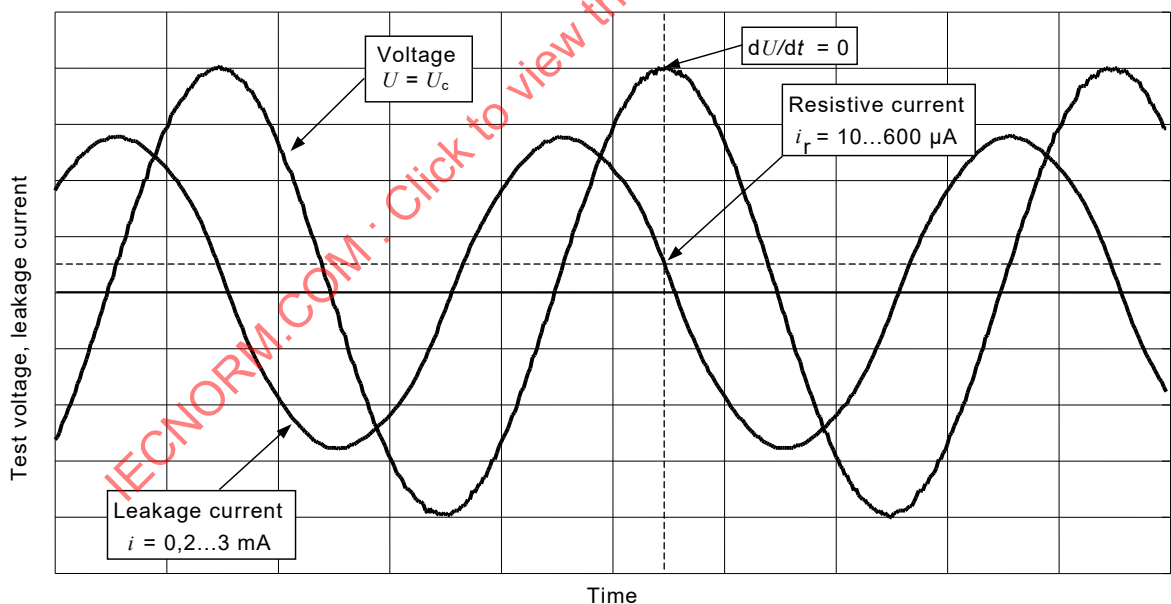
On-line leakage current measurements are usually made on a temporary basis using portable or permanently installed instruments. Portable instruments are usually connected to the earth terminal of the arrester by means of a clip-on, or permanently installed, current transformer. Long-term measurements of the leakage current may be necessary for closer investigations, especially if significant changes in the condition of an arrester are revealed by temporary measurements. Remote measurements may be implemented in computerized systems for supervision of substation equipment [29][30][31][32][33][34][35][36][37].

D.1.7.2 Properties of the leakage current of non-linear metal-oxide resistors

D.1.7.2.1 General

The AC leakage current can be divided into a capacitive and a resistive part, with a predominant capacitive component and a significantly smaller resistive part. This can be seen in Figure D.1, which shows a typical laboratory measurement of the leakage current of a single, non-linear metal-oxide resistor when energized at a voltage equivalent to U_c for the complete arrester.

Figure D.2 shows the results of leakage current measurements carried out on two different arresters in service at voltage levels slightly below U_c . Figure D.2 also illustrates the influence of different levels of harmonic content in the system voltage.



IEC

Figure D.1 – Typical leakage current of a non-linear metal-oxide resistor in laboratory conditions

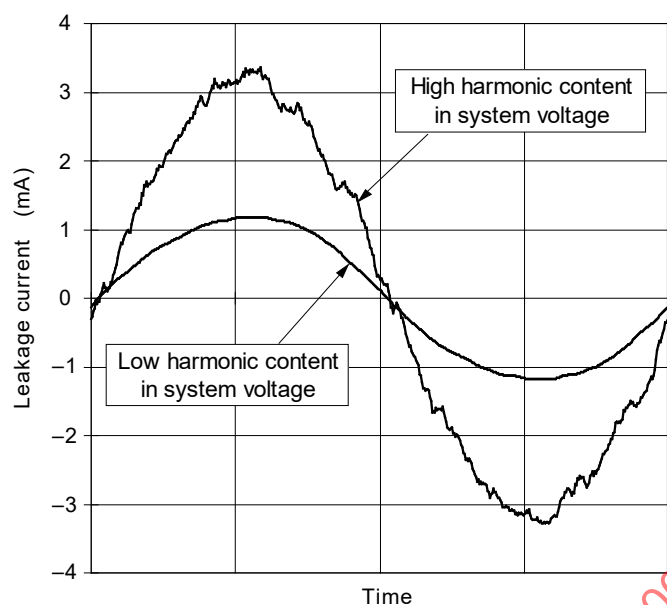


Figure D.2 – Typical leakage currents of arresters in service conditions

D.1.7.2.2 Capacitive leakage current

The capacitive leakage current measured at the earth terminal of an arrester is caused by the permittivity of the non-linear metal-oxide resistors, the stray capacitances and the grading capacitors, if applied. The specific capacitance of a resistor element is typically 60 pF.kV/cm² to 150 pF.kV/cm² (rated voltage), resulting in a capacitive peak leakage current of about 0,2 mA to 3 mA under normal service conditions.

There is no evidence that the capacitive current would change significantly due to deterioration of the voltage-current characteristic of the non-linear metal-oxide resistors. Therefore, it is unlikely that measurements of capacitive current can reliably indicate the condition of metal-oxide arresters.

D.1.7.2.3 Resistive leakage current

At given values of voltage and temperature, the resistive component of the leakage current is a sensitive indicator of changes in the voltage-current characteristic of non-linear metal-oxide resistors. Therefore, the resistive current can be used as a tool for diagnostic indication of changes in the condition of metal-oxide arresters in service. Typical resistive and capacitive voltage-current characteristics for AC voltages are shown in Figure D.3. For comparison, typical characteristics for DC voltages are also shown in Figure D.3.

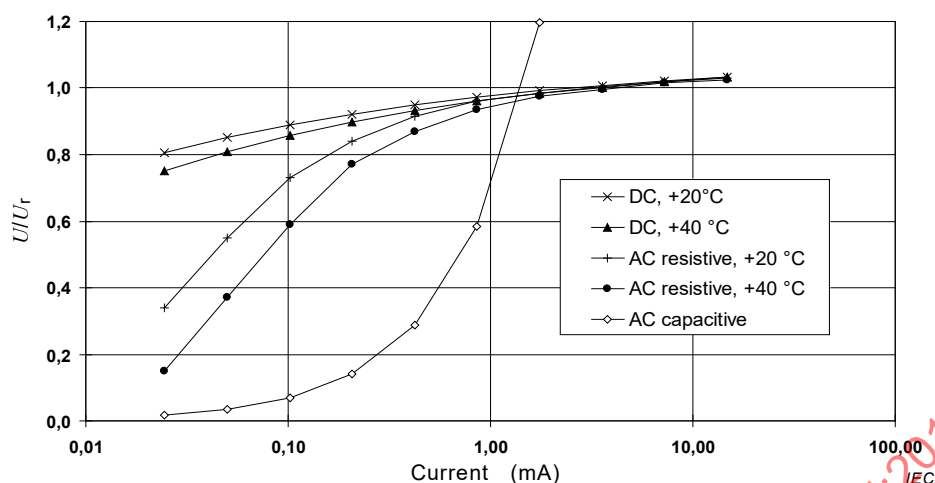


Figure D.3 – Typical voltage-current characteristics for non-linear metal-oxide resistors

The resistive component under AC voltage is defined as the current level at the instant of voltage maximum ($dU/dt = 0$), as indicated in Figure D.1. The resistive leakage current of a non-linear metal-oxide resistor is in the order of 2 % to 20 % of the capacitive current under normal operating conditions, corresponding to about 10 μ A to 600 μ A peak resistive current at a temperature of +20 °C.

In the leakage current region, the resistive current depends on the voltage and temperature. Typical values of voltage and temperature dependencies under AC voltage are indicated in Figure D.4 and Figure D.5, normalized to U_c and at +20 °C, respectively.

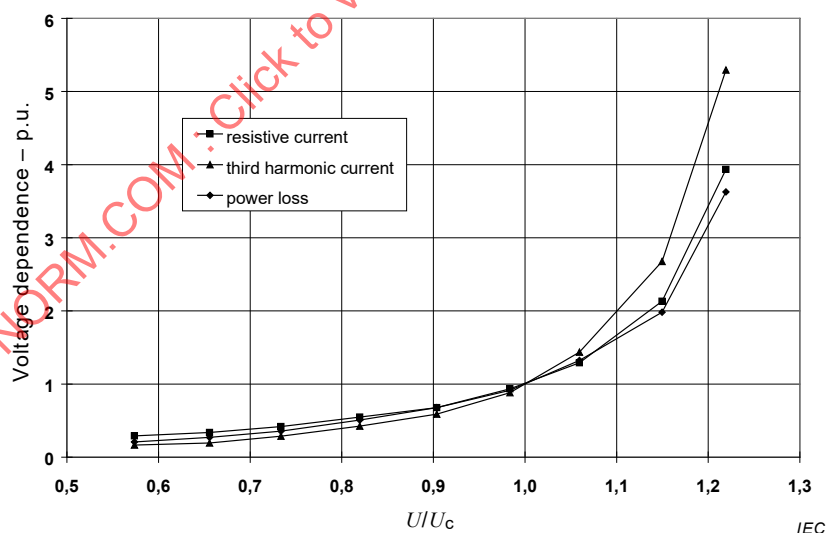


Figure D.4 – Typical normalized voltage dependence at +20 °C

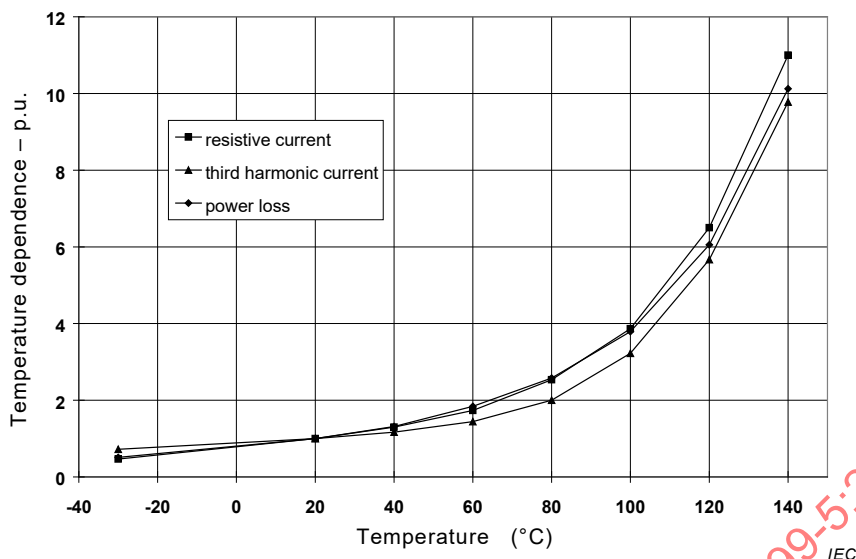


Figure D.5 – Typical normalized temperature dependence at U_c

Uncertainties in resistive current measurement may arise for long arrester columns. This may be caused by the non-uniform voltage distribution along an arrester, primarily due to the influence of stray capacitances and to adjacent equipment. The voltage across the non-linear metal-oxide resistors at the earthed end of the arrester may, therefore, deviate in both magnitude and phase from the full voltage across the complete arrester. This phenomenon affects the measurement of the resistive leakage current in two ways: Firstly, the resistive current measured in the earth connection is affected by the magnitude of the voltage across the non-linear metal-oxide resistors at the earthed end, therefore, the measured resistive current may differ from the average resistive current along the arrester; Secondly, the phase shift of the voltage across the non-linear metal-oxide resistors at the earthed end influences the result of resistive current measurement for methods that are using the voltage across the complete arrester as a reference for the phase angle.

In addition, the capacitive current induced in the earth lead of the arrester by the adjacent phases may introduce small changes in the measured current.

D.1.7.2.4 Harmonics in the leakage current

The non-linear voltage-current characteristic of a metal-oxide arrester gives rise to harmonics in the leakage current when the arrester is energized with a sinusoidal voltage. The harmonic content depends on the magnitude of the resistive current and the degree of non-linearity, which is a function of voltage and temperature. As an example, the third harmonic content of the resistive current is typically 10 % to 40 % of the resistive current component. Therefore, the harmonic content can be used as an indicator of the resistive current. Typical values of voltage and temperature dependencies under AC voltage are indicated in Figure D.4 and Figure D.5, respectively, with magnitudes normalized to voltage U_c and temperature +20 °C. Another source of harmonics, beside negligible ones, that may considerably influence the measurement of harmonics in the leakage current, is the harmonic content in the system voltage. The capacitive harmonic currents produced by the voltage harmonics may be of the same order of magnitude as the harmonic currents created by the non-linear resistance of the arrester. An example of harmonics in the leakage current caused by system voltage harmonics is seen in Figure D.2.

D.1.7.2.5 Power loss

Power loss may be used for diagnostic indication of arresters in the same way as the resistive leakage current. Typical values of power losses are 5 mW/kV to 300 mW/kV (rated voltage) at U_c and +20 °C. The temperature and voltage dependencies are practically the same as for the resistive current, as seen in Figure D.4 and Figure D.5.

D.1.7.3 Surface leakage current

As with any other outdoor insulator, external surface leakage current may temporarily occur on the arrester housing under rain or under conditions of high humidity combined with surface pollution. In addition, internal surface leakage current may appear due to moisture penetration. During measurements, the surface currents may interfere with the leakage current of the resistors, however, the sensitivity to external and internal surface currents may be different for the various measurement methods. The influence of the external surface leakage current can be avoided, either by performing the measurements in dry conditions, or by any other suitable method, e.g. bypassing the surface leakage current to earth.

D.2 Measurement of the total leakage current

The total leakage current depends mainly on the capacitive current, since the resistive part is only a fraction of the capacitive current component. Furthermore, the capacitive and resistive current components differ in phase by 90° ; therefore, a large increase in the resistive current of the non-linear metal-oxide resistors is needed before a significant change can be noticed in the total leakage current level. In addition, the total leakage current is sensitive to the installation, since the capacitive current depends on the stray capacitances.

On-line measurements of the total leakage current are extensively used in practice by means of conventional mA-meters built into the surge counters or into portable instruments, showing the r.m.s., mean or peak value of the total leakage current. The sensitivity of the r.m.s, mean, and peak values of the total leakage current to variations in the resistive current is illustrated in Figure D.6.

Because total leakage current is not sensitive even to critical changes in the resistive current component, it is in general not suitable as a diagnostic indicator of gradual degradation of the resistor elements.

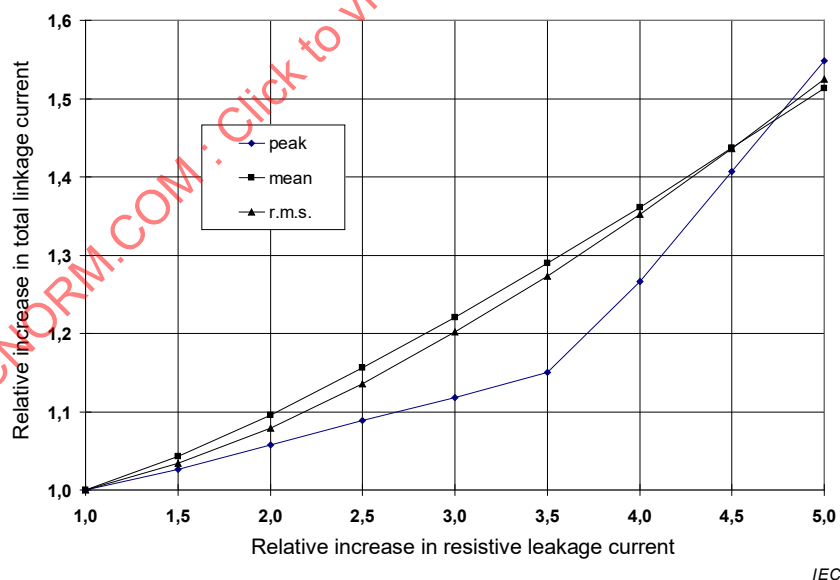


Figure D.6 – Influence on total leakage current by increase in resistive leakage current

D.3 Measurement of the resistive leakage current or the power loss

D.3.1 General

The resistive component of the total leakage current or the power loss can be determined using several methods. Three main principles can be identified, which can be further divided into different groups:

Method A: Direct measurement of the resistive leakage current: This method can be divided into four groups depending on the method of extracting the resistive component of the leakage current:

- A1 Using the applied voltage signal as a reference for direct peak resistive current reading or total leakage current discrimination
- A2 Compensating the capacitive component of the leakage current by using a voltage signal
- A3 Compensating the capacitive component of the leakage current without using of a voltage signal
- A4 Compensating the capacitive components of the leakage current by combining the currents of the three phases

Method B: Indirect determination of the resistive component by means of harmonic analysis of the leakage current: This method can be divided into three different groups:

- B1 Third order harmonic analysis of the leakage current
- B2 Third order harmonic analysis with compensation for harmonics in the system voltage
- B3 First order harmonic analysis of the leakage current

Method C: Direct determination of the power losses.

D.3.2 Method A1 – Using the applied voltage signal as a reference

a) Direct peak resistive current reading

The method relies on using a reference signal representing the voltage across the arrester. The reference signal can be used for direct reading of the resistive component of the leakage current at the instant when the voltage is at its peak ($dU/dt = 0$). The voltage and the resistive current level can be read with an oscilloscope or similar device. This method is commonly used in the laboratory for accurate determination of the resistive current since the reference signal is easily accessible through a voltage divider having a sufficiently small phase-shift.

In practice, the accuracy is limited mainly by the phase-shift of the reference signal and by the deviations in magnitude and phase of the voltage across the non-linear metal-oxide resistors at the earthed end of the arrester, as discussed above in D.1.7.2.3. The presence of harmonics in the voltage may further reduce the accuracy of the method.

A restriction on the method during in-service measurements is the need for a reference signal. Temporary connection to the secondary side of a potential transformer or to the capacitive tap of a bushing is necessary, and may be complicated to obtain. The capacitive currents induced in the earth connection of the arrester by adjacent phases may reduce the accuracy during in-service measurements, as discussed in D.1.7.2.3.

b) Total leakage current discrimination

The ZnO element may be represented by a parallel RC circuit, both R and C being non-linear, and the current can be resolved into conduction and capacitive components. A point-on-wave method, which requires voltage and current traces, has identified variations during the voltage cycle not only in the equivalent resistance of the sample, but also in its capacitance. The method

is based on the expression of the average power and assumes a single valued voltage-conduction current characteristic.

The total current for an RC parallel equivalent circuit is

$$I_t(t) = I_c(t) + I_r(t) = C \frac{dU(t)}{dt} + I_r(t) \quad (D.1)$$

where I_c and I_r are the capacitive and resistive components of the total leakage current I_t .

The instantaneous resistive current magnitude at two instants t_1 and t_2 corresponding to the same level of voltage on the cycle can be expressed as

$$I_r(t_1) = I_r(t_2) = \left(\frac{1}{2} (I_t(t_1) + I_t(t_2)) \right) - \left(\frac{1}{2} (I_t(t_1) - I_t(t_2)) \right) \left(\frac{\frac{dU(t_1)}{dt} + \frac{dU(t_2)}{dt}}{\frac{dU(t_1)}{dt} - \frac{dU(t_2)}{dt}} \right) \quad (D.2)$$

Equation (D.2) allows the calculation of the resistive current around the cycle for any wave shape. If the voltage is sinusoidal with no harmonic content or with only odd harmonics without phase shift, the following simplified equation applies:

$$I_r(t_1) = I_r(t_2) = \frac{1}{2} (I_t(t_1) + I_t(t_2)) \quad (D.3)$$

Figure D.7 shows typical examples obtained with this discrimination technique on a 15 kV-rated surge arrester in the low and high conduction regimes. As can be seen, both the resistive and capacitive components show non-linearities. In-service, however, measurements of voltage and currents with the required accuracy may be challenging.

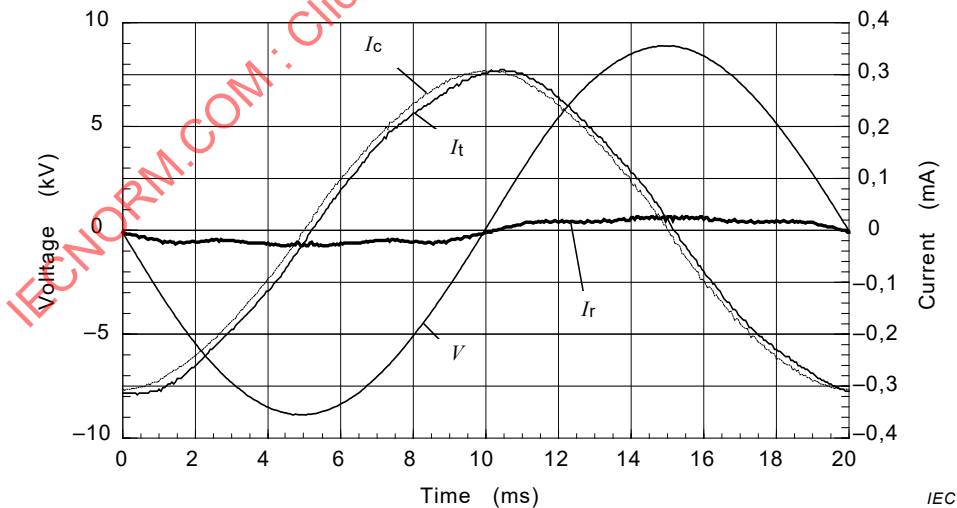


Figure D.7 – Measured voltage and leakage current and calculated resistive and capacitive currents ($V = 6,3$ kV r.m.s)

D.3.3 Method A2 – Compensating the capacitive component using a voltage signal

By using a voltage signal to compensate the leakage current for its capacitive component, the sensitivity in the measurement of the resistive component may be further increased. The basic principle is a HV bridge where the capacitive-resistive arm is adjusted to balance the capacitive

component of the leakage current so that only the non-linear resistive part contributes to the output voltage, which can be studied with the help of an oscilloscope.

The bridge is balanced when the voltage is close to zero and with the capacitive current being at its peak. Since the differential capacitance of the arrester is voltage dependent (the capacitance increases with voltage), while the bridge capacitance is constant, the remaining current after compensation comprises not only the resistive component, but also a capacitive part. This approach is illustrated in Figure D.8. As for method A1 (i), the true resistive component is found at the instant when the voltage is at its peak. However, it is worth noting that zinc oxide material is found to exhibit a non-linear capacitance, especially around the knee of conduction. Since the method requires a reference voltage, which may be difficult to access in service, the method is generally restricted in the same way as method A1 (i). Similarly, the accuracy may be reduced by phase shifts in voltages and currents due to the influence of adjacent phases.

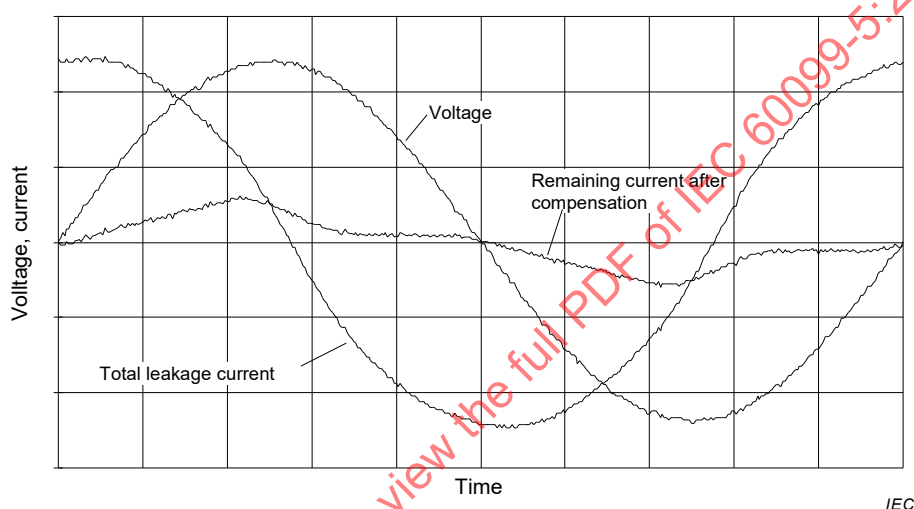


Figure D.8 – Remaining current after compensation by capacitive current at U_c

D.3.4 Method A3 – Compensating the capacitive component without using a voltage signal

This is a compensation method where the need for a voltage signal is eliminated. The basic principle is that a reference signal of fundamental frequency is created synthetically by means of information derived from the leakage current. By proper adjustment of the amplitude and phase angle, which can be done automatically or by using an oscilloscope, the reference signal can be made to compensate the capacitive component of the leakage current.

A potential problem is the presence of harmonics in the voltage, which cause harmonic capacitive currents that may interfere with the resistive component. Furthermore, the compensating signal represents the current in a linear capacitance, which implies the same type of accuracy problem as with method A2. Phase shifts in voltages and currents caused by the adjacent phases may also reduce accuracy as with other methods.

D.3.5 Method A4 – Capacitive compensation by combining the leakage current of the three phases

The method is based on the assumption that the capacitive currents are cancelled if the leakage currents of the arresters in the three phases are summed up. The resulting current is composed of the harmonics of the resistive currents from the three arresters, since the fundamental components are also cancelled as long as they are equal in magnitude. If there is an increase in the resistive current of any of the arresters, the capacitive currents remaining constant, the increase will appear in the summed current. A voltage reference signal is not needed.

For measurements in service, the main disadvantage with the method is that the capacitive currents of the three phases are not generally equal. Only well-controlled geometries such as arresters in gas-insulated switchgear, combined with equal capacitances of the arresters, will provide the necessary symmetry. Another concern is the influence of harmonics in the system voltage, which will cause harmonics in the added current.

D.3.6 Method B1 – Third order harmonic analysis

The method is based on the fact that harmonics are created in the leakage current by the non-linear voltage-current characteristic of the arrester. No voltage reference is needed since it is assumed that all harmonics arise from the non-linear resistive current. However, this assumption is not valid as the capacitive current is observed to show non-linear behaviour. The harmonic content depends on the magnitude of the resistive current and on the degree of non-linearity of the voltage-current characteristic, i.e., the harmonic content varies also with the voltage and temperature of the arrester, as indicated for the third order harmonic in Figure D.4 and Figure D.5.

In the upturn region of the V-I characteristic, the third harmonic is the largest harmonic component of the resistive current, and it is commonly used for diagnostic measurements. The conversion from harmonic to resistive current level, if required, relies on information supplied by the arrester manufacturer or from measurements in the laboratory, and large errors may be introduced in this process. This is seen in Figure D.9, where the error in the evaluation of the third harmonic in the leakage current is given as a function of the third harmonic content in the system voltage. The figure includes the effects of different voltage-current characteristics and capacitances, as well as the influence of the phase angle of the third harmonic in the voltage.

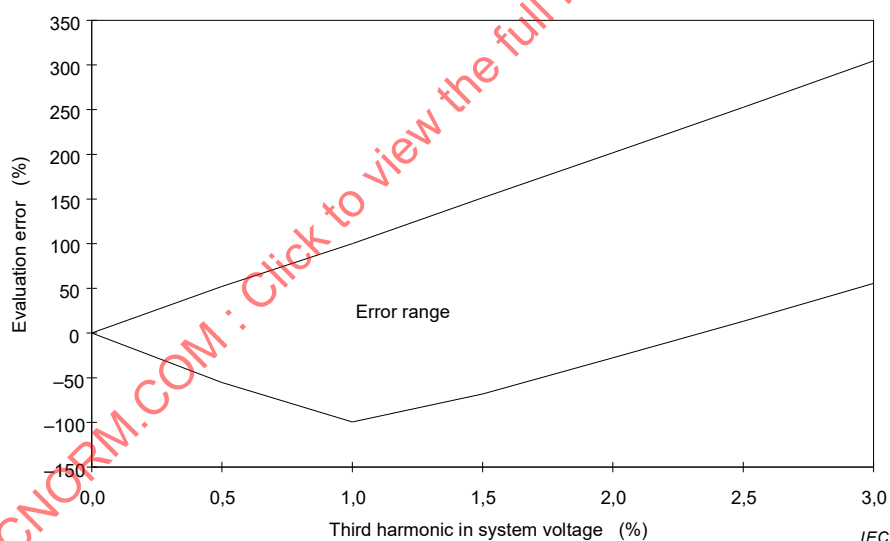


Figure D.9 – Error in the evaluation of the leakage current third harmonic for different phase angles of system voltage third harmonic, considering various capacitances and voltage-current characteristics of non-linear metal-oxide resistors

The main problem is the sensitivity to harmonics in the system voltage. The harmonics in the voltage may generate capacitive harmonic currents that are comparable in size with the harmonic currents generated by the non-linear resistance of the arrester. As a result, the error in the measured harmonic current may be considerable if the harmonic content in the voltage is high.

D.3.7 Method B2 – Third order harmonic analysis with compensation for harmonics in the voltage

The method is based on the same principle as method B1, but the sensitivity to harmonics in the voltage is greatly reduced by the introduction of a compensating current signal for the

capacitive third harmonic current in the arrester. The compensating current signal is derived from a "field probe" positioned at the base of the arrester. After proper scaling, the harmonic current induced in the probe by the electric field is subtracted from the total harmonic current. The result is the harmonic current generated by the non-linear resistive current of the arrester. The conversion from third harmonic to resistive current requires additional information from the arrester manufacturer, as for method B1. The method is suitable for measurements in service.

D.3.8 Method B3 – First order harmonic analysis

The fundamental component of the resistive current is obtained by filtering and integration of the leakage current, yielding a signal proportional to the resistive component.

The influence of harmonics in the system voltage during in-service measurements is practically eliminated by using only the fundamental components of voltage and current. The main limitation of the method is the need for a voltage signal obtained, e.g. from the secondary side of a potential transformer. The accuracy depends on phase shifts in the voltages and currents, in the same way as for other methods.

D.3.9 Method C – Direct determination of the power losses

The average power loss is the integral of the product of the instantaneous values of the voltage and leakage current over one cycle divided by the period. The power loss may be expressed in terms of the product of the r.m.s. value of the resistive component of leakage current and the r.m.s. value of the voltage across the arrester. The influence of the harmonics in the voltage is greatly reduced by the multiplication and integration procedure. The main disadvantage is the need for a voltage signal. The accuracy during in-service measurements may be limited due to phase shifts in voltages and currents, caused by the adjacent phases.

D.4 Leakage current information from the arrester manufacturer

The measured leakage current data may be compared with information supplied by the arrester manufacturer. To utilize this information, it is important that the operating voltage and the ambient temperature are known at the time of measurement.

For efficient use of the diagnostic methods described above, the arrester manufacturer may provide information relevant to the various methods. The information may comprise the resistive current, third harmonic current and power loss data for each arrester type as functions of voltage and temperature.

For practical use, the voltage dependence may be expressed as a function of the service voltage divided by U_r . The information should preferably cover operating voltages from 0,40 to 0,90 of U_r . The resistive and third harmonic currents should be given as peak values, while the power loss should be expressed as a specific value based on the rated voltage.

The temperature dependence should be given as a function of the ambient temperature, assuming a certain over-temperature of the resistor elements, since it is difficult to obtain the actual resistor temperature during in-service measurements. The ambient temperature range should preferably be from -10 °C to $+40\text{ °C}$.

NOTE The actual varistor temperature may be higher than normal due to energy absorption, solar radiation and other heat sources.

Two different types of information from the arrester manufacturer are of main interest in the evaluation of the measurement results:

Firstly, information for comparison of results obtained under different operating conditions in terms of service voltage and ambient temperature. By converting the measured results to a set of "standard" operating conditions, e.g. a service voltage of $0,70 U_r$ and an ambient temperature

of +20 °C, it is possible to compare the results from measurements made on different occasions. The information from the manufacturer could be given as correction multipliers, as indicated in Figure D.10 and Figure D.11.

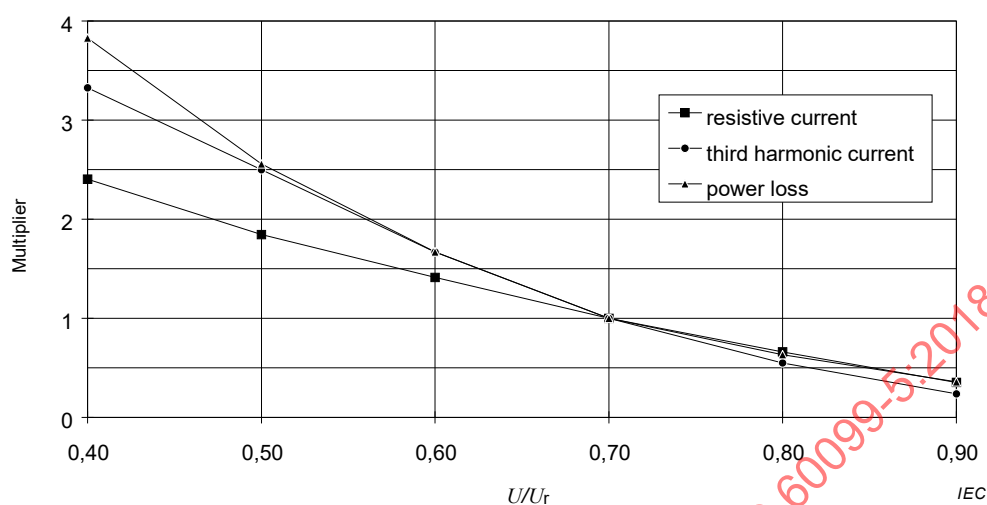


Figure D.10 – Typical information for conversion to "standard" operating voltage conditions

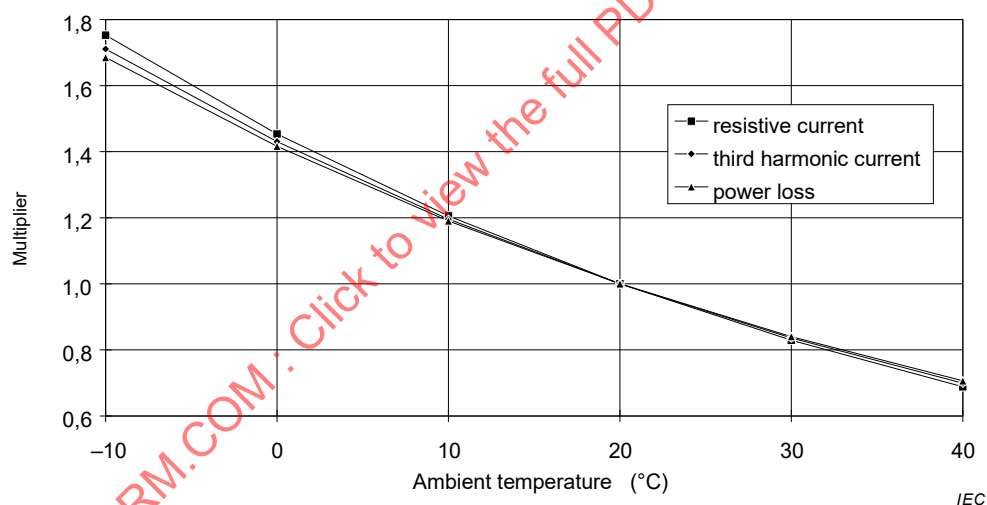


Figure D.11 – Typical information for conversion to "standard" ambient temperature conditions

Secondly, the arrester manufacturer may give limits for the measured quantities after conversion to "standard" operating conditions, as described above. If the limits are exceeded, the manufacturer should be consulted for further advice. The limits may be given as absolute values and/or relative changes with time.

Due to the complexity of the measurement methods, it is recommended that the arrester manufacturer be consulted in order to avoid misinterpretation of the measurement results.

The determination of the third harmonic current data may be influenced by harmonics in the laboratory test voltage. Therefore, the requirements on the test equipment should be considered.

D.5 Summary of diagnostic methods

The service experiences with the different diagnostic methods are summarized in Table D.1. The sensitivity, diagnostic efficiency and service experience with the various leakage current measurement methods are indicated in Table D.2.

Table D.1 – Summary of diagnostic methods

Diagnostic method	Service condition		Service experience
	off-line	on-line	
Surge counter		x	extensive
Monitoring spark gap		x	extensive ^{a)}
Temperature measurement		x	limited
Leakage current measurement using a separate voltage source	x		see Table D.2
Leakage current measurement using service voltage		x	see Table D.2

a) In certain countries.

Table D.2 – Properties of on-site leakage current measurement methods

Leakage current measurement method	Method No.	Sensitivity to			Diagnostic efficiency		Service experience
		harmonics in the voltage	phase shift in measurement of voltage or current	surface currents	information quality	handling complexity	
Separate DC voltage source		n.a.	n.a.	high	high	high	limited
Service voltage or separate AC voltage source							
Measurement of total leakage current		low	low	mean	low	low	extensive
Measurement of resistive current – using voltage reference	A1	mean	high	high	mean	high	limited
– using capacitor compensation	A2	mean	high	high	mean	high	limited
– using synthetic compensation	A3	mean	high	high	mean	low	n.a.
– using capacitive current cancellation	A4	high	high	high	low	low	limited
Harmonic analysis of leakage – using third harmonic	B1	high	low	low	mean	low	extensive
– using third harmonic with compensation	B2	low	low	low	high	mean	extensive
– using first order harmonic	B3	low	high	high	mean	high	limited
Measurement of power loss	C	low	high	high	mean	high	n.i.a.

Annex E

(informative)

Typical data needed from arrester manufacturers for proper selection of surge arresters

Table E.1 shows the typically needed arrester data in order to make a proper selection of surge arresters for the usual application of protection of transformers or other substation equipment.

Table E.1 – Arrester data needed for the selection of surge arresters

Arrester data	Denomination
Rated voltage, U_r	kV(r.m.s. value)
Continuous operating voltage, U_c	kV(r.m.s. value)
Nominal discharge current, I_n	kA
Designation	DL, DM, DH, SL, SM, SH
Q_{rs}	C
W_{th} Substation Arresters	kJ/kV
Q_{th} Distribution & Line Arresters	C
Lightning impulse protective level, LIPL	kV(crest value)
Switching impulse protective level, SIPL ^{a)}	kV(crest value)
Rated short-circuit current, I_s	kA(r.m.s. value)
Insulation withstand voltage	According to IEC 60099-4
Specified long-term load, SLL	N
Specified short-term load, SSL	N
^{a)} Typically used for HV-arresters only.	

Annex F (informative)

Typical maximum residual voltages for metal-oxide arresters without gaps according to IEC 60099-4

Table F.1 and Table F.2 provide information regarding typical residual voltages for different classes of metal-oxide arresters without gaps.

**Table F.1 – Residual voltages for 20 000 A and 10 000 A arresters
in per unit of rated voltage**

Rated voltage U_r kV r.m.s.	20 000 A kV (peak)/ U_r			10 000 A kV (peak)/ U_r		
	Steep	Lightning	Switching	Steep	Lightning	Switching
3 to 29				2,6 to 4,0	2,3 to 3,6	2,0 to 2,9
30 to 132	2,6 to 3,1	2,3 to 2,8	2,0 to 2,3	2,6 to 3,7	2,3 to 3,3	2,0 to 2,6
144 to 342	2,6 to 3,1	2,3 to 2,8	2,0 to 2,3	2,6 to 3,7	2,3 to 3,3	2,0 to 2,6
360 to 756	2,6 to 3,1	2,3 to 2,8	2,0 to 2,3	2,6 to 3,7	2,3 to 2,8	2,0 to 2,3
780 to 900	2,1 to 2,8	1,9 to 2,4	1,6 to 2,0			

NOTE The table gives the range of maximum residual voltages normally available. Low values refer normally to arresters with high line discharge class and vice versa.

**Table F.2 – Residual voltages for 5 000 A, and 2 500 A
arresters in per unit of rated voltage**

Rated voltage U_r kV r.m.s.	5 000 A kV (peak)/ U_r		2 500 A kV (peak)/ U_r	
	Steep	Lightning	Steep	Lightning
0,175 to 2,9	2,7 to 4,0	2,4 to 3,6	3,7 to 5,0	3,3 to 4,5
3 to 29	2,7 to 4,0	2,4 to 3,6	4,0	3,6
30 to 132	2,7 to 3,7	2,4 to 3,6	4,0	3,6

NOTE The table gives the range of maximum residual voltages normally available.

Annex G (informative)

Steepness reduction of incoming surge with additional line terminal surge capacitance

G.1 General

Presence of surge capacitance at the line terminal or substation entrance can reduce the steepness of the incoming surge. The degree of reduction is dependent on the size of the surge capacitance relative to the original steepness defined by the line corona distortion factor and surge distance from the substation as derived from adopted equipment failure rate or mean return time of damaging surges.

For simple estimation, steepness of the incoming voltage surge can be related to charging of capacitor through the line surge impedance. Following this concept, an equivalent capacitance can be estimated based on the original incoming surge steepness. Then, the level of surge steepness reduction becomes dependent on the size of the line terminal capacitance relative to the equivalent capacitance evaluated from the original surge.

G.2 Steepness reduction factor

The voltage across a capacitor, when it is being charged through a line surge impedance, is given by G.1:

$$u(t) = 2,0 \times U_{\text{surge}} \times \left(1 - e^{-\frac{t}{Z \times C}}\right) \quad (\text{G.1})$$

where

Z Line surge impedance (real value; i.e. lossless)

C Total capacitance

U_{surge} Incoming surge magnitude, in V, based on attenuation and corona distortion

NOTE An estimate of U_{surge} is $U_{\text{surge}} \approx 1,2 \times U_{50}$, where U_{50} is the line insulation critical flashover (CFO) voltage

The steepness of this voltage is:

$$S_0 = \frac{du(t)}{dt} = \frac{2,0 \times U_{\text{surge}} \times e^{-\frac{t}{Z \times C}}}{Z \times C} \quad (\text{G.2})$$

For steepness affected by corona alone,

$$S_0(t) = \frac{2,0 \times U_{\text{surge}} \times e^{-\frac{t}{Z \times C_0}}}{Z \times C_0}$$

where

C_0 equivalent surge capacitance of the incoming surge related to corona

In the case of additional line terminal capacitance, the steepness becomes

$$S_s(t) = \frac{2,0 \times U_{\text{surge}} \times e^{-\frac{t}{Z \times (C_0 + C_s)}}}{Z \times (C_0 + C_s)}$$

where

C_s additional surge capacitance at line terminal

The ratio of steepnesses (steepness reduction factor) is then given by

$$f_s(t) = \frac{S_s(t)}{S_0(t)} = \frac{C_0}{C_0 + C_s} \times \frac{e^{-\frac{t}{Z \times (C_0 + C_s)}}}{e^{-\frac{t}{Z \times C_0}}}$$

For the surge front, near $t = 0$, this simplifies to

$$f_s \approx \frac{C_0}{C_0 + C_s} \quad (\text{G.3})$$

The steepness of the original incoming surge S_0 associated with line corona and accepted equipment failure rate distance from substation is given in formula G.4:

$$S_0 = \frac{A \times \frac{c}{2}}{L_{\text{sp}} + L_f} \quad \text{in kV}/\mu\text{V} \quad (\text{G.4})$$

where

A From Table 3 in 6.3.2.7, in kV

c Speed of light = 0,3 km/ μs

L_{sp} Line span length in km

L_f Line section, in km, with outage rate equal to the adopted return rate (failure rate)

Figure G.1 shows typical line voltage distortion due to corona versus distance travelled.

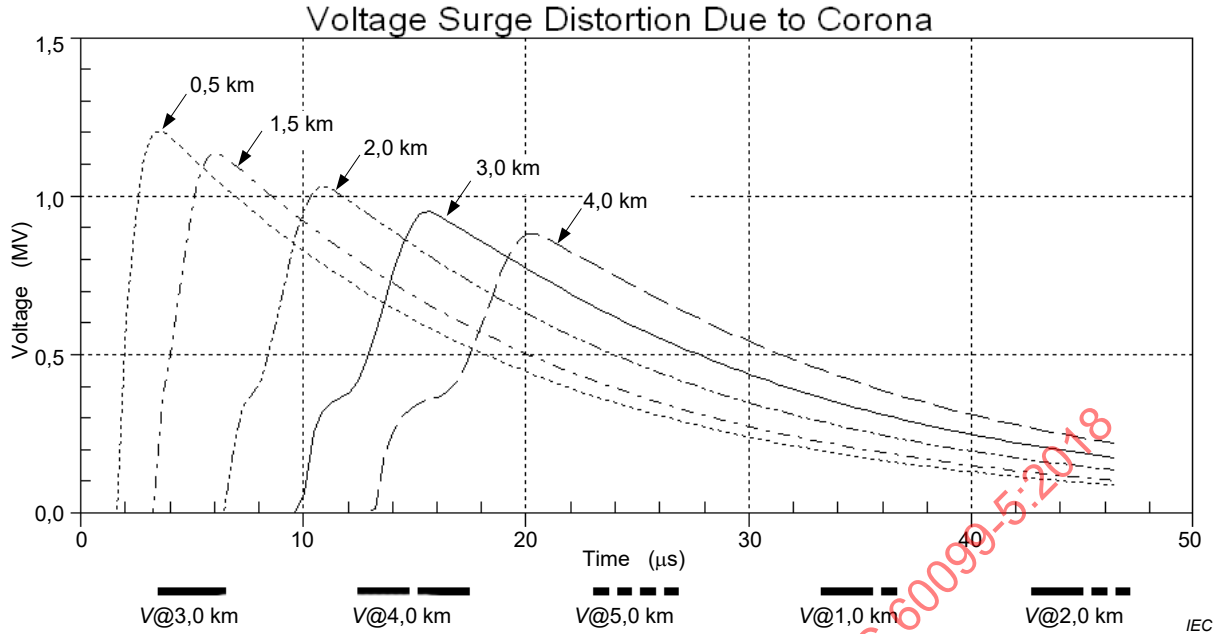


Figure G.1 – Surge voltage waveforms at various distances from strike location (0,0 km) due to corona

G.3 Equivalent capacitance associated with incoming surge fronts

G.3.1 General

If $t_0/(Z \times C_0)$ is taken to be a fixed value, the equivalent capacitance C_0 , associated with the original incoming surge with steepness S_0 , can be estimated by equating two values of t_0 as follows:

- 1) if $t_0/(Z \times C_0)$ is assumed constant at 0,5 then:

$$\frac{t_0}{Z \times C_0} = 0,5 \quad \text{or} \quad t_0 = 0,5 \times Z \times C_0$$

- 2) but also, t_0 , the time taken by the incoming surge with steepness S_0 to attain voltage $U_{cap}(t_0)$, is given by:

$$t_0 = \frac{U_{cap}(t_0)}{S_0}$$

$$U_{cap}(t_0) = 2 \times U_{Surge} \times (1 - e^{-0,5}) = 0,8 \times U_{Surge}$$

$$t_0 = \frac{0,8 \times U_{Surge}}{S_0}$$

Solve for equivalent capacitance C_0 by equating the above two formulas for t_0 :

$$t_0 = 0,5 \times Z \times C_0 = \frac{0,8 \times U_{Surge}}{S_0}$$

and thereby obtain equivalent capacitance:

$$C_0 = \frac{1,6 \times U_{\text{Surge}}}{Z \times S_0} \quad (\text{G.5})$$

Estimate of the steepness reduction ratio f_s based on the original surge steepness S_0 and the modified steepness S_s due to addition of line terminal capacitance C_s at an instant of time when $t_0/(Z \times C_0)$ fixed at a value of 0,5:

$$f_s = \frac{S_s}{S_0} = \frac{C_0}{C_0 + C_s} = \frac{1}{1 + \frac{C_s}{C_0}}$$

Therefore, modified steepness S_s is related to f_s and S_0 as follows in formula G.6:

$$S_s = f_s \times S_0 \quad (\text{G.6})$$

Table G.1 shows the influence of the effective surge capacitance at line terminal on the steepness reduction.

Table G.1 – C_s impact on steepness ratio f_s and steepness S_n

CFO = 1900	$U_{\text{surge}} \sim 1,2 \times \text{CFO}$		$S_0(\text{kV/us}) = K_c/L$		$C_0(\text{nF}) =$ $(10^3 \times 1,6 \times U_{\text{cap}})/(Z \times S_0)$			$S_s = f_s \times S_0$	
								$f_s = C_0/(C_0 + C_s)$	
U_{class}	U_{surge} [kV]	Z typical	K_c (kV- km/us)	D [km]	S_0 [kV/us]	C_0 [nF]	C_s [nF]	$f_s(S_n/S_0)$	S_c [kV/us]
500	2 280	320	1 700	0,50	3 400	3,4	0,0	1,00	3 400
							1,0	0,77	2 619
							2,0	0,63	2 130
							3,0	0,53	1 794
500	2 280	320	1 700	1,00	1 700	6,7	0,0	1,00	1 700
							1,0	0,87	1 479
							2,0	0,77	1 309
							3,0	0,69	1 175
CFO = 1200	$U_{\text{surge}} \sim 1,2 \times \text{CFO}$		$S_0(\text{kV/us}) = K_c/L$		$C_0(\text{nF}) =$ $(10^3 \times 1,6 \times U_{\text{cap}})/(Z \times S_0)$			$S_s = f_s \times S_0$	
								$f_s = C_0/(C_0 + C_s)$	
U_{class}	U_{surge} [kV]	Z typical	K_c (kV- km/us)	D [km]	S_0 [kV/us]	C_0 [nF]	C_s [nF]	$f_s(S_n/S_0)$	S_c [kV/us]
245	1 440	450	1 000	0,5	2 000	2,6	0,0	1,00	2 000
							1,0	0,72	1 438
							2,0	0,56	1 123
							3,0	0,48	921
245	1 440	450	1 000	1,0	1 000	5,1	0,0	1,00	1 000
							1,0	0,84	837
							2,0	0,72	719
							3,0	0,63	631

G.3.2 Examples of incoming surge steepness change, f_s , using typical 550 kV & 245 kV circuit parameters

$$U(t) = 2,0 \times U_{\text{surge}} \times (1 - e^{-\frac{t}{Z \times C}})$$

$$A(t) \times \frac{t_0}{Z \times C_0} = 0,5; \quad e^{-0,5} = 0,6; \quad 1 - e^{-0,5} = 0,4$$

When

$$u(t_0) = 0,8 \times U_{\text{surge}}; \quad t_0 = \frac{0,8 \times U_{\text{surge}}}{S_0} = 0,5 \times Z \times C_0$$

$$S_0 = \frac{K_c}{L}; \quad K_c = A \times \frac{c}{2}; \quad c = 0,3 \text{ km}/\mu\text{s}; \quad L(\text{km}) = \text{strike distance from substation}$$

Therefore

$$\frac{0,8 \times U_{\text{surge}}}{S_0} = 0,5 \times Z \times C_0 \quad \text{or} \quad C_0 = \frac{1,6 \times U_{\text{surge}}}{Z \times S_0}$$

G.3.3 Change in coordination withstand voltage, U_{cw} , with steepness reduction, f_s :

$$U_{\text{cw}} = U_{\text{pl}} + \frac{A \times f_s}{N} \times \frac{L_t}{L_{\text{sp}} + L_f}$$

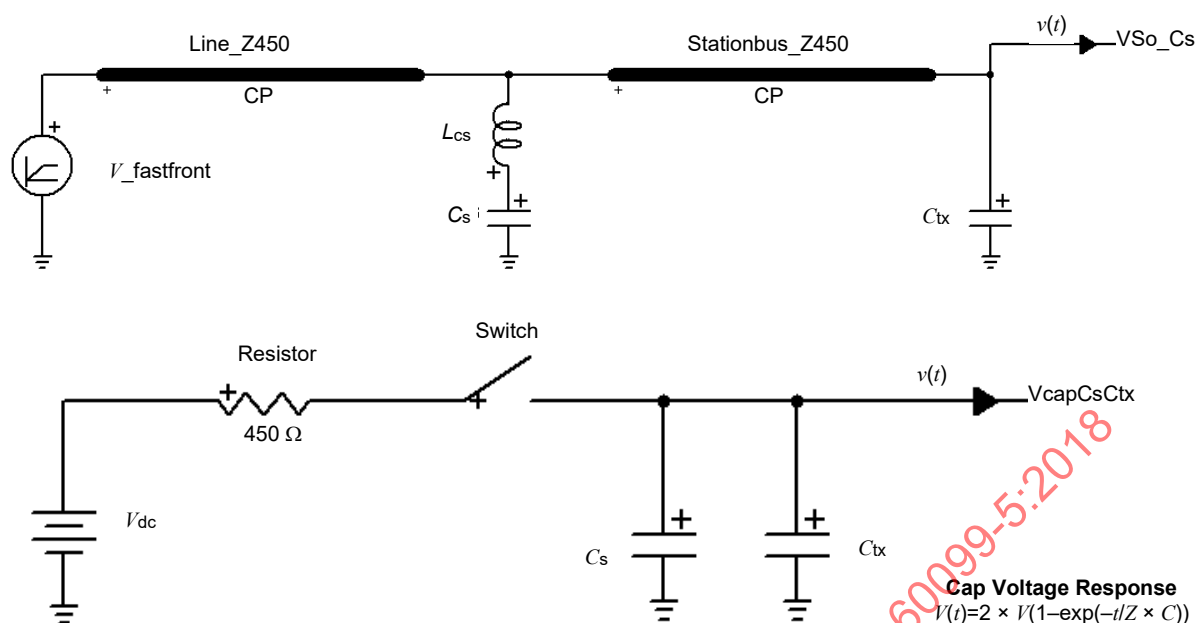
Table G.2 shows how U_{cw} changes for different surge steepness S_0 and steepness reduction f_s .

Table G.2 – Change in coordination withstand voltage, U_{cw}

N = 1 $U_{\text{sa}} = 192 \text{ kV}$ $U_{\text{pl}} = 450 \text{ kV}$						
A(kV)	$L_{\text{sp}} + L_f$ (km)	L_t (km)	U_{pl} (kV)	S_0 (kV/us)	f_s	U_{cw} (kV)
7000	0,3	0,02	450	3500	1	912
7000	0,3	0,02	450	3500	0,5	683
7000	0,6	0,02	450	1750	1	683
7000	0,6	0,02	450	1750	0,5	567

G.4 EMTP & capacitor charging models for steepness change comparisons at line open terminal

Two cases are shown in Figure G.2 and Figure G.3.



IEC

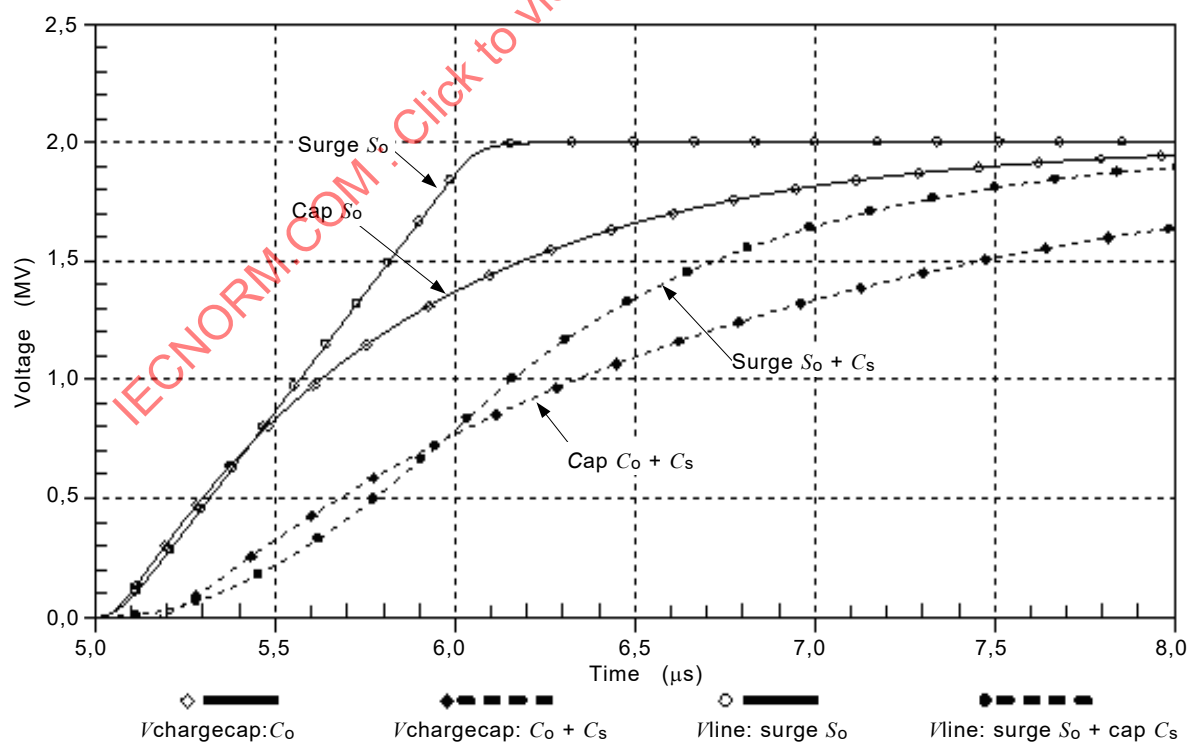
Example: $U_{\text{surge}} = 1\,000\text{ kV}$, $Z_c = 450\ \Omega$, $S_0 = 2\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$

C_0 (corona equivalent) $= 1,6 \times U_{\text{surge}}/(Z \times S_0) = 1,78\text{ nF}$, $C_{\text{tx}} = 0,1\text{ nF}$

$C_0 = 1,78\text{ nF}$, C_s (in addition) $= 1,78\text{ nF}$, $C_{\text{total}} = 3,76\text{ nF}$

NOTE In the above figure, V is used for the voltage instead of U .

Figure G.2 – Case 1: EMTP Model: Thevenin equivalent source, line (Z, c) & substation bus (Z, c) & Cap(C_s)



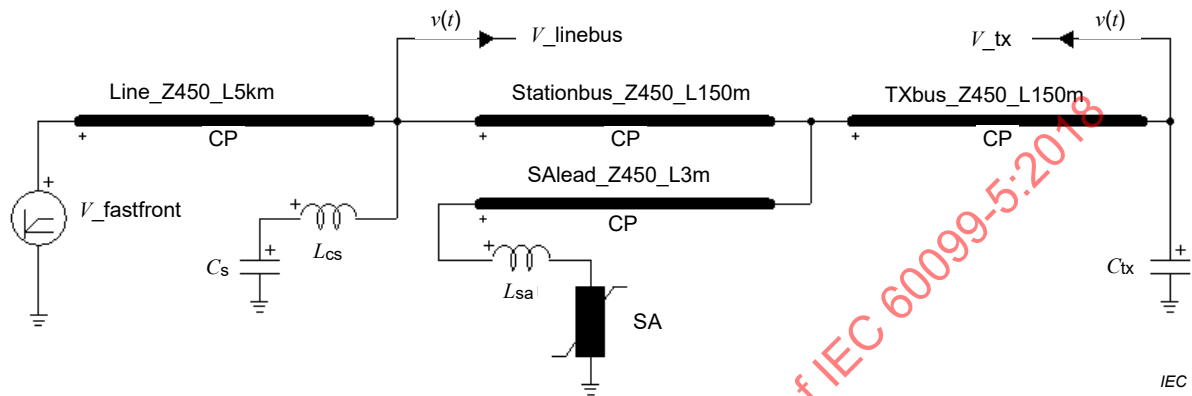
- Surge S_0 (no C_s): Surge with $U_{\text{cap}} = 1\,000\text{ kV}$, $S_0 = 2\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$
- Surge $S_0 + C_s$ (with C_s): Surge with $U_{\text{cap}} = 1\,000\text{ kV}$, $S_0 = 2\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$ and $C_s = C_0 = 1,8\text{ nF}$,
- Cap C_0 : Capacitor $C_0 = 1,8\text{ nF}$ charged through $Z = 450\ \Omega$,
- Cap $C_0 + C_s$: Capacitors $C_0 = 1,8\text{ nF}$ and $C_s = C_0$ charged through $Z = 450\ \Omega$

Figure G.3 – Case 2: Capacitor Voltage charge via line Z:

$$u(t) = 2 \times U_{\text{surge}} \times (1 - \exp[-t/(Z \times C)])$$

G.5 Typical steepness ($S_0 = 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$), change comparisons with C_0 & C_s

Figure G.4 shows the EMTP model used for a faster steepness example, while Figure G.5 and Figure G.6 show the results of the simulated surge analysis.



Distances; Surge arrester – Transformer = 20 m, Surge arrester – Line bus = 150 m

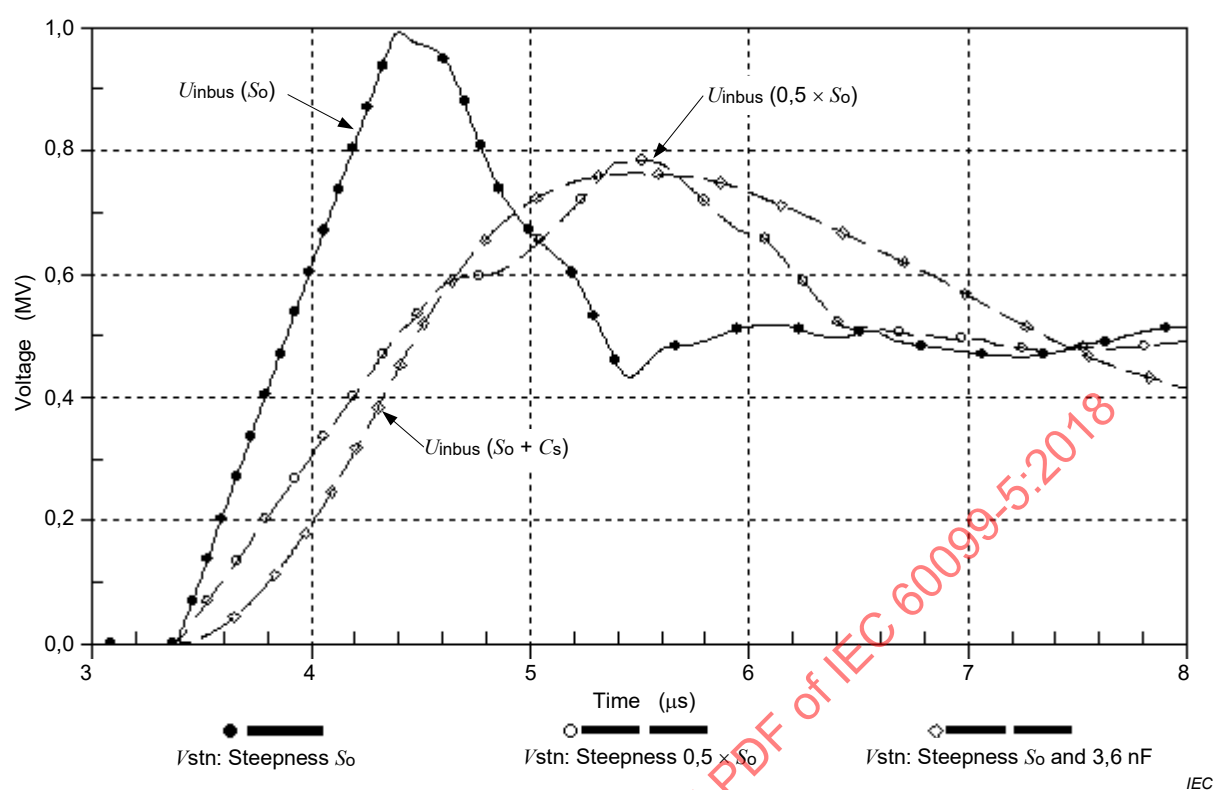
1st: $S_0 = 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$, $U_{\text{surge}} = 1000 \text{ kV}$, $Z = 450 \Omega$, $C_0 = 1,6 \times U_{\text{cap}}/(Z \times S) = 3,6 \text{ nF}$

2nd: $S = S_0/2 = 500 \text{ kV}/\mu\text{s}$ $U_{\text{surge}} = 1000 \text{ kV}$

3rd: $S_0 = 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$ and additional $C_s = C_0 = 3,6 \text{ nF}$ at line terminal

NOTE In the above figure V is used for the voltage instead of U .

Figure G.4 – EMTP model



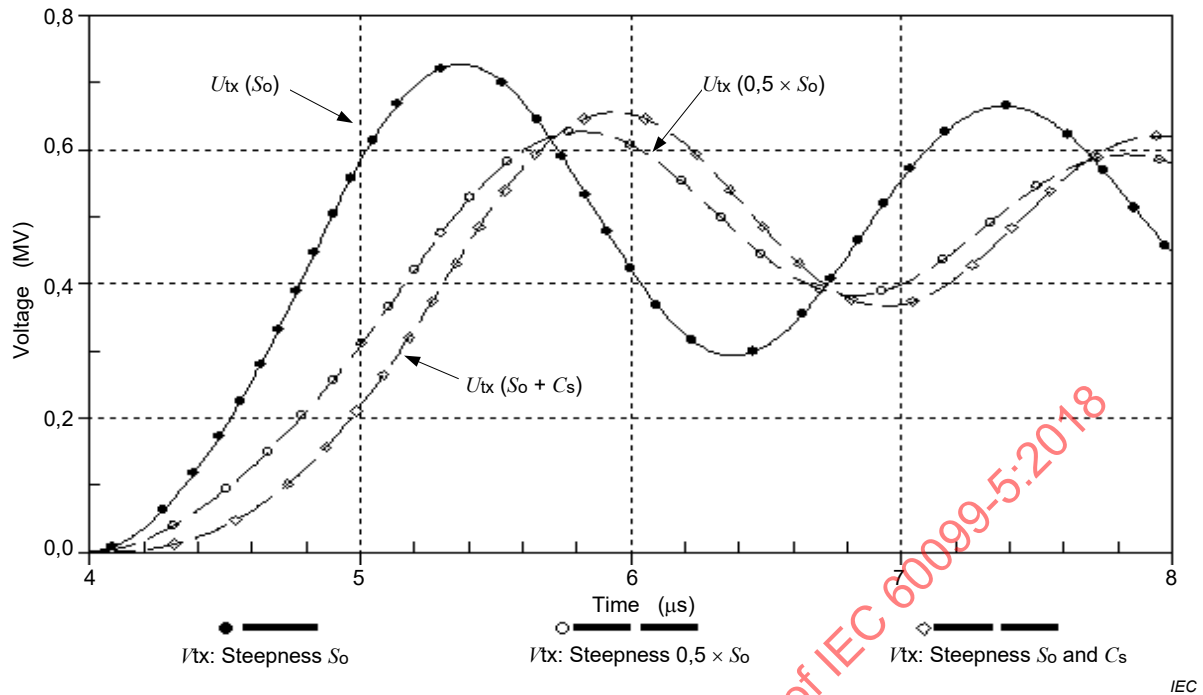
Distance: Surge arrester – Line substation bus interface = 150 m

Graph 1: $S_0 = 1\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$

Graph 2: $S_0/2 = 0,5 \times S_0 = 500\text{ kV}/\mu\text{s}$

Graph 3: $S_0 + C_s = S_0 + C_s(3,6\text{ nF})$

Figure G.5 – Simulated surge voltages at the line-substation bus interface



Distance: Surge arrester – Transformer = 20 m

Graph 1: $S_0 = 1\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$

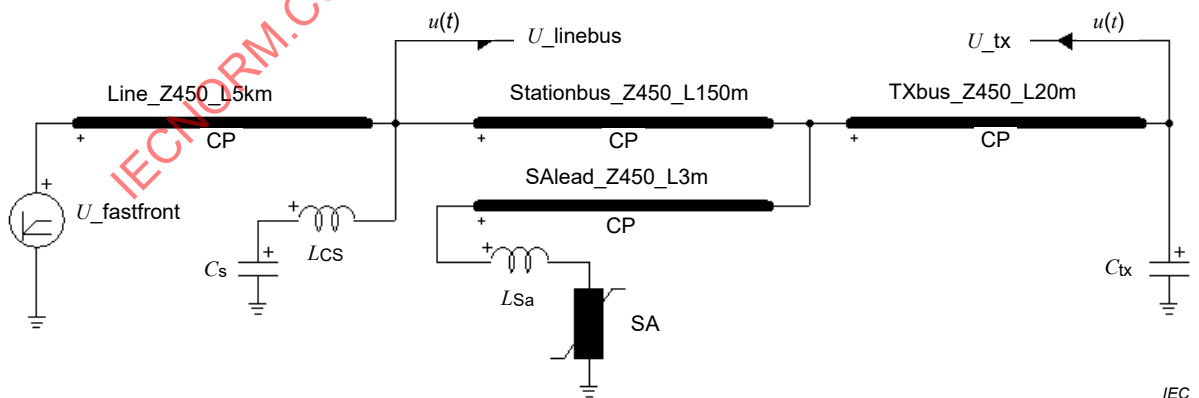
Graph 2: $S = S_0/2 = 0,5 \times S_0 = 500\text{ kV}/\mu\text{s}$

Graph 3: $S_0 + C_s = S_0 + C_s$ (3,6 nF)

Figure G.6 – Simulated Surge Voltages at the Transformer

G.6 Faster steepness (2000 kV/μs), change comparisons with C_0 & C_s

Figure G.7 shows the EMTP model used for a faster steepness example, while Figure G.8 and Figure G.9 show the results of the simulated surge analysis.



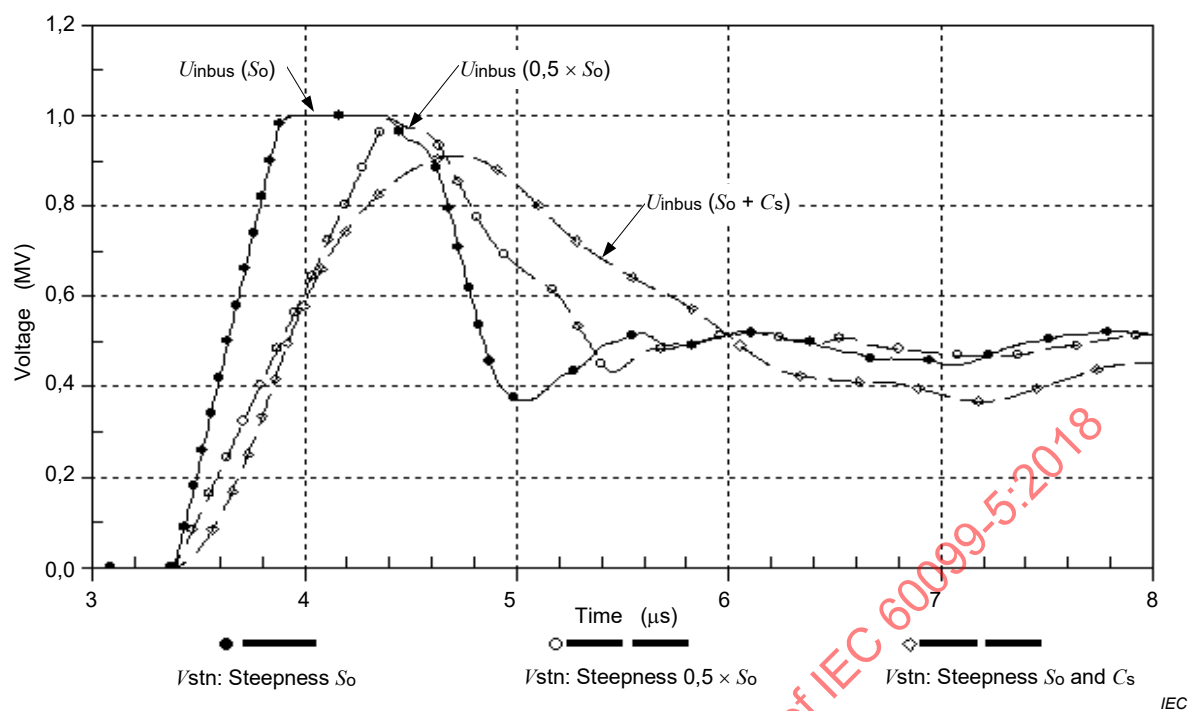
Distances: Surge arrester – Transformer = 20 m, Surge arrester – Linebus = 150 m

1st: $S_0 = 2\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$, $U_{\text{surge}} = 1\,000\text{ kV}$, $Z = 450\ \Omega$, $C_0 = 1,6 \times U_{\text{cap}}/(Z \times S) = 1,8\text{ nF}$, $C_{\text{tx}} = 1\text{ nF}$

2nd: $S = S_0/2 = 1\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$, $U_{\text{surge}} = 1\,000\text{ kV}$

3rd: $S_0 = 2000\text{ kV}/\mu\text{s}$ and additional $C_s = C_0 = 1,8\text{ nF}$ at line terminal

Figure G.7 – EMTP model



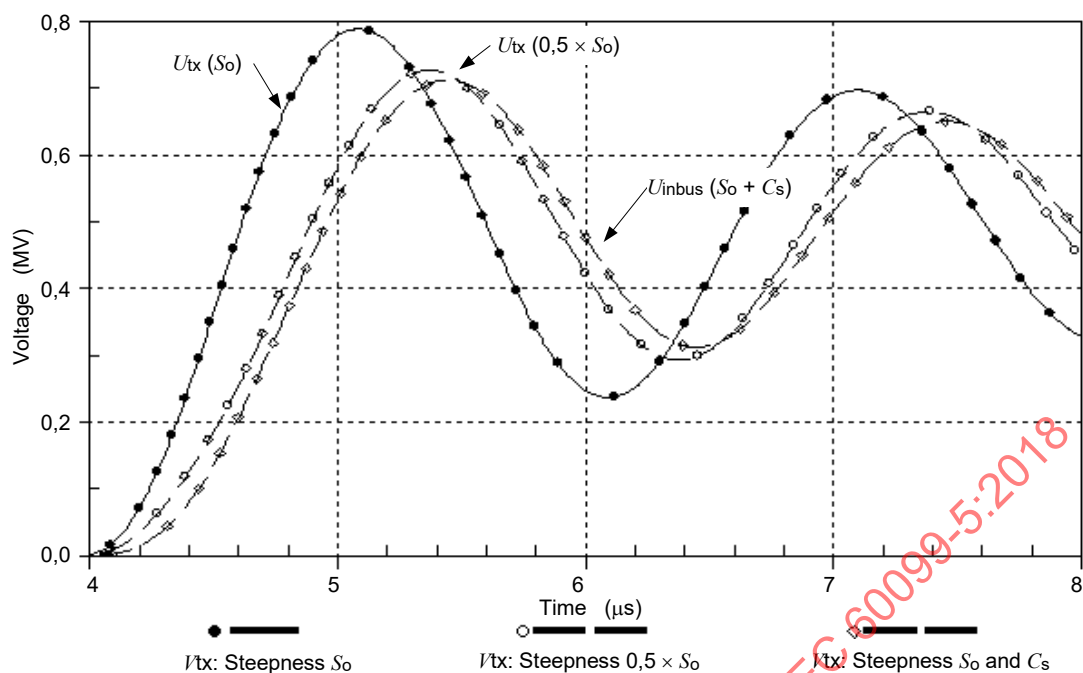
Distance: Surge arrester – Line substation bus interface = 150 m

Graph 1: $S_0 = 2\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$

Graph 2: $S = S_0/2 = 0.5 \times S_0 = 1\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$

Graph 3: $S_0\ C_s = S_0 + C_s\ (1.8\text{ nF})$

Figure G.8 – Simulated surge voltages at the line-substation bus interface



IEC

Distance: Surge arrester – Transformer = 20 m

Graph 1: $S_0 = 2\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$

Graph 2: $S = S_0/2 = 0.5 \times S_0 = 1\,000\text{ kV}/\mu\text{s}$

Graph 3: $S_0 C_s = S_0 + C_s$ (1,8 nF)

Figure G.9 – Simulated surge voltages at the transformer

Annex H (informative)

Comparison of the former energy classification system based on line discharge classes and the present classification system based on thermal energy ratings for operating duty tests and repetitive charge transfer ratings for repetitive single event energies

H.1 General

To demonstrate energy handling capability of surge arresters “Long duration current impulse withstand tests” and “Switching impulse operating duty tests” had to be carried out according to IEC 60099-4:2009. The “Long duration current impulse withstand test” had to be performed on single metal oxide resistors and, therefore, was a MO resistor related test. The “Switching impulse operating duty test” had to be performed on prorated sections – representing electrical and thermal behaviour of the complete arrester – in order to verify thermal recovery after energy dissipation according to the particular line discharge class. It was, therefore, related to the MO resistor characteristic and the overall design of the complete arrester.

The parameters for the former line discharge test had been specified with the intention to obtain increasing energies with increasing discharge class for arresters having a given ratio of switching impulse residual voltage to rated voltage. However, the energy dissipated in the test samples during test was strongly dependent on the actual residual voltage of the tested MO resistors and in particular for the higher line discharge classes 3 to 5 as shown by Figure H.1. For estimating the discharge energy thus the minimum residual voltage of the arrester was important and not the maximum specified. By increasing the protection level of an arrester by e.g. adding more MO resistors in series the discharge test energy could be decreased and a higher line discharge class could be claimed for the same type of resistors. It was thus difficult to compare actual energy handling capability of an arrester by only the line discharge rating if the actual test energy was not also published.

For reference, Table 4, Table 5 and Figure E.1 from IEC 60099-4:2009, which provide relevant information for this discussion, are reproduced here as Table H.1, Table H.2 and Figure H.1, respectively.

Table H.1 – Peak currents for switching impulse residual voltage test

Arrester classification	Peak currents A
20 000 A, line discharge Classes 4 and 5	500 and 2 000
10 000 A, line discharge Class 3	250 and 1 000
10 000 A, line discharge Classes 1 and 2	125 and 500

Table H.2 – Parameters for the line discharge test on 20 000 A and 10 000 A arresters

Arrester classification	Line discharge class	Surge impedance of the line Z Ω	Virtual duration of peak T μs	Charging voltage U_L kV DC
10 000 A	1	$4,9 U_r$	2 000	$3,2 U_r$
10 000 A	2	$2,4 U_r$	2 000	$3,2 U_r$
10 000 A	3	$1,3 U_r$	2 400	$2,8 U_r$
20 000 A	4	$0,8 U_r$	2 800	$2,6 U_r$
20 000 A	5	$0,5 U_r$	3 200	$2,4 U_r$

U_r is the rated voltage of the test sample in kilovolts r.m.s.

NOTE Classes 1 to 5 correspond to increasing discharge requirements. The selection of the appropriate discharge class is based on system requirements and is dealt with in Annex E.

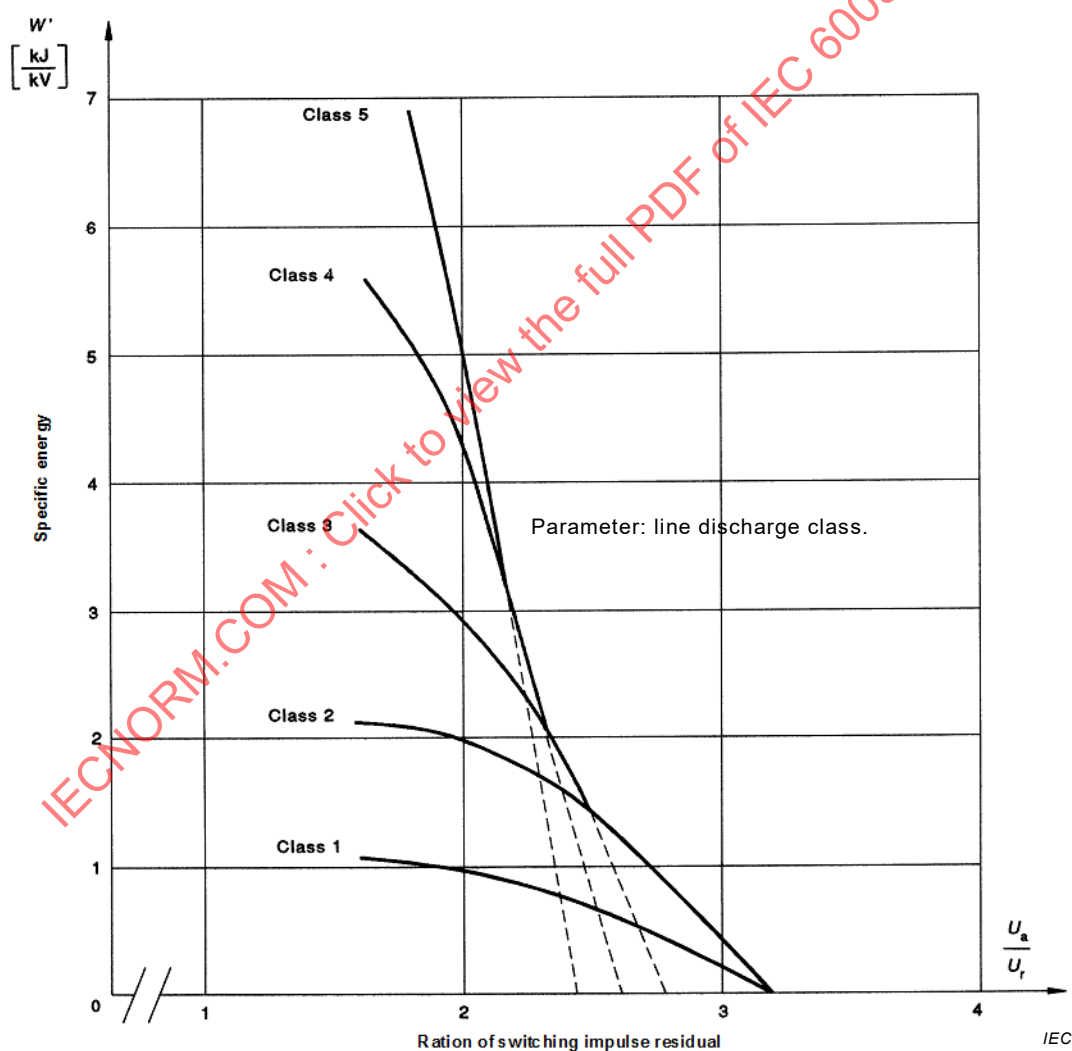


Figure H.1 – Specific energy in kJ per kV rating dependant on the ratio of switching impulse residual voltage (U_a) to the r.m.s. value of the rated voltage U_r of the arrester

The curves of Figure H.1 are derived from the formula

$$W' = \frac{U_{\text{res}}}{U_r} \left[\frac{U_L}{U_r} - \frac{U_{\text{res}}}{U_r} \right] \times \frac{U_r}{Z} \times T \quad (\text{H.1})$$

where

U_r is the rated voltage (r.m.s. value);

U_L is the charging voltage of the generator;

W' is the specific energy equal to the energy divided by the rated voltage;

U_{res} is the residual voltage at switching impulse current (see Table H.1);

Z is the surge impedance of the line;

T is the virtual duration of the current peak.

In the present system, the line discharge classes are replaced by charge ratings to test the repetitive single event energy handling of a MO resistor and by energy ratings to test the thermal recovery of an arrester after energy dissipation.

In general, the following designations are used in this Annex:

U_r rated voltage

LDC line discharge class

U_{pl} lightning impulse protection level

W energy = $U_{\text{res}} \cdot (U_L - U_{\text{res}}) \cdot 1/Z \cdot T$ (required minimum test energy)

$U_{\text{resmax}}(I)$ maximum residual voltage at a given switching impulse current as per Table H.1

$U_{\text{resmin}}(I)$ minimum residual voltage at a given switching impulse current I as per Table H.1

U_L ; Z ; T test parameters according to Table H.2

Table H.3 provides a comparison of the former (IEC 60099-4:2009) and the present (IEC 60099-4:2014) systems for typical system configurations.

Table H.3 – Comparison of the classification system according to IEC 60099-4:2009 and to IEC 6099-4 2014

Former LDC	Required minimum test energy ^a kJ/kV	Corresponding thermal energy rating as per Annex A W_{th} kJ/kV	Estimated current at former LD test ^b A	Charge calculated with the same current and duration as for former LDC to give the required minimum energy C	Corresponding repetitive charge transfer rating as per Annex A Q_{rs} C	Repetitive charge transfer test value (= $1,1 \times Q_{\text{rs}}$) C
1	1,0	2	277	0,56	0,5	0,55
2	2,1	4	538	1,10	1	1,10
3	3,3	7	721	1,78	1,6	1,76
4	5,0	10	962	2,75	2,4	2,64
5	6,9	14	1118	3,75	3,6	3,96
^a Calculated with $U_{\text{resmin}}(I_{\text{min}}) = 1,8 \times U_r$ (see Figure L.1).						
^b Estimated from LD parameters and b) and c) above.						

The discharge energies in the different line discharge classes are given under the following assumptions:

- a) Maximum switching surge protection level $U_{\text{resmax}}(I_{\text{max}}) = 2,0 \times U_r$ at maximum currents in Table H.1.
- b) Minimum switching surge protection level $U_{\text{resmin}}(I_{\text{max}}) = 1,9 \times U_r$ at maximum currents in Table H.1.
- c) Minimum residual voltage $U_{\text{resmin}}(I_{\text{min}}) = 1,8 \times U_r$ at minimum currents in Table H.1.

MO resistors with the highest acceptable residual voltage in the design shall be tested. This may reduce the selected rated charge additionally.

H.2 Examples

The first of the following examples provides detailed steps in the calculation of current, energy and charge for an arrester with line discharge class 2. Subsequent examples are given for arresters with line discharge classes 3, 4 and 5. In these subsequent examples, the same approach as for the first example is used, but the details of the steps have been omitted. Arresters with different ratios of protective level to rated voltage are given to illustrate the impact of arrester protective level on current, energy and charge. In particular, two different cases are given for line discharge class 3 and two different cases are given for line discharge class 5.

Example 1 with detailed steps

This example, for line discharge class 2, uses line discharge parameters based on Table H.2 and minimum and maximum switching impulse currents given in Table H.1.

U_r	= 120 kV (for system voltage, $U_s = 145$ kV)
LDC	= 2
T	= 2 000 μ s
L	= $T / 2 \times 3 \times 10^8$ m/s = 300 km (corresponding line length)
Z	= $2,4 \times U_r = 2,4 \Omega/\text{kV} \times 120 \text{ kV} = 288 \Omega$
I_n	= 10 kA
U_{pl}	= 310 kV
U_{rp}	= $3,2 \times U_r = 3,2 \times 120 \text{ kV} = 384 \text{ kV}$ (corresponding to 2,6 pu of U_s)
$U_{\text{resmax}}(500 \text{ A})$	= 240 kV ($2,00 \times U_r$)
$U_{\text{resmin}}(500 \text{ A})$	= 228 kV ($1,90 \times U_r$)
$U_{\text{resmin}}(125 \text{ A})$	= 216 kV ($1,80 \times U_r$)

- The arrester current, I_a , during the line discharge corresponds to the intersection of the load line voltage, U_L , and the surge arrester characteristic for switching surges, U_{ps} , linearized between I_{min} and I_{max} .

Load line voltage: $U_L = U_{\text{rp}} - Z \times I$

Surge arrester characteristic linearized between I_{min} and I_{max}

$$U_{\text{ps}} = U_{\text{resmin}}(125 \text{ A}) + (I - I_{\text{min}}) \times (U_{\text{resmin}}(500 \text{ A}) - U_{\text{resmin}}(125 \text{ A})) / (I_{\text{max}} - I_{\text{min}})$$

Defining the arrester current, I_a , when $U_L = U_{\text{ps}}$ and solving for this current, we obtain:

$$I_a = [U_{\text{rp}} - U_{\text{resmin}}(125 \text{ A}) + I_{\text{min}} \times (U_{\text{resmin}}(500 \text{ A}) - U_{\text{resmin}}(125 \text{ A})) / (I_{\text{max}} - I_{\text{min}})] / [(U_{\text{resmin}}(500 \text{ A}) - U_{\text{resmin}}(125 \text{ A})) / (I_{\text{max}} - I_{\text{min}}) + Z]$$

$$I_a = [384 \text{ kV} - 216 \text{ kV} + 0,125 \text{ kA} \times (228 \text{ kV} - 216 \text{ kV}) / (0,5 \text{ kA} - 0,125 \text{ kA})] / [(228 \text{ kV} - 216 \text{ kV}) / (0,5 \text{ kA} - 0,125 \text{ kA}) + 288 \Omega] = 0,538 \text{ kA}$$

Load line voltage : $U_{ps} = U_{rp} - Z \times I$

Surge arrester characteristic linearized between $I_{\min}$ and $I_{\max}$

$$U_{ps} = U_0 + R_a \times I_a$$

$$R_a = (U_{\text{resmin}}(500 \text{ A}) - U_{\text{resmin}}(125 \text{ A})) / (I_{\max} - I_{\min})$$

$$U_0 = U_{\text{resmin}}(125 \text{ A}) - I_{\min} \times R_a$$

Defining the arrester current, I_a and solving for this current, we obtain:

$$U_0 + R_a \times I_a = U_{rp} - Z \times I_a$$

$$I_a = (U_{rp} - U_0) / (Z + R_a)$$

$$R_a = (228 \text{ kV} - 216 \text{ kV}) / (500 \text{ A} - 125 \text{ A}) = 32 \text{ } \Omega$$

$$U_0 = 216 \text{ kV} - 125 \text{ A} \times 32 \text{ } \Omega = 212 \text{ kV}$$

$$I_a = (384 \text{ kV} - 212 \text{ kV}) / (288 \text{ } \Omega + 32 \text{ } \Omega) = 0,538 \text{ kA}$$

The calculated current is the same as in Table H.3 for LDC 2.

- Minimum test energy obtained using $U_{\text{resmin}}(125 \text{ A})$.

$$W = (U_{rp} - U_{\text{resmin}}(125 \text{ A})) / Z \times U_{\text{resmin}}(125 \text{ A}) \times T$$

$$W = (384 \text{ kV} - 216 \text{ kV}) / 288 \text{ } \Omega \times 216 \text{ kV} \times 2\,000 \text{ } \mu\text{s} = 252 \text{ kJ}$$

$$W / U_r = 252 \text{ kJ} / 120 \text{ kV} = 2,1 \text{ kJ/kV}$$

The calculated energy is the same as in Table H.3 for LDC 2.

Applied two times in the switching impulse operating duty test $\Rightarrow 2 \times W / U_r = 4,2 \text{ kJ/kV}$

- (i.e. test value = 1,32 C) To calculate the charge, we must know the corresponding voltage at line discharge and adapt the virtual duration of current peak, T , to obtain the required minimum energy W :

$$\text{Voltage at LD: } U_a = U_{rp} - Z \times I_a = 384 \text{ kV} - (288 \text{ } \Omega \times 0,538 \text{ A}) = 229,1 \text{ kV}$$

$$\text{Energy at LD: } W_a = U_a \times I_a \times T = 229,1 \text{ kV} \times 0,538 \text{ kA} \times 2\,000 \text{ } \mu\text{s} = 246,5 \text{ kJ}$$

Virtual duration of current peak adjusted to obtain the required minimum test energy, W :

$$T_a = W / (U_a \times I_a) = 252 \text{ kJ} / (0,538 \text{ kA} \times 229,1 \text{ kV}) = 2046 \text{ } \mu\text{s}$$

Charge calculated with the same current and duration as for LD to give the required minimum energy:

$$Q = I_a \times T_a = 0,538 \text{ kA} \times 2046 \text{ } \mu\text{s} = 1,10 \text{ C}$$

Repetitive charge transfer rating, Q_{rs} , is then chosen from standard values defined in clause 8.5.4 of IEC 60099-4:2014. In this case,

$$Q_{rs} = 1,1 \text{ C (i.e. test value = 1,21 C)}$$

Example 2

$$U_r = 120 \text{ kV}$$

$$\text{LDC} = 3$$

$$I_n = 10 \text{ kA}$$

$$U_{pl} = 360 \text{ kV}$$

$$U_{\text{resmax}}(1\,000 \text{ A}) = 289 \text{ kV} (2,41 \times U_r)$$

$$U_{\text{resmin}}(1\,000 \text{ A}) = 0,95 \times U_{\text{resmax}}(1\,000 \text{ A}) = 274,6 \text{ kV}$$

$$U_{\text{resmax}}(250 \text{ A}) = 270 \text{ kV}$$

$$U_{\text{resmin}} (250 \text{ A}) = 0,95 \times U_{\text{resmax}} (250 \text{ A}) = 256,5 \text{ kV}$$

Calculated:

- Current at LD: $I = 475 \text{ A}$
- Minimum test energy: $W = 313,7 \text{ kJ} \Rightarrow W/U_r = 2,61 \text{ kJ/kV}$
to be applied two times in the switching impulse operating duty test $\Rightarrow 5,22 \text{ kJ/kV}$
Thermal energy rating: $W_{\text{th}} = 5 \text{ kJ/kV}$
- Charge calculated with the same current and duration as for LD to give the required minimum energy: $Q = 1,2 \text{ C}$
Repetitive charge transfer rating: $Q_{\text{rs}} = 1,2 \text{ C}$ (i.e. test value = 1,32 C)

Examples 1 and 2 show that arresters with different line discharge classes (2 and 3) will result in nearly the same repetitive charge transfer rating and nearly the same thermal energy rating when changing the switching impulse protection level accordingly. Also note that in Example 2 the protection level of the arrester is significantly higher than the typical value used in Table H.1, which reduces the discharge energy down to a typical value for LDC 2.

Example 3

$$\begin{aligned} U_r &= 120 \text{ kV} \\ \text{LDC} &= 3 \\ I_n &= 10 \text{ kA} \\ U_{\text{pl}} &= 300 \text{ kV} \\ U_{\text{resmax}} (1\,000 \text{ A}) &= 241 \text{ kV} (2,01 \cdot U_r) \\ U_{\text{resmin}} (1\,000 \text{ A}) &= 0,95 \times U_{\text{resmax}} (1\,000 \text{ A}) = 229,0 \text{ kV} \\ U_{\text{resmax}} (250 \text{ A}) &= 225 \text{ kV} \\ U_{\text{resmin}} (250 \text{ A}) &= 0,95 \times U_{\text{resmax}} (250 \text{ A}) = 213,8 \text{ kV} \end{aligned}$$

Calculated:

- Current at LD: $I = 722 \text{ A}$
- Minimum test energy: $W = 402,0 \text{ kJ} \Rightarrow W/U_r = 3,35 \text{ kJ/kV}$
to be applied two times in the switching impulse operating duty test $\Rightarrow 6,7 \text{ kJ/kV}$
Thermal energy rating: $W_{\text{th}} = 7 \text{ kJ/kV}$
- Charge calculated with the same current and duration as for LD to give the required minimum energy: $Q = 1,8 \text{ C}$
Repetitive charge transfer rating: $Q_{\text{rs}} = 1,6 \text{ C}$ (i.e. test value = 1.76 C) or $Q_{\text{rs}} = 2,0 \text{ C}$ (i.e. test value = 2,2 C)

Example 3, in comparison to Example 2, shows that a lower protective level for the same line discharge class leads to higher requirements on repetitive charge transfer rating and thermal energy rating.

Example 4

$$\begin{aligned} U_r &= 420 \text{ kV} \\ \text{LDC} &= 4 \\ I_n &= 20 \text{ kA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_{pl} &= 1051 \text{ kV} \\
 U_{resmax} (2\,000 \text{ A}) &= 849 \text{ kV} (2,02 \times U_r) \\
 U_{resmin} (2\,000 \text{ A}) &= 0,95 \times U_{resmax} (2\,000 \text{ A}) = 806,6 \text{ kV} \\
 U_{resmax} (500 \text{ A}) &= 803,3 \text{ kV} \\
 U_{resmin} (500 \text{ A}) &= 0,95 \times U_{resmax} (500 \text{ A}) = 763,1 \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Calculated:

- Current at LD: $I = 940 \text{ A}$
- Minimum test energy: $W = 2092 \text{ kJ} \Rightarrow W/U_r = 4,98 \text{ kJ/kV}$
to be applied two times in the switching impulse operating duty test $\Rightarrow 9,74 \text{ kJ/kV}$
Thermal energy rating: $W_{th} = 10 \text{ kJ/kV}$
- Charge calculated with the same current and duration as for LD to give the required minimum energy: $Q = 2,69 \text{ C}$
Repetitive charge transfer rating: $Q_{rs} = 2,4 \text{ C}$ (i.e. test value = 2,64 C) or $Q_{rs} = 2,8 \text{ C}$ (i.e. test value = 3,08 C)

Example 5

$$\begin{aligned}
 U_r &= 420 \text{ kV} \\
 LDC &= 5 \\
 I_n &= 20 \text{ kA} \\
 U_{pl} &= 1\,100 \text{ kV} \\
 U_{resmax} (2\,000 \text{ A}) &= 867 \text{ kV} (2,06 \times U_r) \\
 U_{resmin} (2\,000 \text{ A}) &= 0,95 \times U_{resmax} (2\,000 \text{ A}) = 823,7 \text{ kV} \\
 U_{resmax} (500 \text{ A}) &= 810 \text{ kV} \\
 U_{resmin} (500 \text{ A}) &= 0,95 \times U_{resmax} (500 \text{ A}) = 769,5 \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Calculated:

- Current at LD: $I = 1042 \text{ A}$
Minimum test energy: $W = 2797 \text{ kJ} \Rightarrow W/U_r = 6,66 \text{ kJ/kV}$
to be applied two times in the switching impulse operating duty test $\Rightarrow 13,32 \text{ kJ/kV}$
Thermal energy rating: $W_{th} = 13 \text{ kJ/kV}$
- Charge calculated with the same current and duration as for LD to give the required minimum energy: $Q = 3,54 \text{ C}$
Repetitive charge transfer rating: $Q_{rs} = 3,2 \text{ C}$ (i.e. test value = 3,52 C) or $Q_{rs} = 3,6 \text{ C}$ (i.e. test value = 3,96 C)

Example 6

$$\begin{aligned}
 U_r &= 420 \text{ kV} \\
 LDC &= 5 \\
 I_n &= 20 \text{ kA} \\
 U_{pl} &= 1\,000 \text{ kV}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_{\text{resmax}} (2\,000\text{ A}) &= 788\text{ kV} (1,88 \times U_r) \\
 U_{\text{resmin}} (2\,000\text{ A}) &= 0,95 \cdot U_{\text{resmax}} (2\,000\text{ A}) = 748,6\text{ kV} \\
 U_{\text{resmax}} (500\text{ A}) &= 750\text{ kV} \\
 U_{\text{resmin}} (500\text{ A}) &= 0,95 \times U_{\text{resmax}} (500\text{ A}) = 712,5\text{ kV}
 \end{aligned}$$

Calculated:

- Current (i.e. test value = 1,32 C) energy: $W = 3208\text{ kJ} \Rightarrow W/U_r = 7,64\text{ kJ/kV}$
to be applied two times in the switching impulse operating duty test $\Rightarrow 15,28\text{ kJ/kV}$
Thermal energy rating: $W_{\text{th}} = 16\text{ kJ/kV}$
- Charge calculated with the same current and duration as for LD to give the required minimum energy: $Q = 4,38\text{ C}$
Repetitive charge transfer rating: $Q_{\text{rs}} = 4,0\text{C}$ (i.e. test value = 4,4 C) or $Q_{\text{rs}} = 4,4\text{C}$ (i.e. test value = 4,84 C)

As shown in Examples 5 and 6 the same line discharge class leads to different thermal energy ratings and repetitive charge transfer ratings depending on the switching impulse protection level. Also note that the protection level in Example 5 is relatively high for a normal class 5 arrester.

Annex I (informative)

Estimation of arrester cumulative charges and energies during line switching

Switching transients are generated whenever switches with voltages across them are closed. During line energization and fast reclosing operations, switch voltages can exceed 1 and 2 p.u. respectively. Consequently, with random switching and no control, typical line switching overvoltages can exceed 2 p.u. and 3 p.u. To reduce switching overvoltages, line arresters with low protective level can be applied alone or in combination with other control means.

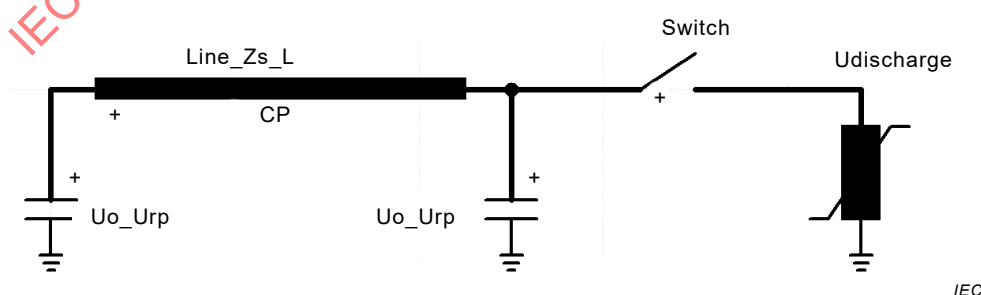
To estimate arrester charge and energy associated with line switching, computer simulations are typically performed using digital models of the system, including models of the highly non-linear arrester voltage-current characteristics, for various switching scenarios. For simple cases of switching single lines terminated by arresters, simplified formulas using piecewise linear representations of the arrester voltage-current characteristic and line parameters can be used to obtain a conservative estimate of arrester requirements [7].

Methods of estimating total charges transferred to the arrester and accumulated energies based on realistic line parameters and arrester discharges associated with system voltage classes are explained in the following three clauses of this annex. I.1 describes the simplified formula method [7] with the necessary line and arrester parameters. I.2 presents the IEC line discharge test method which employs the simplified method together with line parameter values which are defined by arrester ratings. I.3 compares results obtained using simplified formula and computer simulation methods for various system conditions and voltage classes

I.1 Simplified method of estimating arrester line switching energies

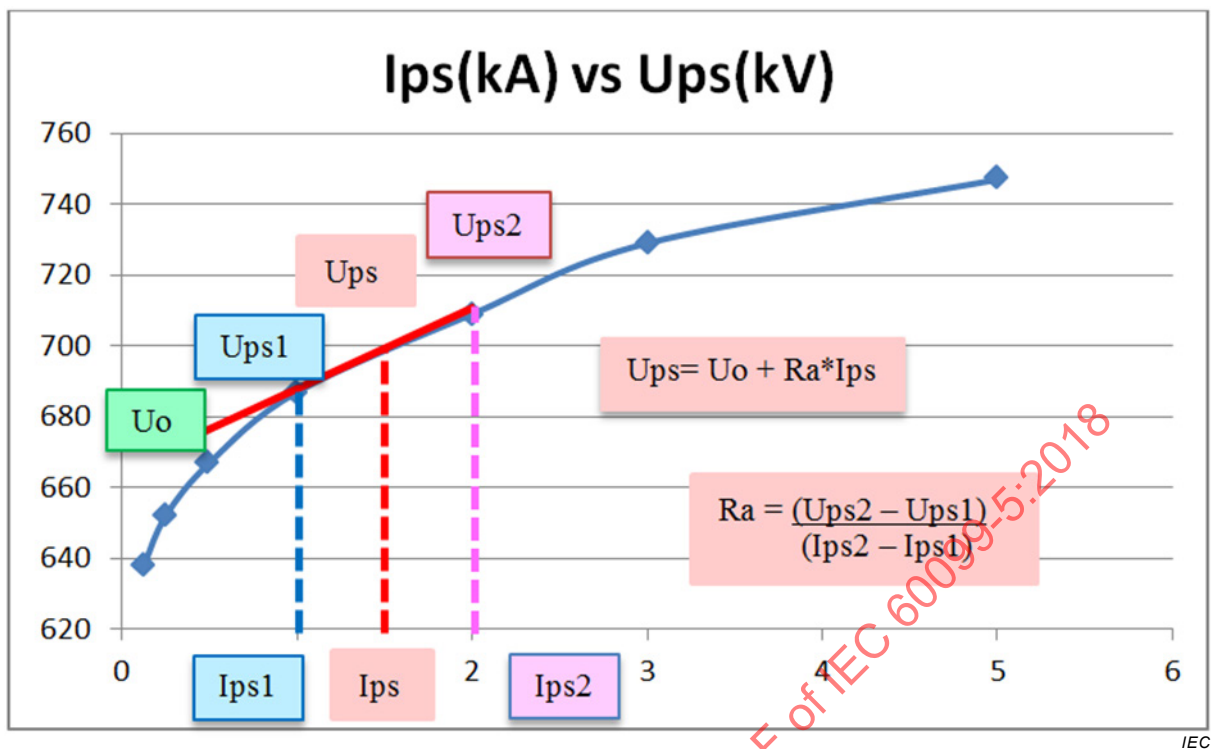
I.1.1 Introduction

Figure I.1 and the subsequent formulas can be used for estimating arrester line switching energies. The capacitances shown at the line terminals are considered negligibly small compared to actual line capacitances but included here only to illustrate the initial line charge condition prior to line discharge when the switch is closed. In the formulas, simplification is based on the linearization of the arrester characteristic in the switching current range as shown in Figure I.2. An approximate arrester discharge voltage-current relationship, based on per unitized arrester switching voltage at 0,5 kA current is tabulated in Table I.1 [7]. Actual arrester discharge currents and voltages are then solved together with the line parameters to estimate the energies.



NOTES Initial Line Voltage Condition (Switch Open): Line Charged to DC voltage equal to U_{rp} level
 Switch Close Operation: Discharges Line DC trapped charges into surge arrester
 U_{ps} & I_{ps} : surge arrester voltage and current during line discharge

**Figure I.1 – Simple network used for Arrester Line Discharge Calculation
and Testing according to IEC 60099-4:2009**



U_{ps} is the arrester residual voltage at the switching impulse current;

I_{ps} is the arrester discharge current at residual voltage;

U_o is the voltage constant in the arrester linear voltage equation;

R_a is the arrester resistance in the linear voltage equation

Figure I.2 – Linearized arrester equation in the typical line switching current range (voltage values shown are for a 372 kV rated arrester used on a 420 kV system)

Table I.1 – Typical Arrester Switching (U_{ps} vs I_{ps}) Characteristics

I_{ps} (kA)	U_{ps} (pu)
0,5	1,00
1,0	1,03
2,0	1,07
5,0	1,14

I.1.2 Simplified method calculation steps

Steps in the calculation are as follows:

- Identify U_{ps1}/I_{ps1} below U_{ps2}/I_{ps2} from manufacturer's published arrester data or estimate from typical discharge voltage ratios for each of the arrester currents (Table I.1). The arrester residual voltages to be used should be the lowest given value or, if not known approximately 95% of the maximum U_{ps} as indicated by the manufacturer.
- Calculate approximate arrester resistance, R_a from two (U_{ps} , I_{ps}) arrester data points, Commonly U_{ps1} for I_{ps1} in the 0,25 -0,5 kA range is chosen

$$R_a = \frac{(U_{ps2} - U_{ps1})}{(I_{ps2} - I_{ps1})} \quad (I.1)$$

- Using U_{ps1} for $I_{ps1} = 0,5$ kA, calculate the arrester voltage constant, U_o

$$U_o = U_{ps1} - R_a \times I_{ps1} \quad (1.2)$$

- Estimate arrester discharge current, I_{ps} by equating basic line-arrester discharge equation

$$U_{ps} = U_{rp} - Z_s \times I_{ps} \quad (1.3)$$

where

Z_s is the line surge impedance

U_{rp} is the prospective overvoltage without arresters (see Figure I.3)

with linearized arrester equation (1.2), yielding.

$$I_{ps} = \frac{(U_{rp} - U_o)}{(Z_s + R_a)} \quad (1.4)$$

The simultaneous solution of the arrester equation (1.2) and line equation (1.3) is graphically illustrated in Figure I.3. The common line and arrester current (I_{ps}) solution is dependent on the prospective line switching condition (U_{rp} , Z_s) as well as the chosen protective voltage level of the arrester (U_{ps}).

- Calculate total charges, Q_s , transferred to arrester during line discharge time, T_d

$$Q_s = I_{ps} \times T_d \quad (1.5)$$

where T_d is the line discharge time at twice the travel time of line

($T_d = 2 \times L/c$ where L is the line length and c is the speed of light)

- Calculate arrester energy corresponding to total charges transferred to arrester,

$$W_s = U_{ps} \times Q_s \quad (1.6)$$

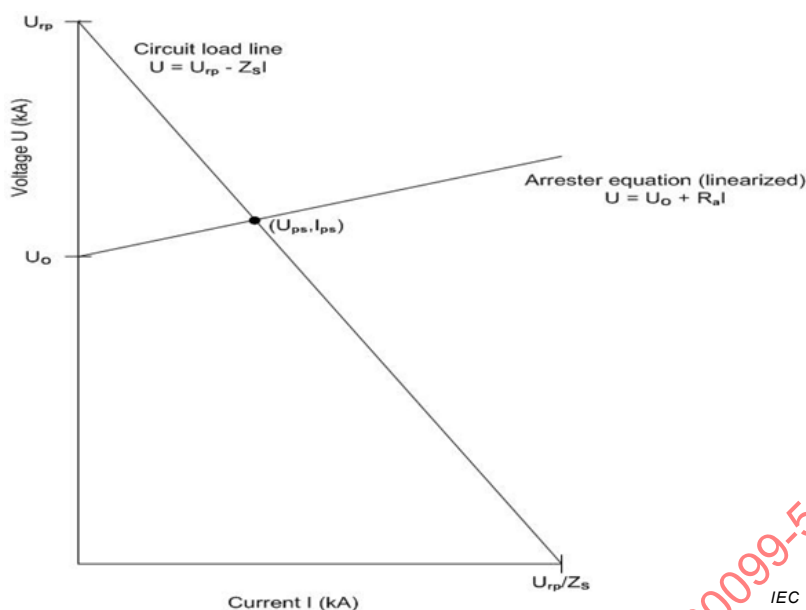


Figure I.3 – Graphical illustration of linearized line switching condition and arrester characteristic

I.1.3 Typical line surge impedances with bundled conductors

The surge impedance of a transmission line is dependent on the number of conductors in a bundle, type of conductor and the relative physical circuit configuration of the phases. Typical line surge impedances for bundled conductors for each phase are shown in Table I.2. It should be noted that single phase surge impedances are larger than those associated with aerial modes and smaller than those associated with ground modes of three-phase lines. Also, although realistic surge travel velocities will be typically lower than the speed of light, light velocity is considered adequate for the purposes of simplified line discharge calculations.

Table I.2 – Typical line surge impedances (Z_s) with single and bundled conductors

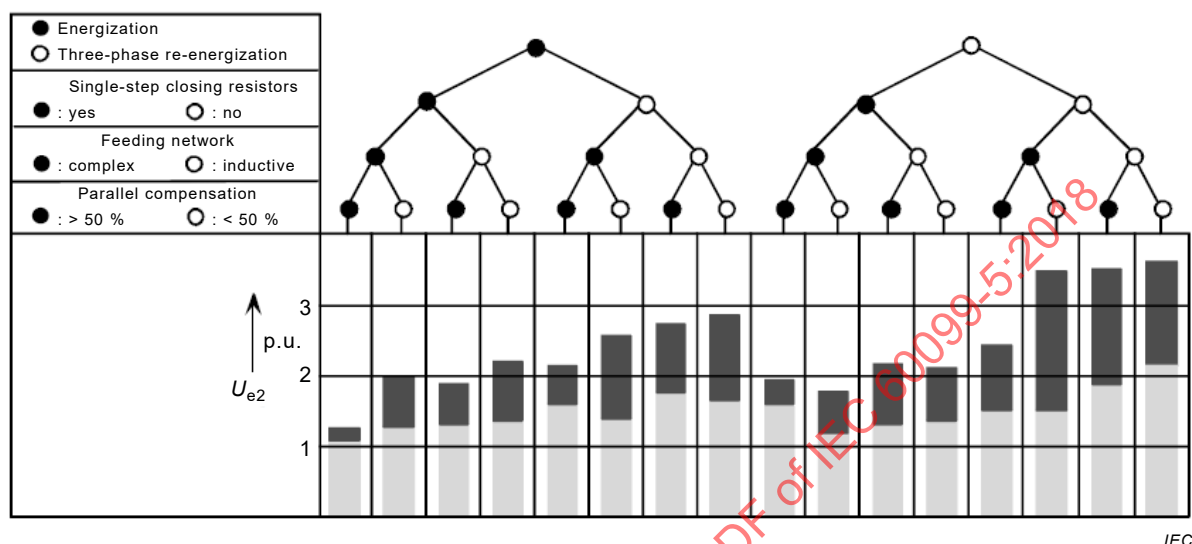
U_s -System(kV)	No. of Conductors in Bundle	Typical Z_s (ohms)
3-150	1	450
151-325	1	400
326-400	2	350
400-800	3 or 4	320
> 800	6* or 8*	300

* IEC 60071-2 & Table 3 in 6.3.2.7

I.1.4 Prospective switching surge overvoltages

Generally three-phase line switching produces overvoltages on all three phases of the line due to electrical and mechanical component interactions. The magnitudes of the prospective overvoltages (i.e. voltage without arresters present) depend on many factors: line characteristics such as number and size of conductors, phase configuration, line length; system voltage; type of switching devices and their controls; source network complexity (e.g. types of equipment, configuration of equipment and location of equipment in the power system). Properly selected and located arresters will limit the prospective overvoltages to acceptable performance levels. The statistical distribution of prospective switching overvoltage magnitudes can be obtained from computer simulations of appropriate network and line switching operations but typical values as illustrated in the chart of Figure I.4 (reproduced from IEC 60071-2 /ELECTRA 1973) might be considered when results from system studies are unavailable. The overvoltage

ranges given in this chart consider basic elements of line switching such as energization or re-energization with residual line voltages from trapped charges, with or without switching control (breaker closing resistors in this case), complex or inductive source network and high or low level of line reactive compensation. All overvoltages shown are prospective overvoltages without arresters at the open receiving end of the line. Overvoltages along the line towards the sending end are generally substantially smaller.



Situation

Switching Operation:	Line Energization or Re-Energization with trapped charges
Circuit Breakers:	Closing Resistors or No control
Feeding Source Network:	Complex or Reactive
Line Shunt Compensation:	Greater than 50 % or Less than 50 %

Figure I.4 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization

NOTE In some cases the actual maximum system voltages may be higher.

I.1.5 Use of IEC 60099-4:2009 to obtain values for surge impedance and prospective surge voltages

In the previous standards arresters were classified by their line discharge capability, proven by prescribed line discharge tests on pro-rated arrester sections. The transmission line parameters to be used for the line discharge tests are given in Table 5 of IEC 60099-4:2009, reproduced here as Table I.3.

Table I.3 – Line Parameters Prescribed by IEC 60099-4:2009 Line Discharge Class Tests

Arrester classification	Line discharge class	Surge impedance of the line Z_s Ω	Virtual duration of peak T_d μs	Charging voltage U_{rp} kV DC
10 000 A	1	$4,9 U_r$	2 000	$3,2 U_r$
10 000 A	2	$2,4 U_r$	2 000	$3,2 U_r$
10 000 A	3	$1,3 U_r$	2 400	$2,8 U_r$
20 000 A	4	$0,8 U_r$	2 800	$2,6 U_r$
20 000 A	5	$0,5 U_r$	3 200	$2,4 U_r$

U_r is the rated voltage of the test sample in kilovolts r.m.s.

While these line parameters were provided for type tests on pro-rated sections to verify arrester line discharge capability, in principle they should also apply to full-size arresters. Using the factors from Table I.3, Table I.4 shows how the line discharge test parameters generate values for line surge impedances (Z_s) and prospective surge voltages (U_{rp}) that would be obtained for different system voltages and typical arresters that might be used for each of the listed system voltages.

Table I.4 – Line surge impedances and prospective surge voltages derived from line discharge tests parameters of IEC 60099-4:2009 for different system voltages and arrester ratings

Maximum system voltage	Surge Arrester Rated Voltage U_r	Line discharge class	Surge Impedance		Line length L	Surge duration T_d	Prospective Surge Voltage	
			Multiplier K_z	Magnitude $Z_s = K_z \times U_r$			Multiplier K_v	Magnitude $U_{rp} = K_v \times U_r$
kV	kVrms		p.u.	ohms	km	ms	p.u.	kV
145	120	2	2,4	288	300	2,0	3,2	384
	120	3	1,3	156	360	2,4	2,8	336
362	258	3	1,3	335	360	2,4	2,8	722
	258	4	0,8	206	420	2,8	2,6	671
550	420	4	0,8	336	420	2,8	2,6	1 092
	420	5	0,5	210	480	3,2	2,4	1 008
800	612	4	0,8	490	420	2,8	2,6	1 591
	612	5	0,5	306	480	3,2	2,4	1 469

When using values derived from the IEC 60099-4:2009 line discharge parameters for line switching arrester energy estimations, it is important to review the appropriateness of the prescribed line parameters, namely prospective switching voltages (U_{rp}), line surge impedance (Z_s), and line discharge time (T_d), since they should correspond to the applicable line switching conditions. T_d represents the time taken for the surge to travel twice the length of the line at the speed of light ($3 \times 10^8 \text{ ms}^{-1}$), and is therefore a measure of the line length for each of the cases shown (e.g. $T_d = 2,0 \text{ ms}$ corresponds to a line length of 300 km).

I.2 Example of charge and energy calculated using line discharge parameters

This example is for a 145 kV system using 120 kV rated arresters of former line discharge (LD) classes 2 and 3.

Table I.5 shows parameters derived for the two cases from the IEC 60099-4:2009 line discharge procedure (repeated from Table I.4).

Table I.6 shows the calculation parameters and subsequent calculation of arrester charge transfer, Q_{rs} , and absorbed energy, W_s , using the simplified method of I.1.2.

Table I.7 shows values calculated from Electromagnetic Transients Program (EMTP) simulations using the same base parameters as used for the simplified method.

NOTE W_s is the cumulative energy absorbed by arrester during one single line switching. The required thermal energy rating of the arrester, W_{th} , is two times W_s .

Close agreement can be observed between the simplified method and the EMTP simulations.

Table I.5 – Comparison of energy and charge calculated by simplified method with values calculated by EMTP simulation – Base parameters from Table I.4, used for simplified method and for EMTP simulation

U_{system} (kV)	U_r (kV)	LD Class	Z_s (ohms)	T_d (ms)	U_{rp} (kV)
145	120	2	288	2,0	384
145	120	3	156	2,4	336

Parameter: line discharge class.

Table I.6 – Comparison of energy and charge calculated by simplified method with values calculated by EMTP simulation – Calculations using simplified method

U_{system} (kV)	LD Class	I_{ps1} (kA)	U_{ps1} (kV)	I_{ps2} (kA)	U_{ps2} (kV)	I_{ps} (kA)	U_{ps} (kV)	U_o (kV)	Q_{rs} (C)	W_s (kJ/kV U_r)
145	2	0,125	209	0,5	221	0,56	224	205	1,1	2,1
145	3	0,25	214	1,0	229	0,72	223	209	1,7	3,2

Table I.7 – Comparison of energy and charge calculated by simplified method with values calculated by EMTP simulation – I.5.(c) Results from EMTP studies

U_{system} (kV)	LD Class	I_{ps} (kA)	U_{ps} (kV)	Q_{rs} (C)	W_s (kJ/kV U_r)
145	2	0,56	221	1,1	2,0
145	3	0,71	222	1,7	3,2

Figure I.5, Figure I.6, Figure I.7 and Figure I.8 graphically show the arrester voltage, current, transferred charge and absorbed energy, respectively, calculated by the EMTP simulations for the two arrester LD classes. The nearly constant arrester voltages and currents over the entire discharge period validate the assumptions made in the simplified method that arrester voltages can be used for calculation as the ratio between arrester charge and energy.

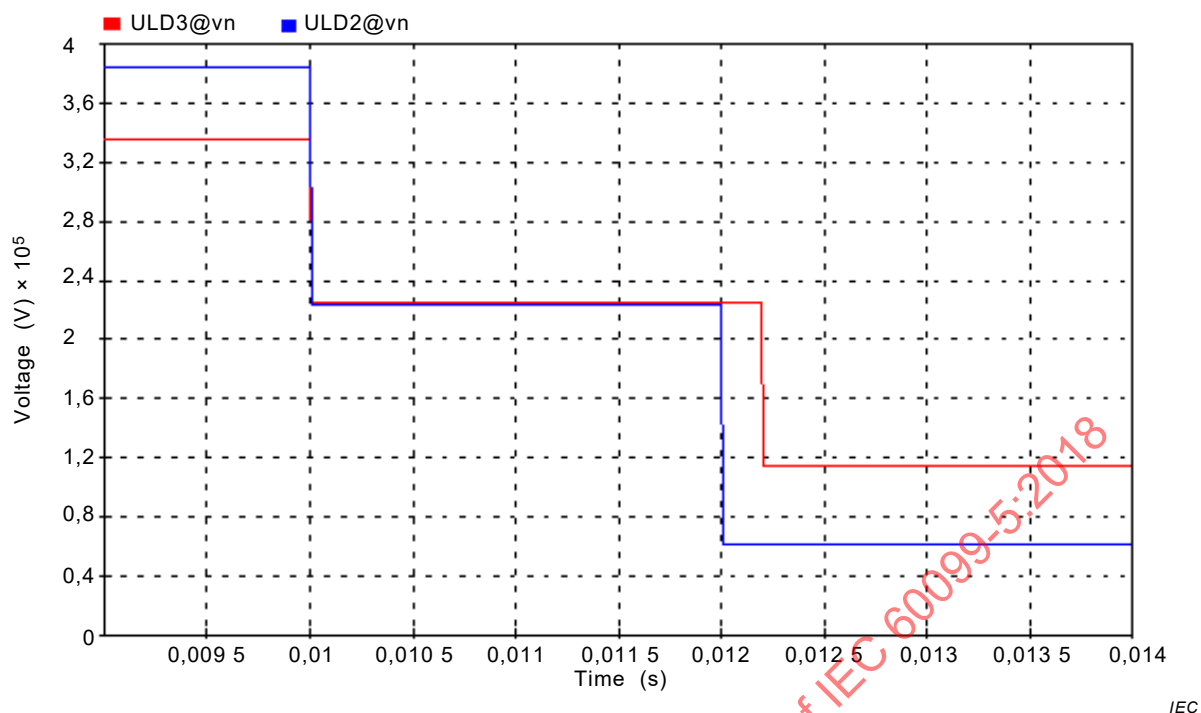


Figure I.5 – Arrester class 2 & 3 voltages calculated by EMTP calculations:
 U_{ps2} and U_{ps3} ($V \times 10^5$)

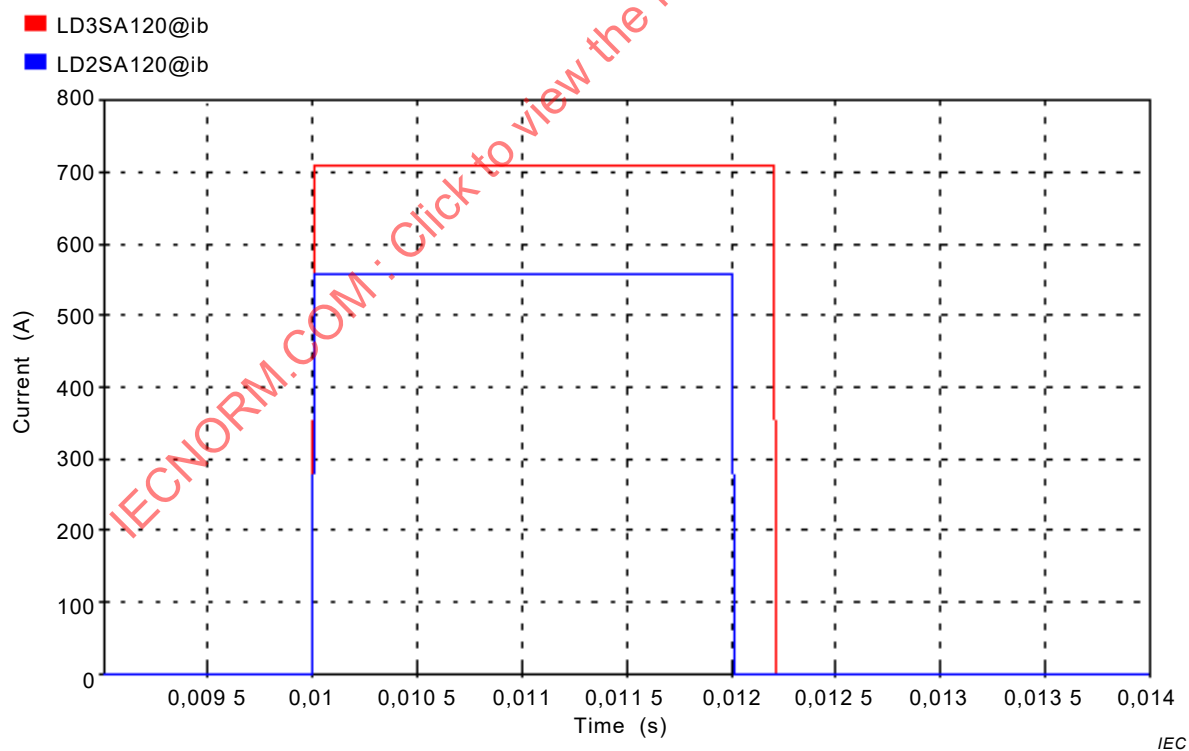


Figure I.6 – Class 2 & 3 arrester currents calculated by EMTP studies:
 I_{ps2} and I_{ps3} (A)

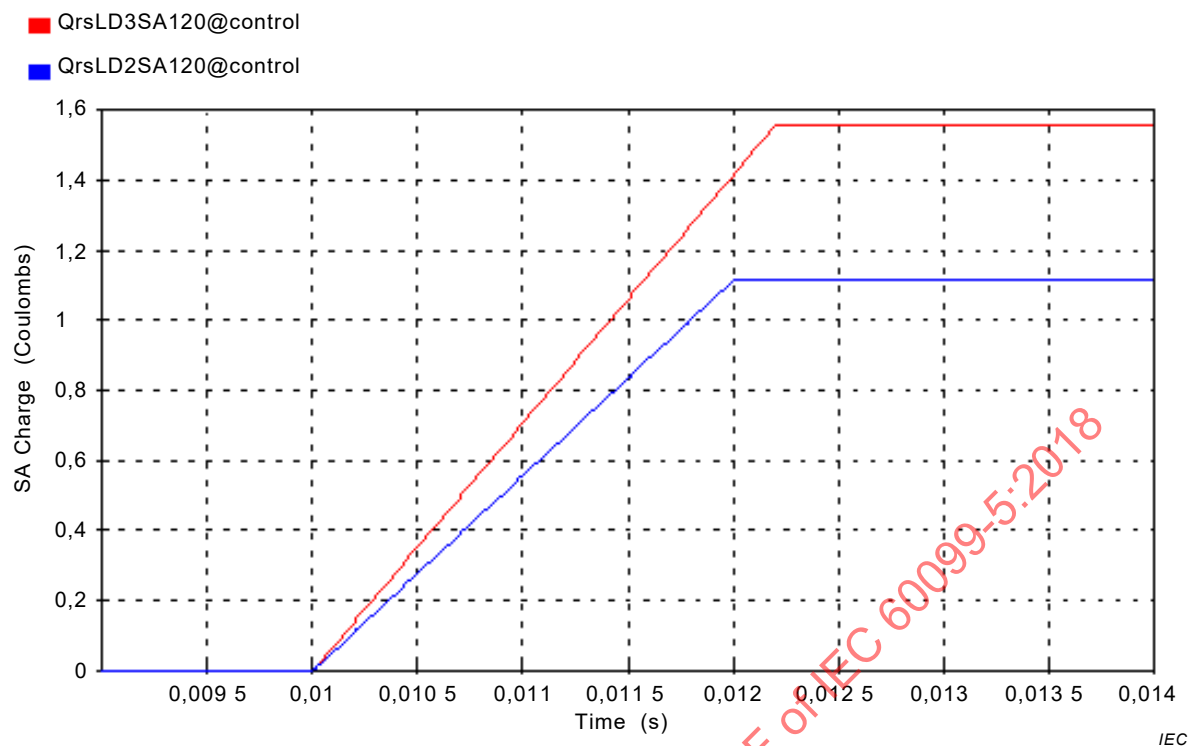


Figure I.7 – Arrester Class 2 & 3 cumulative charges calculated by EMTP simulation: Q_{s2} and Q_{rs3} (C)

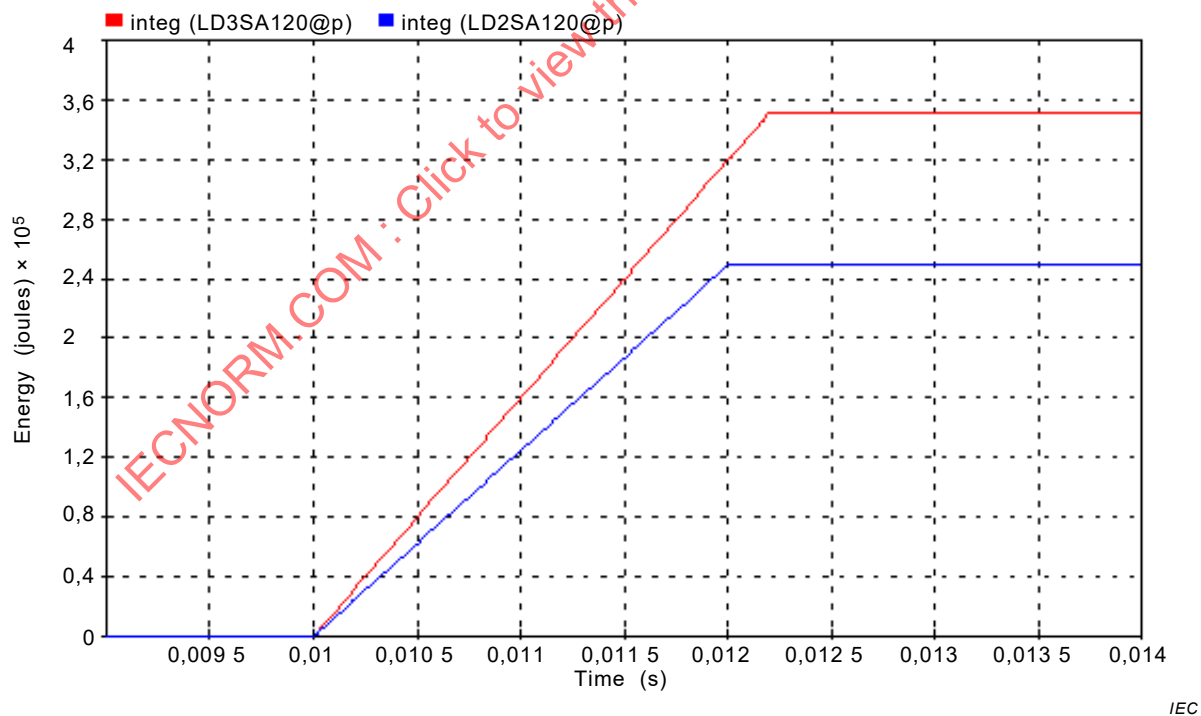


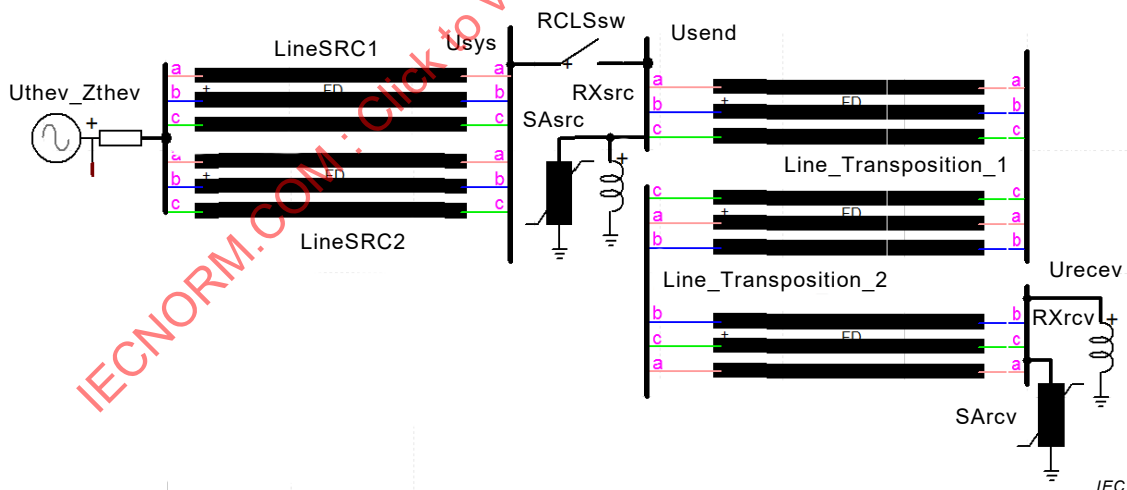
Figure I.8 – Arrester Class 2 & 3 cumulative absorbed energies calculated by EMTP simulation: W_{s2} and W_{s3} (kJ/kV U_r)

I.3 Arrester line switching energy examples

I.3.1 General

A typical computer simulation of a network involving line switching (Figure I.9) usually includes a source network (represented here by two short parallel lines and a Thevenin equivalent source voltage and impedance) and a switch that can be initially closed and subsequently opened with or without a line fault. Opening of the switch may leave close to 1,0 p.u. DC residual voltages from trapped charges on a short-to-medium length line without reactive equipment (shunt reactors, transformers or VTs), or oscillatory voltages on longer lines when shunt reactors are applied to compensate a portion of the line capacitance. When the compensated line is tripped, the line typically displays a lightly damped natural frequency voltage oscillation on the unfaulted phase(s) as energies are exchanged between the reactors and line capacitances, the damping being provided by the line and reactor resistances. During high speed line re-energization operations, if the switch is closed randomly near or at an instant of maximum voltage across the switch (usually when the source voltage is out-of-phase with the line voltage), prospective switching overvoltages may exceed 3 p.u. In practice, however, when switching mitigations are incorporated into the switch (such as closing resistors or point-on-wave controllers), the highest switching overvoltages are usually reduced below 2,5 p.u. Alternatively, if line surge arresters with low protective level are used, switching overvoltages comparable to those achievable with controlled switching (i.e. approximately 2,5 p.u.) can be achieved. If controlled switching and line arresters are used together, overvoltages may be held to 2,0 p.u. or lower.

There exist two fundamental differences in the line voltage/current magnitudes and waveforms occurring for a typical “real world” line re-energization switching operation and those observed with the arrester line discharge tests. Firstly, during actual line switching operations, line transient voltage/current magnitudes do not remain constant over twice the duration of the surge propagation time, nor are they typically similar between two or more successive discharges (which might be caused by surge response to line and source equipment and/or non-simultaneous switching methods).



NOTE Uthev Zthev: Thevenin Equivalent Source Voltages & Impedances

LineSRC#: Line in Source Network

RCLSsw: Line reclosing Switch

Line_Transposition: Line Phase Transposition Locations for Balanced Line

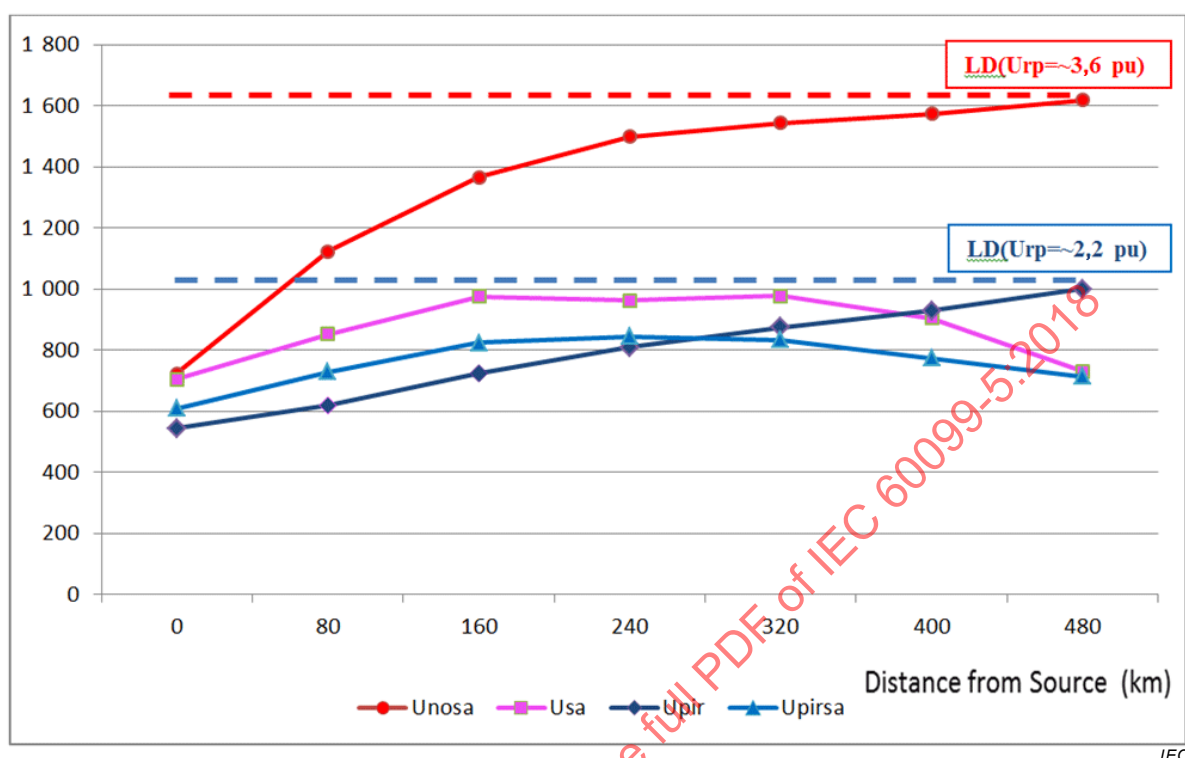
SAsrc/SARcv: Surge Arresters at Sending & Receiving End of Line terminals

RXsrc/RXrcv: Shunt Reactors at Sending & Receiving End of Line terminals

Figure I.9 – Typical Line Reclosing Computer Simulation Network

Secondly, switching voltage magnitude profiles along the line from the source to the receiving end for cases without line arresters are typically not constant (see Figure I.10) in comparison with the DC voltage condition used in the line discharge test. Consequently, even when the

same representative voltage magnitudes are used, the line discharge test methods are expected to produce higher arrester charge and thermal energies and thus are considered to provide a more conservative estimate than those from “real world” switching simulation studies.



NOTE: Switching Reclosing Operation & Line Components (Source:0km Receive End:480 km)

Unosa: No Switch Control & No Line Surge Arresters

Usa: No Switch Control & Surge Arresters at Line Terminals

Upir: Switch Control with pre-insertion/closing resistors & No Line Surge Arresters

Upirsa: Switch Control with pre-insertion/closing resistors & Surge Arresters at Line Terminals

Figure I.10 – Typical 550 kV Reclose Switching Overvoltage Profile along 480 km Line

The following sub-clauses show some examples of arrester charge transfer, Q_{rs} , and absorbed single switching energy, W_s , obtained from representative line re-energization simulations, and compare these values with those derived using the simplified line discharge method described in I.1. Summary results from arrester charges and energies derived using IEC line discharge conditions from I.1 and using various arrester protective ratios shown in Figure H.1 in Annex H are illustrated in Figure I.11 and Figure I.12. It can be observed that results shown in Table H.3 is based on typical arrester protective ratio of 1,8.

In most cases, four example calculations are given. For the high voltage systems where some switching controls and arresters may be combined, a fifth example is added. The two examples labeled “Formula” represent, respectively, uncontrolled line reclosing (U_{rp} greater than 3 pu) and controlled line reclosing (U_{rp} having the value given for the relevant line discharge test of IEC 60099-4:2009). Each of the “Formula” examples uses a surge impedance typical for the system being studied. The third example, labeled “IEC-2”, “IEC-3”, “IEC-4” or “IEC-5” is for a case where both surge impedance and U_{rp} values are as given for the relevant line discharge tests of IEC 60099-4:2009 (these being stated as multipliers of arrester rated voltage).

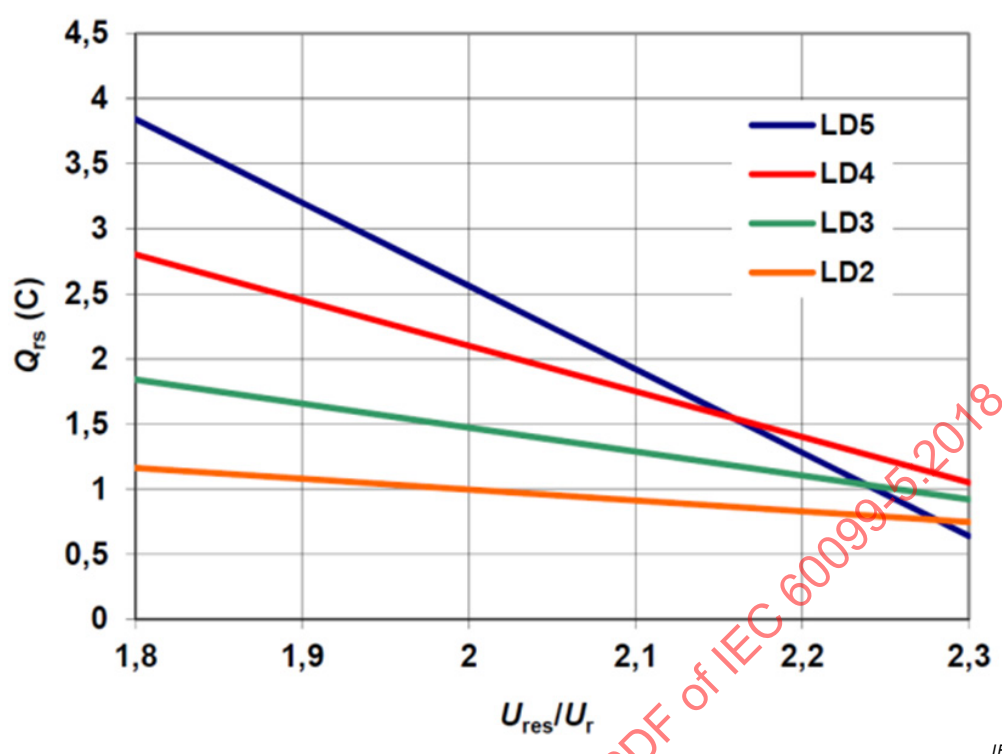


Figure I.11 – IEC LD based charge transfer, Q_{rs} with varying arrester protective ratios

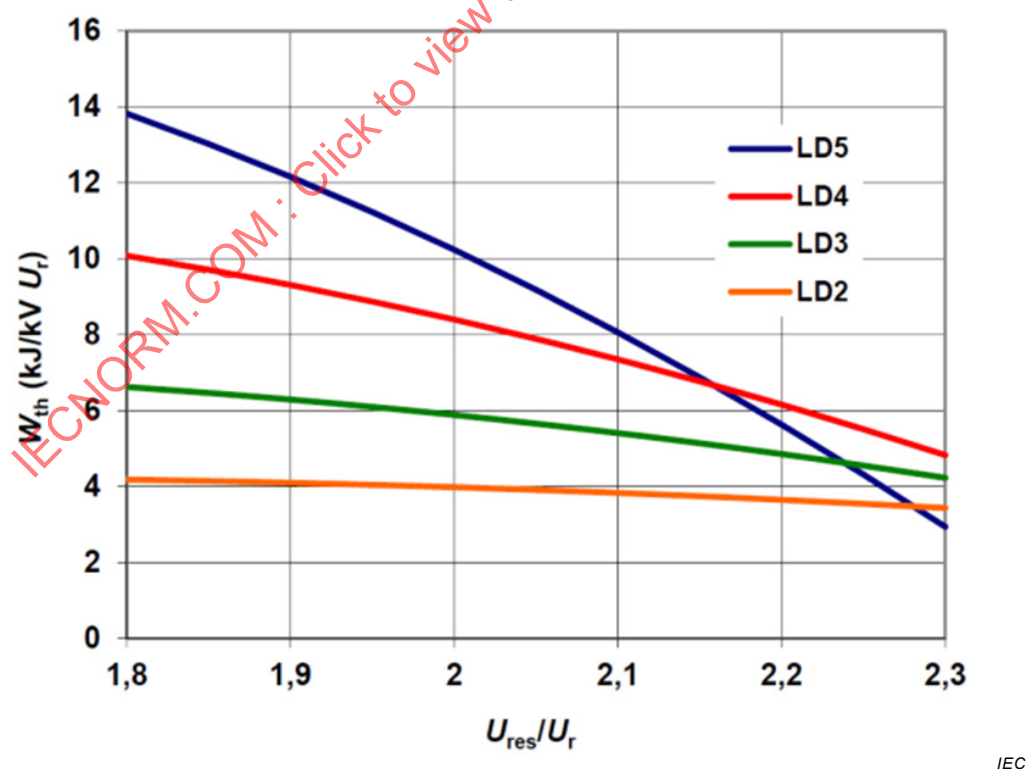


Figure I.12 – IEC LD based switching energy, W_{th} with varying arrester protective ratios

The fourth example, labeled “Simulation”, shows the largest arrester charges and energies found from more rigorous computer simulations using statistically uncontrolled random three-

phase switch re-closing with residual voltages from trapped charges on unfaulted lines instead of faulted lines which will generally result in larger switching overvoltages. For the 420 kV and 550 kV system cases where some type of switching controls and arresters with low protective level may be applied, possible reduction in the arrester charge and energy requirements in comparison to arresters alone are included in the summary table as the fifth simulation example.

For the 145 kV, 242 kV and 362 kV cases, the lines had no shunt compensation and switching was conducted into lines having trapped charges from an earlier de-energization of the unfaulted line. For the 420 kV and 550 kV cases, the lines were shunt reactor compensated with equal compensation at both line ends to achieve more than 50 percent compensation of the line capacitance, resulting in unfaulted line side voltage oscillations at natural frequencies below power frequency.

I.3.2 Case 1 – 145 kV

Uncompensated Line Switching: Reclosing into line with DC Trapped Charges

Line length = 300 km, $T_d = 2,0$ ms:

Arrester $U_r = 120$ kV, line discharge class 2, residual voltage = 221 kV @ 0,5 kA

Example calculations (result values given in Table I.8):

- a) Formula – Typical Z_s $U_{rp} = 3,0$ pu of system voltage
- b) Formula – Typical Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 2
- c) IEC-2 – Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 2
- d) Simulation – uncontrolled switching ($U_{rp} \sim 3,8$ pu) with surge arresters at line terminals (simulation results shown graphically in Figure I.13 to Figure I.16)

I.3.3 Case 2 – 242 kV

Uncompensated Line Switching: Reclosing into line with DC Trapped Charges

Line length = 360 km, $T_d = 2,4$ ms:

Arrester $U_r = 192$ kV, line discharge class 3, residual voltage = 362 kV @ 1 kA

Example calculations (result values given in Table I.8):

- a) Formula – Typical Z_s $U_{rp} = 3,0$ pu of system voltage
- b) Formula – Typical Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 3
- c) IEC-3 – Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 3
- d) Simulation – uncontrolled switching ($U_{rp} \sim 3,8$ pu) with surge arresters at line terminals (simulation results shown graphically in Figure I.17 to Figure I.20)

I.3.4 Case 3 – 362 kV

Uncompensated Line Switching: Reclosing into line with DC Trapped Charges

Line length = 360 km, $T_d = 2,4$ ms:

Arrester $U_r = 288$ kV, line discharge class 3, residual voltage = 564 kV @ 2 kA

Example calculations (result values given in Table I.8):

- a) Formula – Typical Z_s $U_{rp} = 3,0$ pu of system voltage
- b) Formula – Typical Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 3
- c) IEC-3 – Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 3
- d) Simulation – uncontrolled switching ($U_{rp} \sim 3,6$ pu) with surge arresters at line terminals (simulation results shown graphically in Figure I.21 to Figure I.24)

I.3.5 Case 4 – 420 kV

Reactor Compensated Line Switching: Auto-reclose into oscillatory Trapped Charges

Line length = 420 km, $T_d = 2,8$ ms:

Arrester $U_r = 336$ kV, line discharge class 4, residual voltage = 645 kV @ 2 kA

Example calculations (result values given in Table I.8):

- a) Formula – Typical Z_s $U_{rp} = 3,0$ pu of system voltage
- b) Formula – Typical Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 4
- c) IEC-4 – Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 4
- d) Simulation – uncontrolled switching ($U_{rp} \sim 3,6$ pu) with surge arresters at line terminals (simulation results shown graphically in Figure I.25 to Figure I.28)
- e) Simulation – controlled switching ($U_{rp} \sim 2,6$ pu) with surge arresters at line terminals

I.3.6 Case 5 – 550 kV

Reactor Compensated Line Switching: Auto-reclose into oscillatory Trapped Charges

Line length = 480 km, $T_d = 3,2$ ms:

Arrester $U_r = 396$ kV, line discharge class 4, residual voltage = 744 kV @ 2 kA

Example calculations (result values given in Table I.8):

- a) Formula – Typical Z_s $U_{rp} = 3,0$ pu of system voltage
- b) Formula – Typical Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 5
- c) IEC-5 – Z_s U_{rp} as given in Table I.3 for line discharge class 5
- d) Simulation – uncontrolled switching ($U_{rp} \sim 3,6$ pu) with surge arresters at line terminals (simulation results shown graphically in Figure I.29 to Figure I.32)
- e) Simulation – controlled switching ($U_{rp} \sim 2,4$ pu) with surge arresters at line terminals

Table I.8 – Results of calculations using the different methods described for different system voltages and arrester selection

U_s (kV)	Estimation method	U_r (kV)	Z_s (Ω)	T_d (ms)	L (km)	U_{rp} (p.u.)	U_{rp} (kV)	I_{ps1} (kA)	U_{ps1} (kA)	I_{ps2} (kA)	U_{ps2} (kA)	U_o (kV)	I_{ps} (kA)	U_{ps} (kV)	Q_{rs} (C)	W_{th} (kJ/kV U_r)
145	a) Formula	120	450	2,0	300	3,0	355	0,125	209	0,5	221	205	0,31	215	0,62	1,12
	b) Formula	120	450	2,0	300	3,2	379	0,125	209	0,5	221	205	0,36	217	0,72	1,30
	c) IEC-2	120	288	2,0	300	3,2	384						0,56	222	1,12	2,10
	d) Simulation	120	450	2,0	300	~3,8	~450							220	0,61	1,10
245	a) Formula	192	400	2,4	360	3,0	593	0,5	351	1,0	362	340	0,70	353	1,44	2,65
	b) Formula	192	400	2,4	360	2,8	554	0,5	351	1,0	362	340	0,51	351	1,21	2,22
	c) IEC-3	192	250	2,4	360	2,8	538						0,73	356	1,76	3,25
	d) Simulation	192	400	2,4	360	~3,8	~750							360	1,40	2,60
362	a) Formula	288	350	2,4	360	3,0	887	1,0	539	2,0	564	514	1,20	543	2,4	4,5
	b) Formula	288	350	2,4	360	2,8	828	1,0	539	2,0	564	514	0,84	535	2,0	3,7
	c) IEC-3	288	206	2,4	360	2,8	806						0,74	532	1,8	3,3
	d) Simulation	288	350	2,4	360	~3,8	~1 124							541	2,3	4,3
420	a) Formula	336	325	2,8	420	3,0	1 029	1,0	605	2,0	645	601	1,20	628	3,5	6,5
	b) Formula	336	325	2,8	420	2,6	892	1,0	605	2,0	645	601	0,84	620	2,3	4,3
	c) IEC-4	336	269	2,8	420	2,6	874						0,94	621	2,6	4,9
	d) Simulation	336	325	2,8	420	~3,6	~1 235							602	3,1	5,6
	e) Simulation	336	325	2,8	420	~2,6	~892							620	2,1	3,5
550	a) Formula	396	300	3,2	480	3,0	1 348	1,0	723	2,0	744	702	2,00	744	6,4	12,1
	b) Formula	396	300	3,2	480	2,4	1 078	1,0	723	2,0	744	702	1,20	727	3,7	6,9
	c) IEC-5	396	198	3,2	480	2,4	950						1,20	726	3,7	6,7
	d) Simulation	396	300	3,2	480	~3,6	~1 620							726	6,2	11,2
	e) Simulation	396	300	3,2	480	~2,4	~1 078							727	2,8	4,8

NOTE W_s is the cumulative energy absorbed by arrester during one single line switching. The required thermal energy rating of the arrester, W_{th} , is two times W_s .

Figure I.13 to Figure I.16 show 145 kV high speed line re-energization switching transients with 120 kV surge arresters.

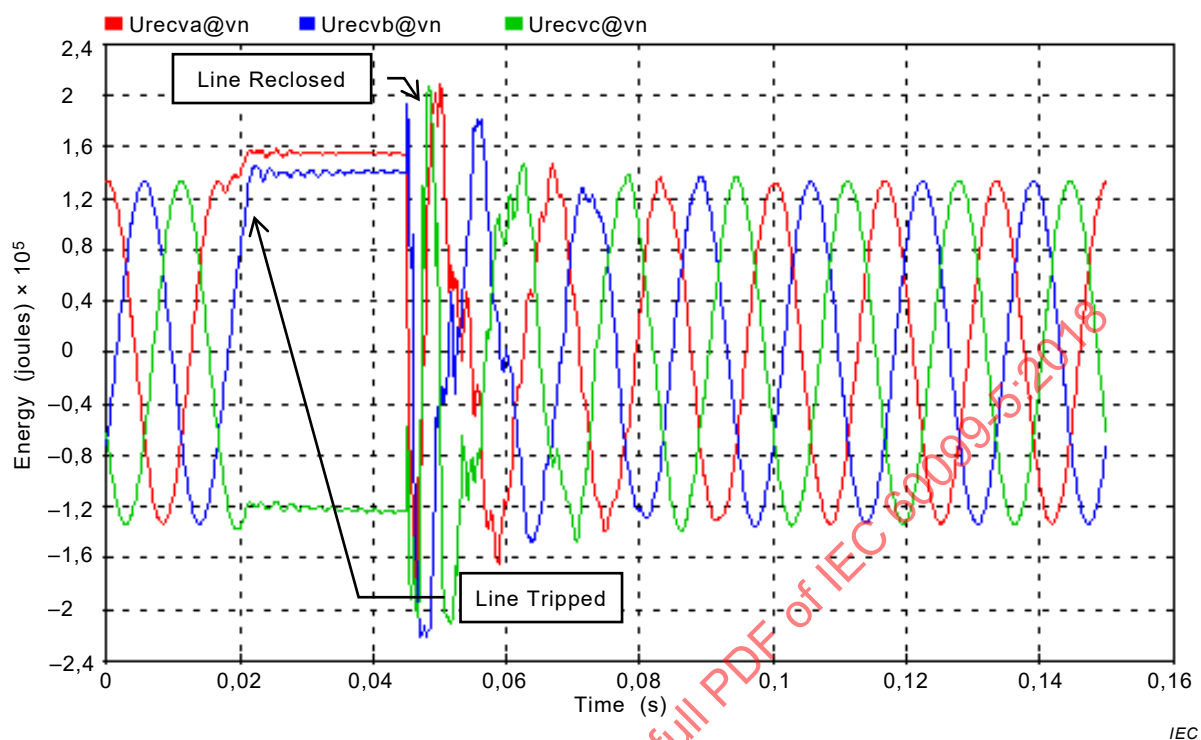


Figure I.13 – U_{ps} for 145 kV system simulation ($V \times 10^5$)

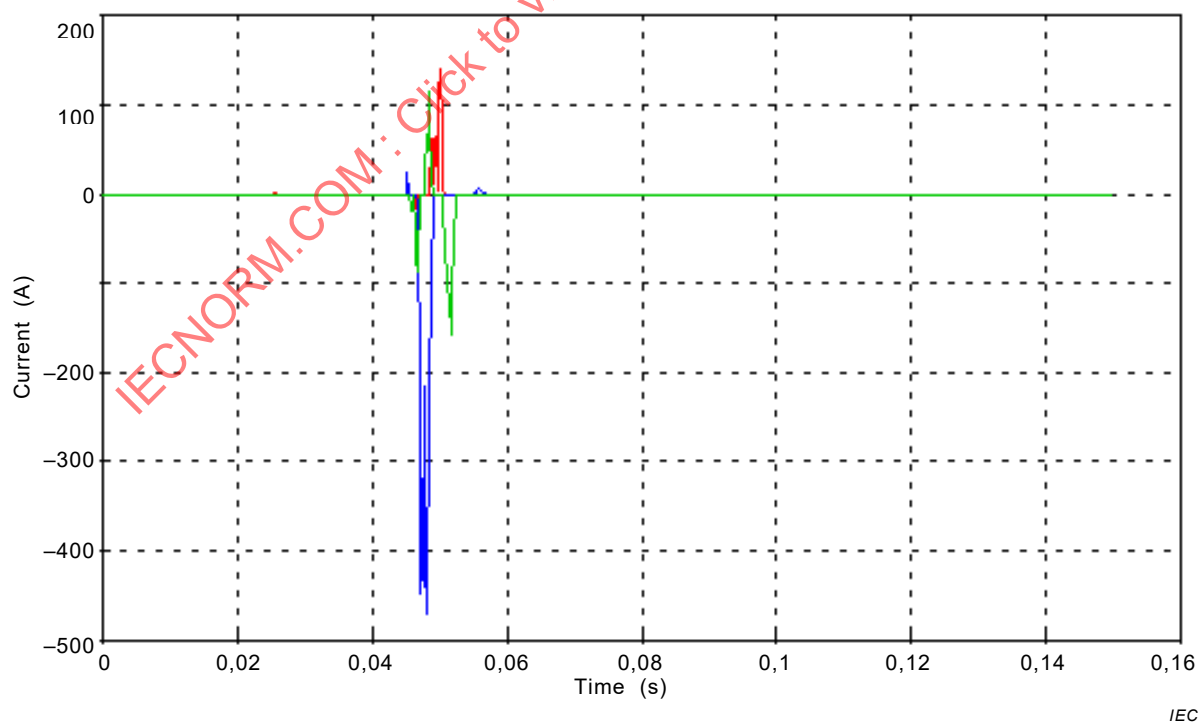


Figure I.14 – I_{ps} for 145 kV system simulation (A)

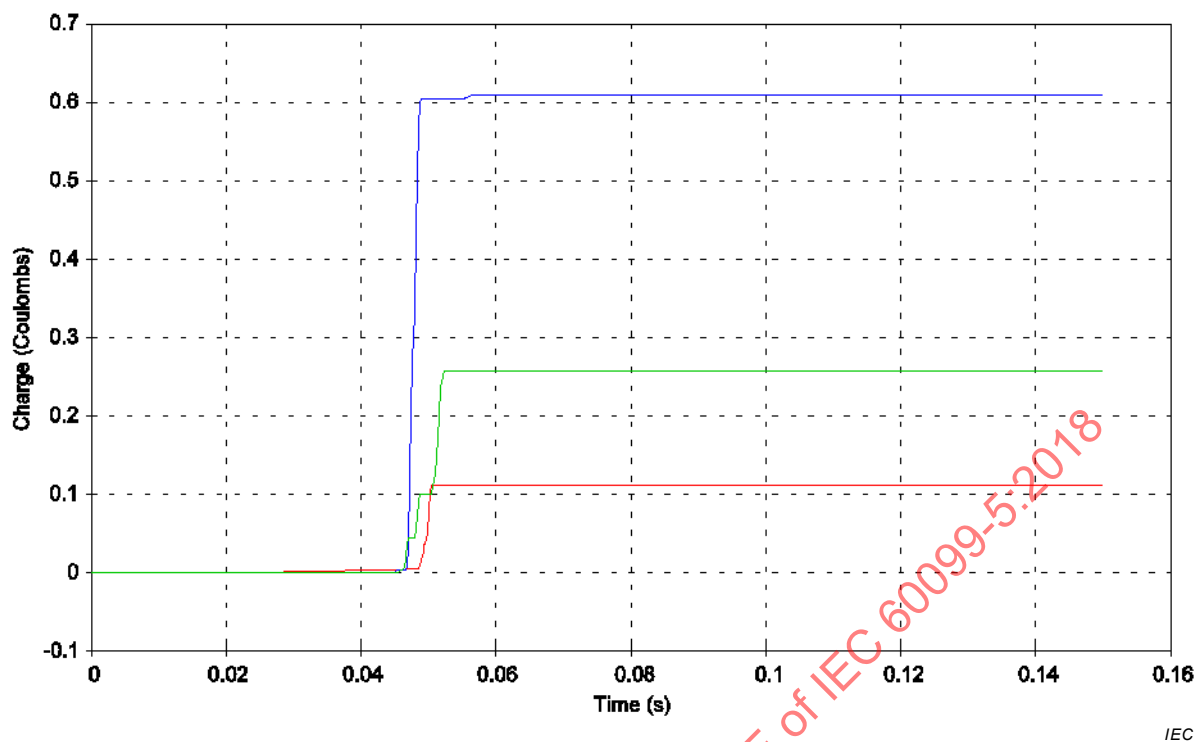


Figure I.15 – 1 Cumulative charge (Q_{rs}) for 145 kV system simulation (C)

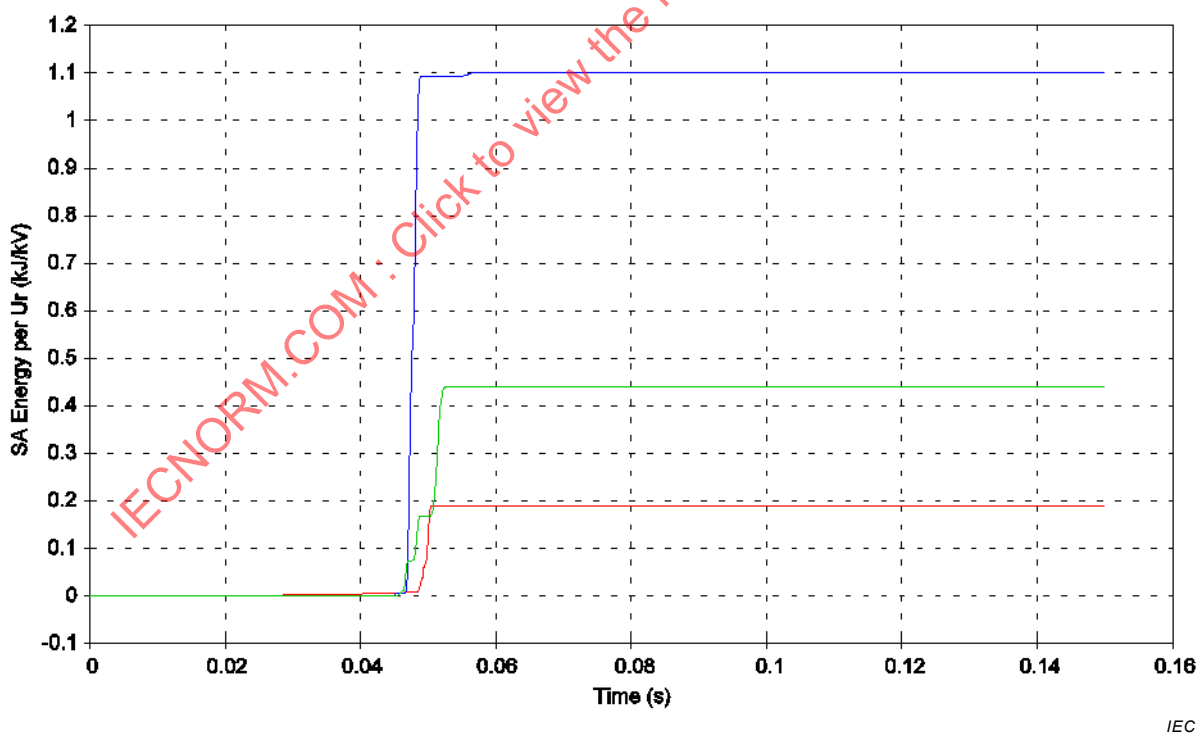


Figure I.16 – Cumulative energy (W_{th}) for 145 kV system simulation (kJ/kV U_r)

Figure I.17 to Figure I.20 show 245 kV high speed line re-energization switching transients with 192 kV surge arresters.

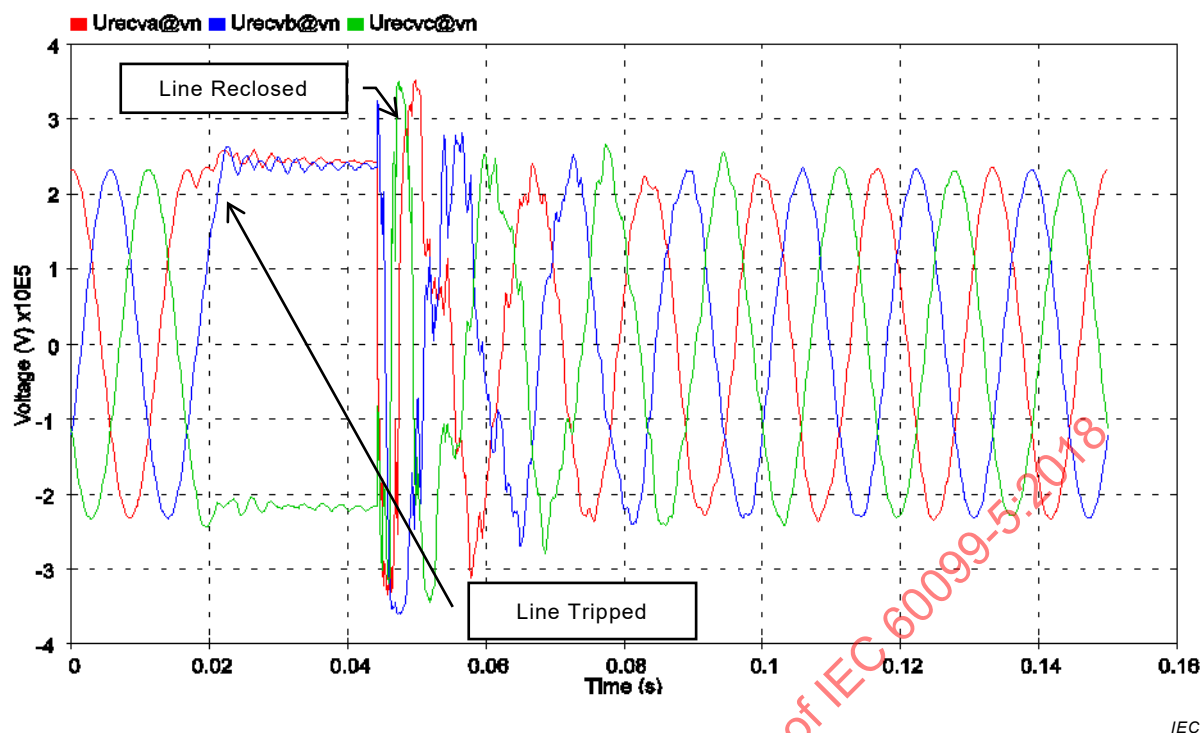


Figure I.17 – U_{ps} for 245 kV system simulation (V x 10⁵)

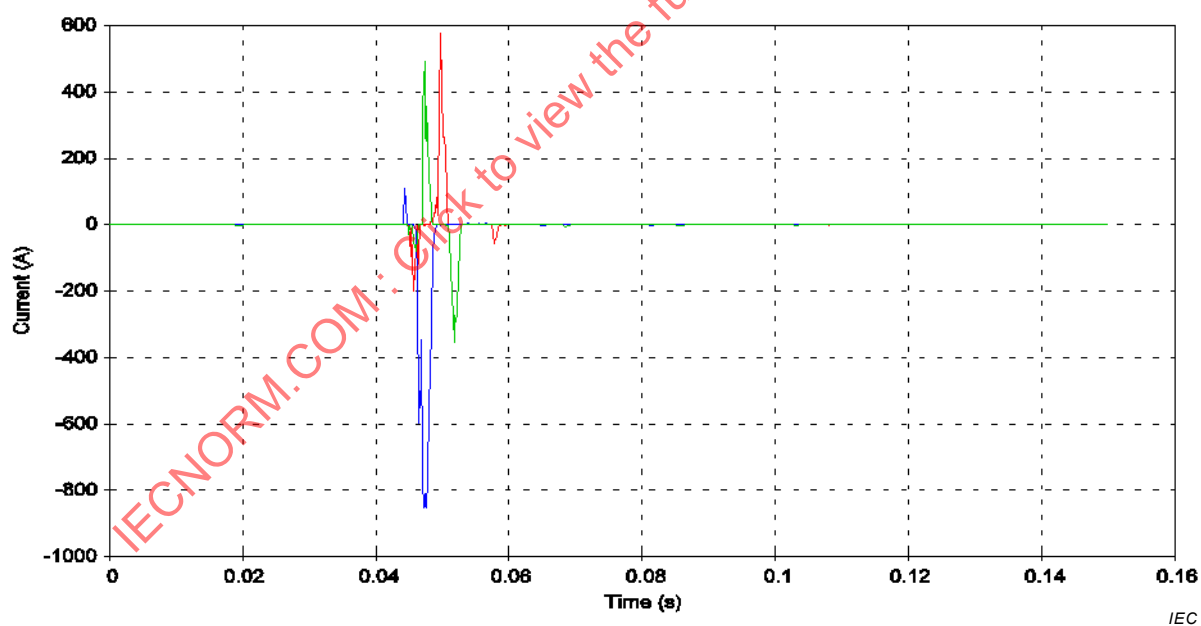


Figure I.18 – I_{ps} for 245 kV system simulation (A)

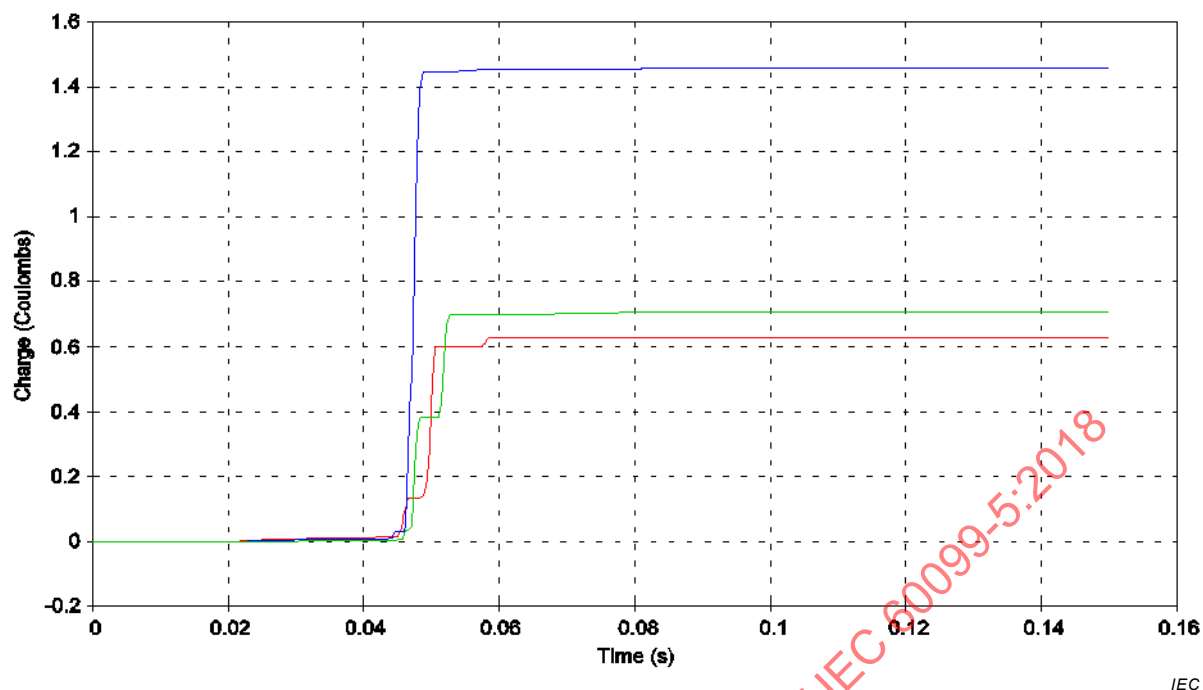


Figure I.19 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 245 kV system simulation (C)

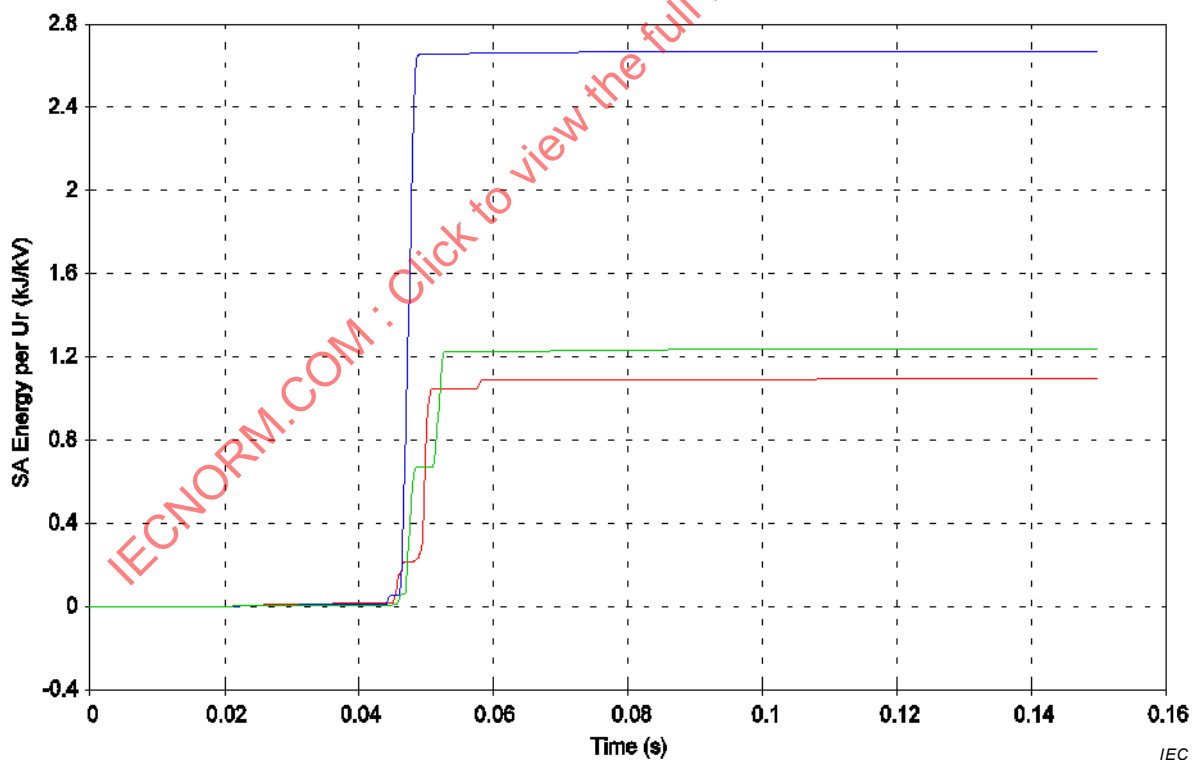


Figure I.20 – Cumulative energy (W_{th}) for 245 kV system simulation (kJ/kV U_r)

Figure I.21 to Figure I.24 show 362 kV high speed line re-energization switching transients with 288 kV surge arresters.

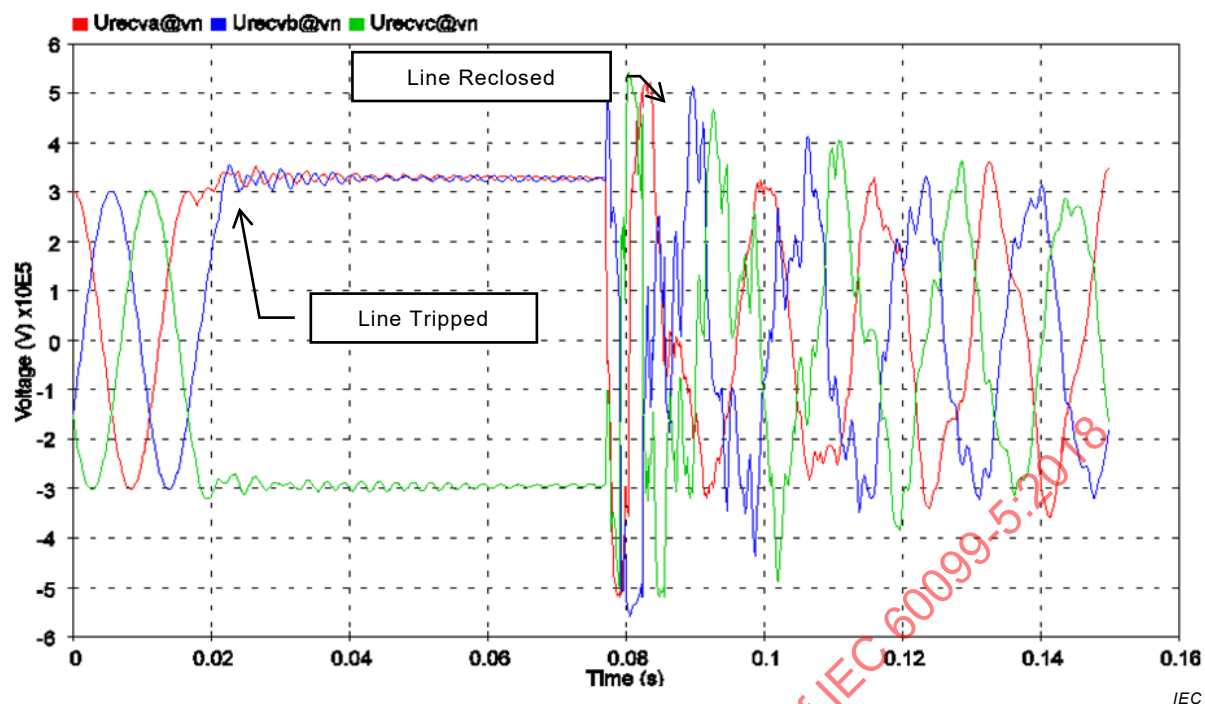


Figure I.21 – U_{ps} for 362 kV system simulation (V x 10⁵)

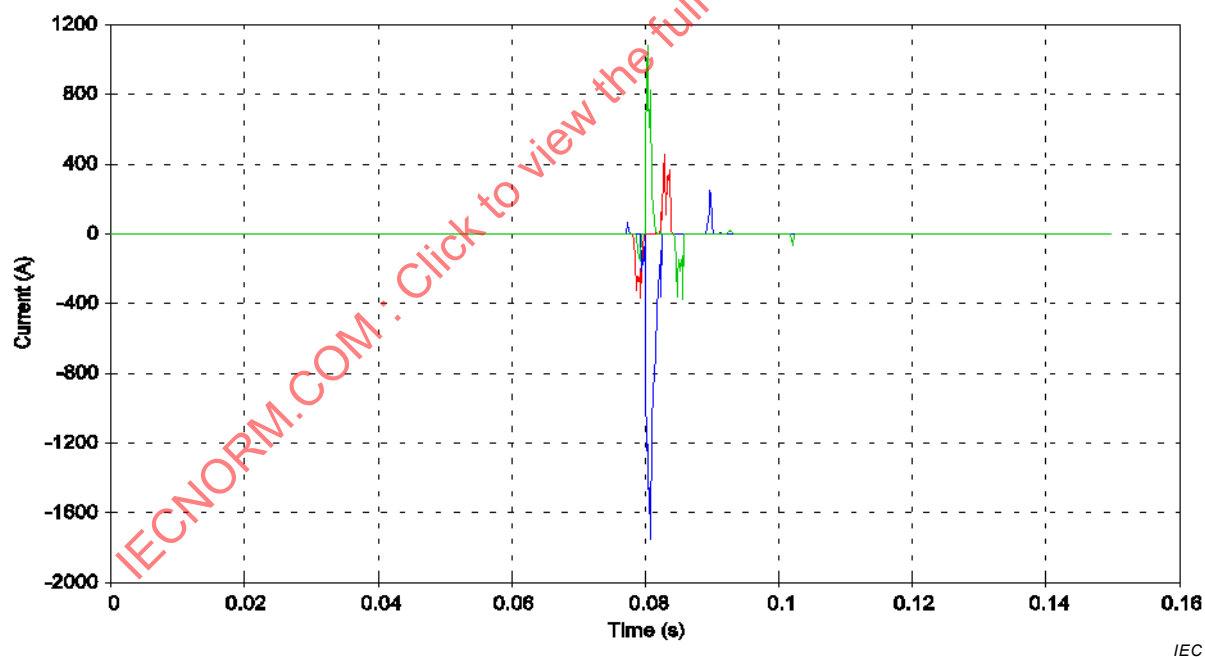


Figure I.22 – I_{ps} for 362 kV system simulation (A)

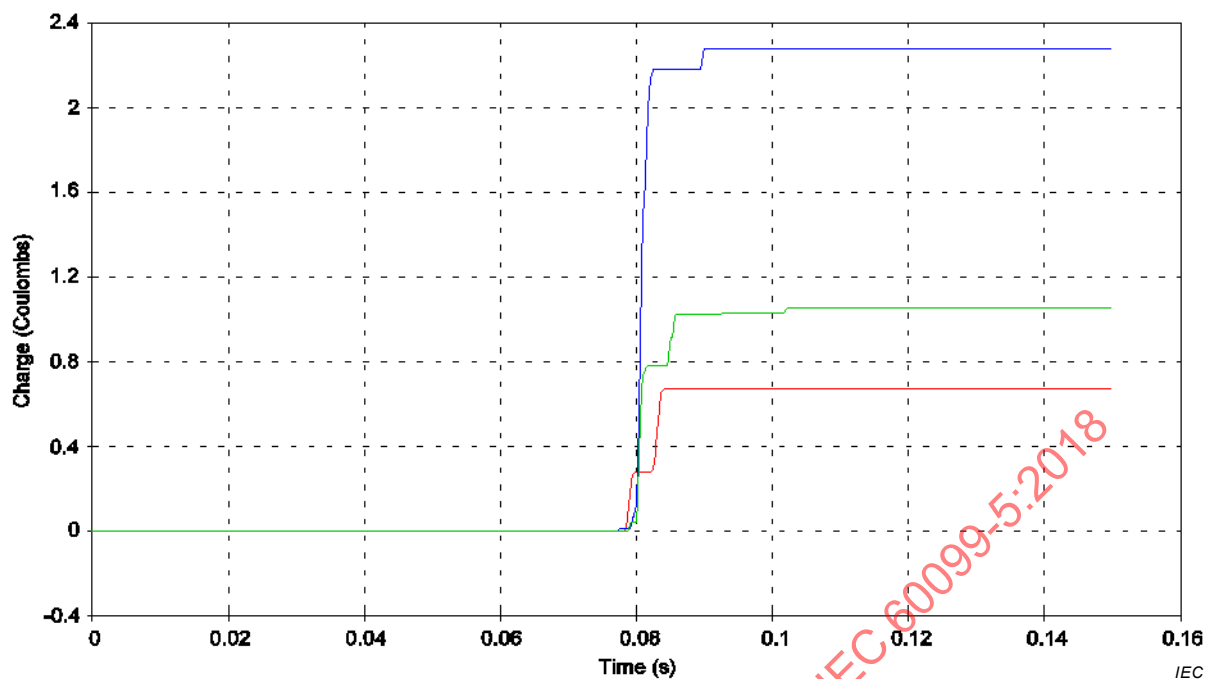


Figure I.23 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 362 kV system simulation (C)

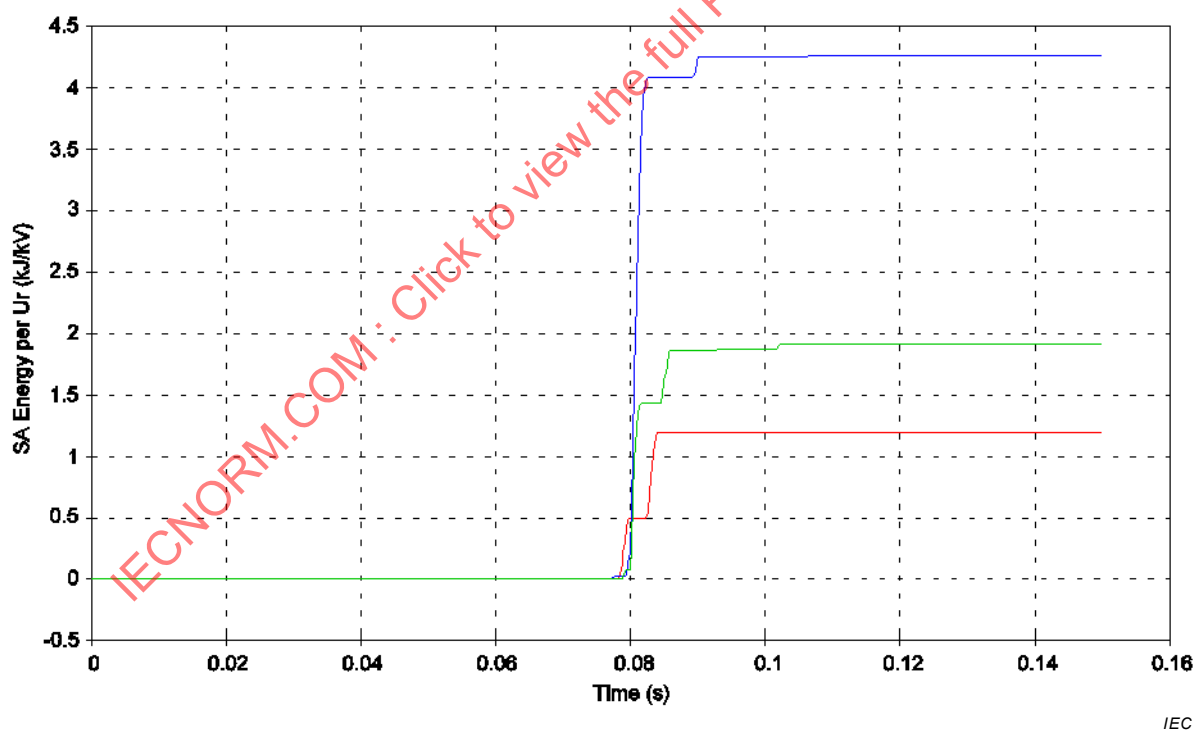


Figure I.24 – Cumulative energy (W_{th}) for 362 kV system simulation (kJ/kV U_r)

Figure I.25 to Figure I.28 show 420 kV high speed line re-energization switching transients with 336 kV surge arresters.

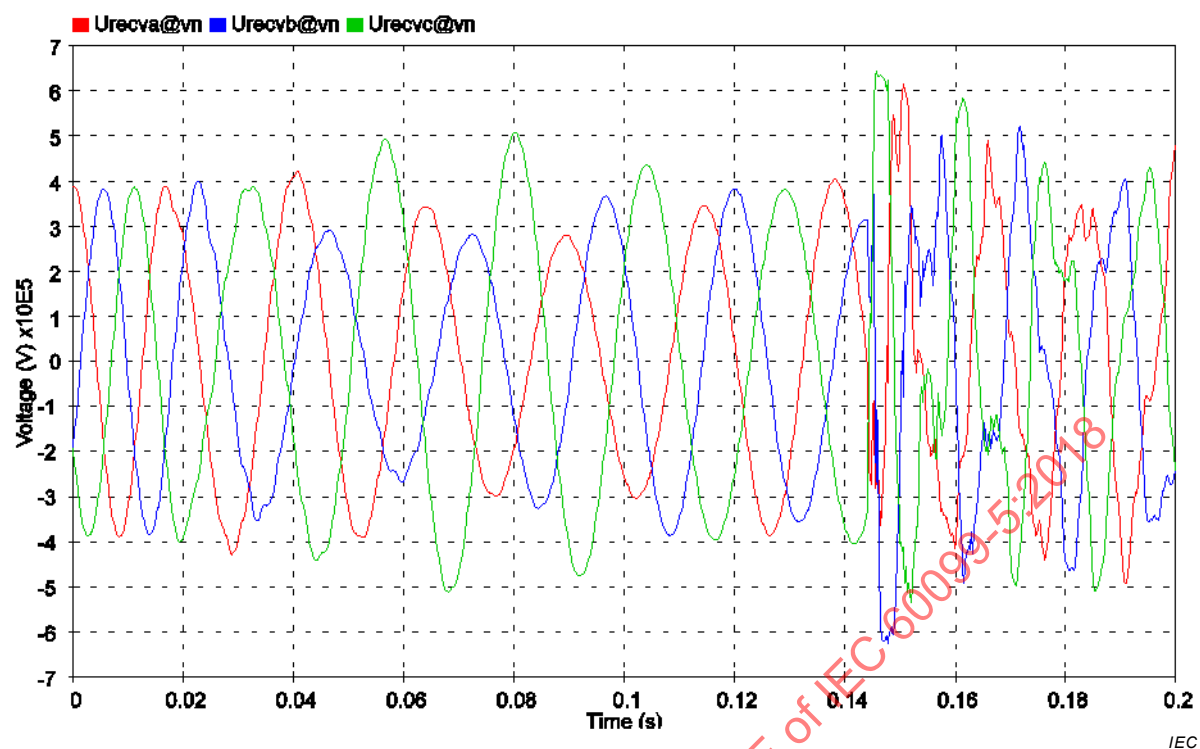


Figure I.25 – U_{ps} for 420 kV system simulation (V x 10⁵)

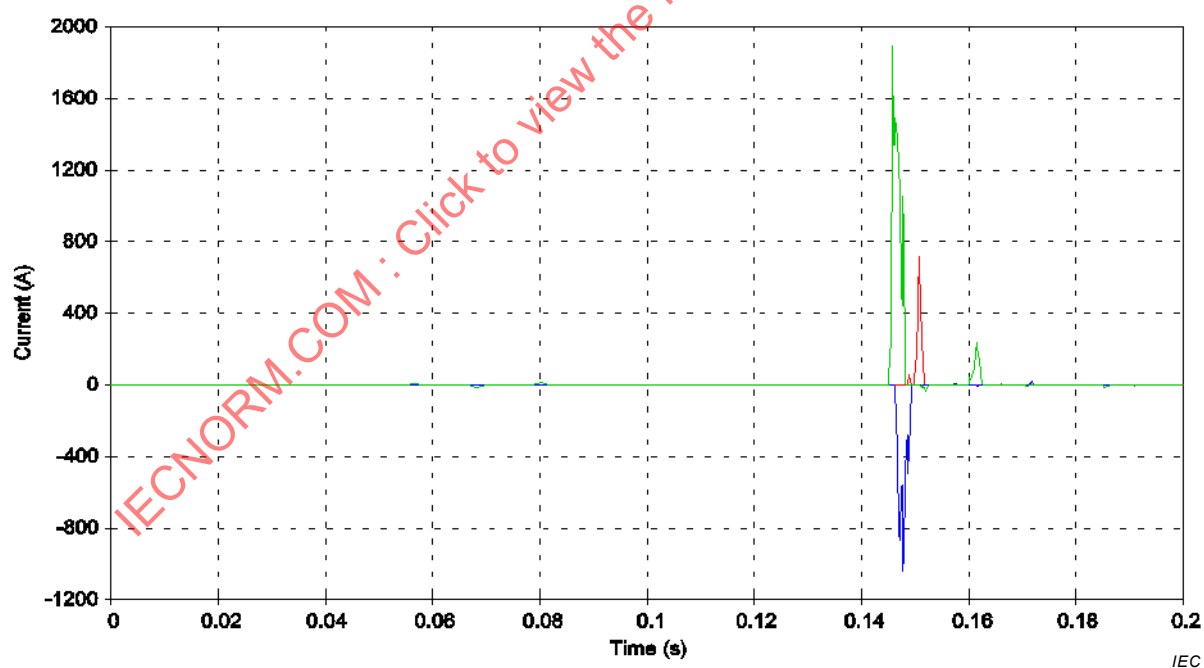


Figure I.26 – I_{ps} for 420 kV system simulation (A)

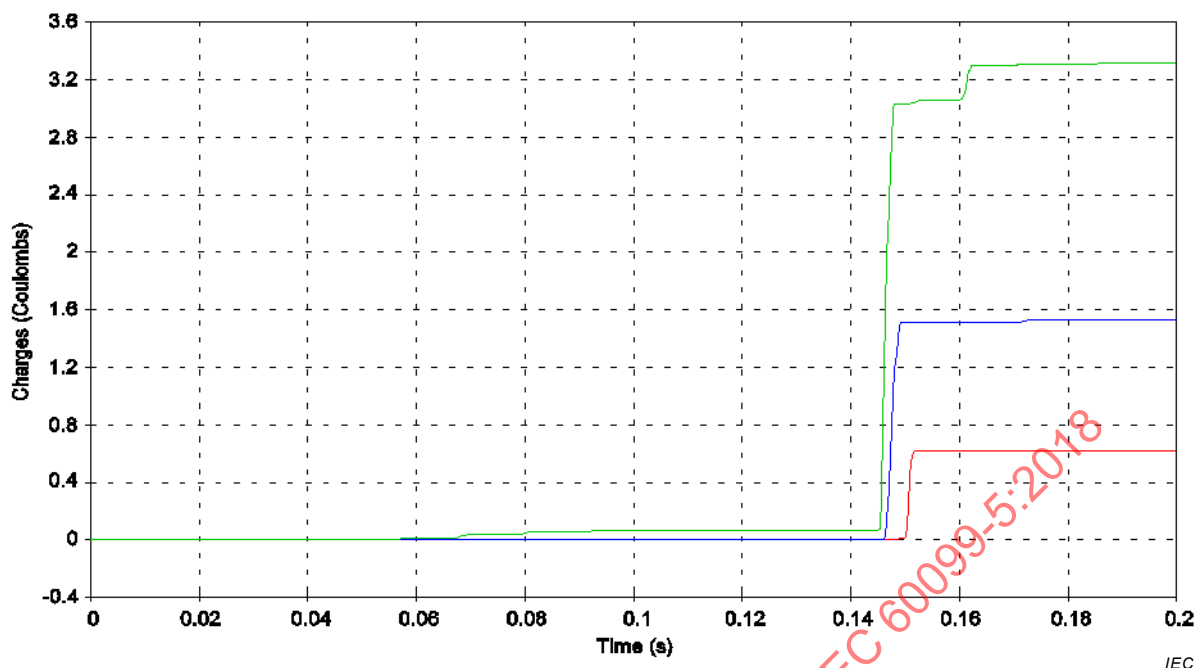


Figure I.27 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 420 kV system simulation (C)

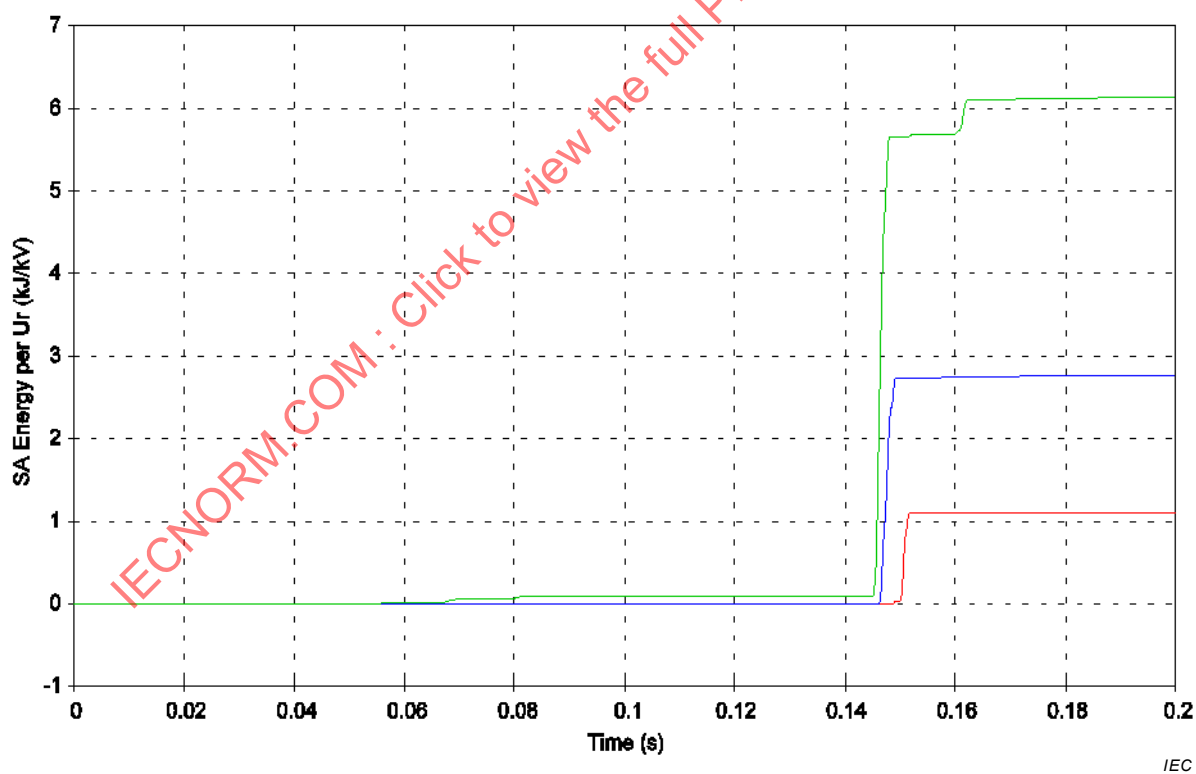


Figure I.28 – Cumulative energy (W_{th}) for 420 kV system simulation (kJ/kV U_r)

Figure I.29 to Figure I.32 show 550 kV high speed line re-energization switching transients with 396 kV surge arresters.

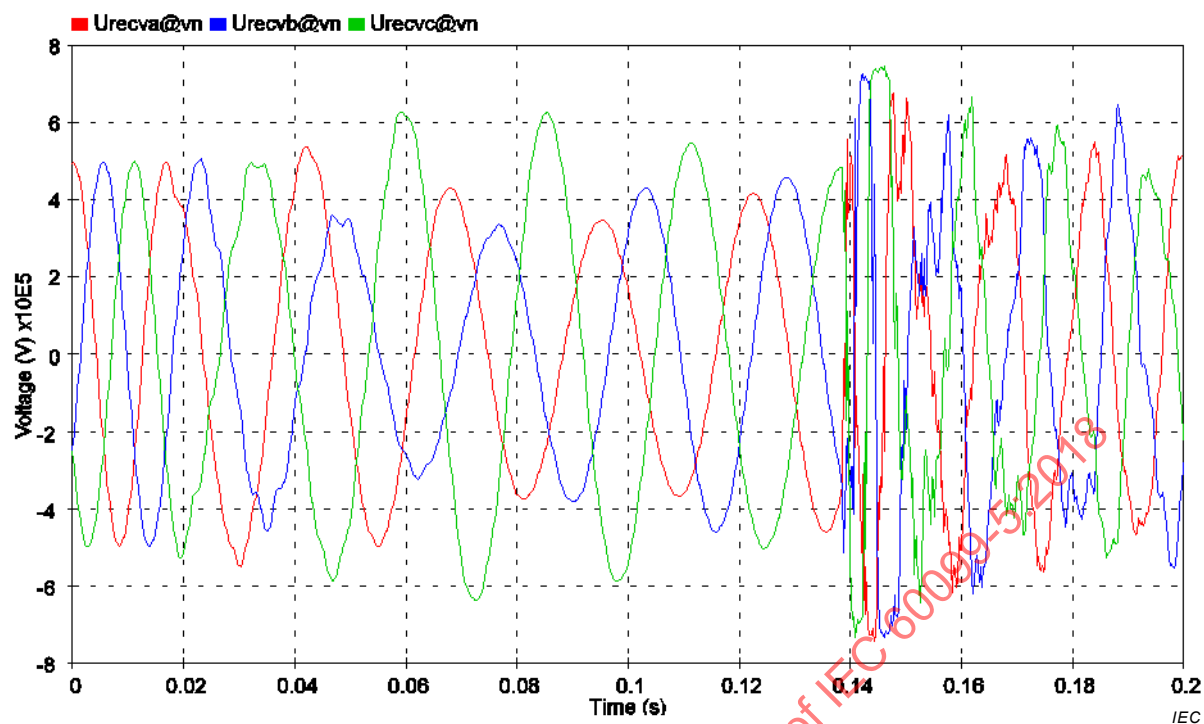


Figure I.29 – U_{ps} for 550 kV system simulation (V x 10⁵)

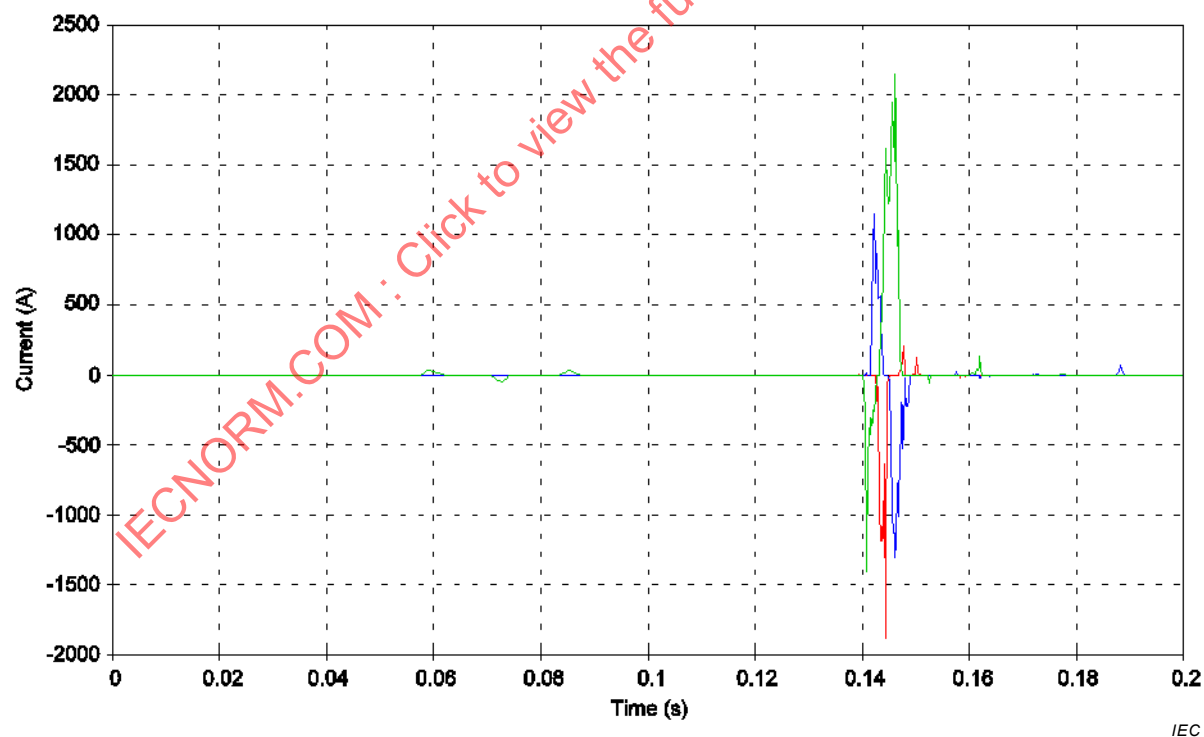


Figure I.30 – I_{ps} for 550 kV system simulation (A)

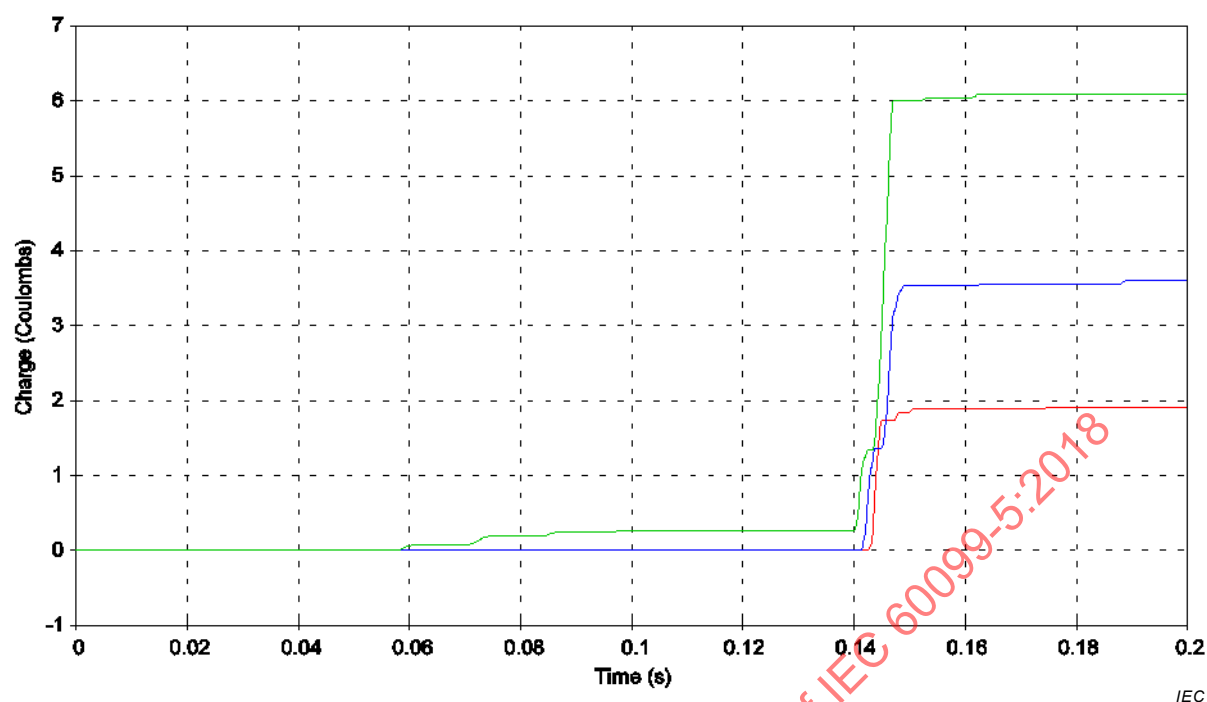


Figure I.31 – Cumulative charge (Q_{rs}) for 550 kV system simulation (C)

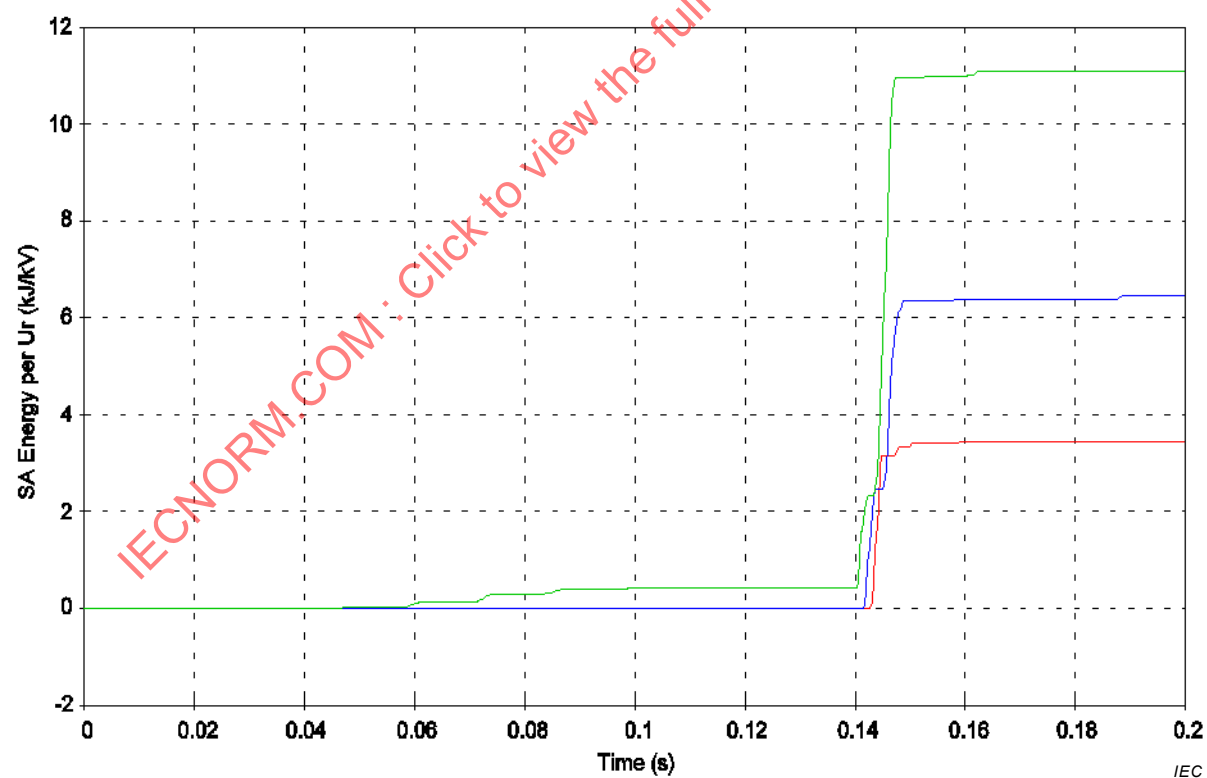


Figure I.32 – Cumulative energy (W_{th}) for 550 kV system simulation (kJ/kV U_r)

Annex J (informative)

End of life and replacement of old gapped SiC-arresters

J.1 Overview

Since the late seventies, gapless metal-oxide arresters have replaced the earlier generation of gapped silicon carbide (SiC) arresters. Despite this, a large number of gapped SiC-arresters still remain in service all over the world. Most of them are now more than 25 years old and rapidly approaching the end of both their economical as well as physical lifetime.

J.2 Design and operation of SiC-arresters

The internal design of SiC-arresters was much more complex than that of today's gapless ZnO-arresters. There were basically two different designs of the gaps, passive or active gaps. The active gaps could take up higher energies achieved by magnetically moving the arc away from the sparkover point, in order to be as long as possible so that resealing started before the zero-passage of the power frequency current. The magnetic forces came from inductances in series with the gaps. Active gap designs were typically used for all EHV installations, for long transmission lines and capacitor banks used at lower system voltages. Passive gaps were typically using a design of simple electrode plates. All SiC-arresters did have to reseal at the first zero passage of the power frequency current otherwise, the gaps could never reseal, and the arrester would be short-circuited.

The continuous service voltage was taken up by the gaps, as the SiC varistors could not withstand it. The SiC arresters are designed so that if one small gap sparked over, the sparkover of the remaining gaps would follow. The sparkover voltage is usually a few kV per gap. Hence, grading components were used in order to ensure good voltage grading across the individual gaps inside the gap stacks as well as for achieving a uniform voltage distribution along the total height of multi-unit arresters. The grading components were typically small SiC-resistors and ceramic capacitors.

There was also a limitation in voltage stress across the internal components so that for high-voltage arresters the internal stack had to be built in a zigzag pattern, in order to reduce the arrester height. This, then, led to significantly larger diameter porcelains, compared to those used for ZnO-arresters, especially for EHV arresters. A typical internal SiC-stack with active gaps is shown in Figure J.1. The internal stacks were then put in porcelain housings with flanges, sealed with special gaskets. In order to avoid corrosion on the electrodes of the gaps each porcelain unit was sealed off with a closed inert atmosphere, mostly dry nitrogen although some designs used dry air.

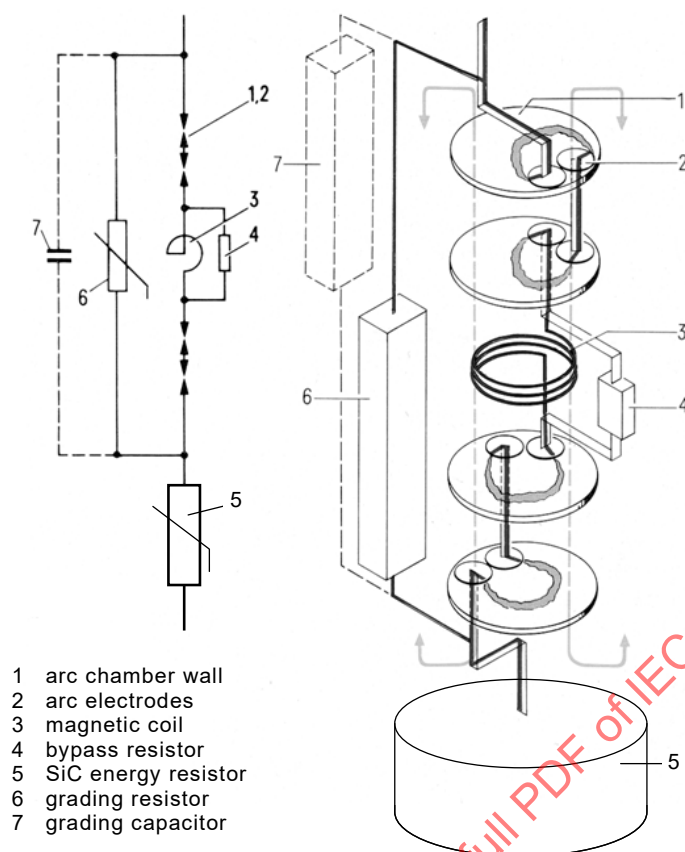
J.3 Failure causes and aging phenomena

J.3.1 General

There are many potential causes for possible malfunction and/or failure because of the number of components used for these arresters.

J.3.2 Sealing problems

This has been the most common failure reason for SiC arresters, a typical construction of which is illustrated in Figure J.1. Not only do gaskets/seals become brittle and aged over time, but also the whole sealing system was not designed for more than 20 to 30 years lifetime depending on the flange design. Following moisture ingress, the arrester fails due to internal corona and tracking.



IEC

Figure J.1 – Internal SiC-arrester stack

J.3.3 Equalization of internal and external pressure and atmosphere

Even if the gaskets operate well, just by diffusion, the internal gas will escape after some 25 years. Moisture ingress by diffusion of oxygen and humidity will contaminate or change the original atmosphere and cause internal corona and tracking which may lead to sparkover for TOV or even at operating voltage. This, in turn, results in arrester failure, as the gaps will never be able to reseal.

Some arrester designs were also filled with a slight overpressure in order to facilitate leakage detection. If the actual outer air pressure is different from the originally filled, equalization of pressure may lead to internal corona affecting operation of the arrester and/or diminish the protection margins for the equipment. For operation at high altitudes, the arresters are designed and constructed with a lower internal pressure at the manufacturing stage.

J.3.4 Gap electrode erosion

This is a dangerous phenomenon as this may cause the sparkover voltage of the arrester to either increase or decrease. Therefore, even if the arrester does not actually fail, it may no longer ensure the adequate protective margins as it did originally.

Electrode erosion can have two causes; firstly, the number of arrester operations alone may change the electrode performance. Typically, a gapped arrester should not see more than 50-100 sparkover with significant surge currents involved. Secondly, since the sealing system will allow change of internal atmosphere in 20 to 25 years for these arresters; after which humidity may start to corrode the electrodes, and this is expected to influence all SiC-arresters after the expected lifetime.

J.3.5 Ageing of grading components

The characteristics of both grading resistors and grading capacitors change over time, leading to possible changes of the sparkover voltage. Sparkover voltage may either increase or decrease, causing the same risks as for electrode erosion. Field experience has shown that direct failures are more likely to occur on the grading capacitors than on the grading resistors. However, ageing was observed for both types of grading elements. When these arresters were designed, there was no requirement of any ageing test of the grading components, which all are under the continuous voltage stress of the service voltage (equivalent of U_c today). Very few of these components would pass today's 1 000 hours ageing test used for ZnO-blocks without change of characteristics.

J.3.6 Changed system conditions

Changed system conditions will influence the performance of SiC-arresters. Typical changes that do influence them are installation of capacitor banks and/or line expansion. In general, SiC-arresters do not have a good performance for energy discharges from capacitor banks. As a result, the gaps must be able to reseal which they can only achieve at zero power frequency current. As a consequence of the discharge, they will take both the whole energy from the capacitor discharge as well as the follow current from the service voltage. Furthermore, their energy capability for capacitor discharges is significantly lower than that of ZnO-arresters, which is further limited in high energy applications since SiC-arresters cannot share any energy between them. Expanding and/or strengthening the system may increase the short-circuit current of the system beyond the original arrester requirement and capability. Line extension will increase the line discharge energy from line switching, and may demand a higher IEC line discharge class than was originally specified.

J.3.7 Increased pollution levels

The characteristics that sparkover of one of the small gaps triggered a total sparkover of the arrester made them very sensitive to pollution events as the scintillations on the porcelain surface could easily trigger the sparkover of one internal gap. Therefore, an increase of industrial pollution or use of fertilizers in farming area, presents a potentially high risk of arrester failures.

J.4 Possibility to check the status of the arresters

Permanent monitoring is not a reasonable approach. In general, monitoring schemes are not economically viable. Costs for monitoring procedures can easily be higher than upgrading to new ZnO arresters. In addition, when the arresters have been in-service for over 20 years, replacement will still be needed in the near future.

If checking of the arresters is decided upon the recommended procedures is to check some arresters from a population and make a decision from the test result. Power-frequency voltage sparkover tests are recommended as a minimum. The arresters should be opened to check the status of grading component and gaps and traces for sealing problems. A replacement plan is made based on the investigation. The arresters tested must not be returned to the field. Cost for investigations should be compared with replacement costs and the importance and number of the old arresters considered.

Strategy could include make, type, manufacturing year, importance of installation, consequence of a failure.

J.5 Advantages of planning replacements ahead

J.5.1 General

A well-planned replacement programme gives many advantages.

J.5.2 Improved reliability

Lower protection levels with ZnO-arresters, which gives better safety margins and/or increased protective distances. No steep overvoltage spikes from gap sparkover.

Minimising unplanned outages due to arrester malfunction.

J.5.3 Cost advantages

Prolonging lifetime of old transformers. Some utilities estimate this to be about 7 years longer lifetime.

Cost savings by avoiding emergency exchange of failed old arresters compared to planned replacements.

J.5.4 Increased safety requirements

Arresters are the first line of protection against system events of low probability for which the systems designed withstand capability is exceeded. They still protect the system from overvoltages but will see energies beyond their capability. In this case, the arrester will fail by an internal short-circuit. Arresters are designed to fail in a non-violent way verified by pressure relief or short-circuit tests as specified in the relevant IEC arrester standards. However, the requirements in these old standards for SiC-arresters were much less stringent than current IEC specifications, so old arresters may not function satisfactorily for all short-circuit currents. In particular very long units may represent a high risk. Beware that even today arresters can be sold with a zero claimed short-circuit rating, but a 1 second test is still required with any current per IEC 60099-4. Note also that for some arresters manufactured before 1970, some arrester designs, especially for lower system voltages, were not provided with any pressure-relief mechanism for safe operations during an internal short-circuit. Such arresters will likely fail violently in the event of malfunction.

The design of arrester is however, such that there is;

- Less risk for personnel injury in the event of a catastrophic arrester failure;
- Less risk for damage to nearby equipment in the event of a catastrophic arrester failure.

J.6 Replacement issues

J.6.1 General

All old SiC-arresters cannot be exchanged at the same time, so it is important to prioritise the replacement in such a way that risks and planned outages are minimised. Whenever there is a planned maintenance outage at an older substation, it is advisable to check if there are any old type arresters that should be replaced.

J.6.2 Establishing replacement priority

The following priority replacement list may be used as guidance;

- Arresters without pressure relief
- All critical installations should be exchanged first. There have been cases when nuclear plants, which mostly were built during the SiC arrester-era, have been shut down due to failures of old SiC-arresters.
- Systems/lines where capacitor banks have been added afterwards, since the nearby arresters may not be dimensioned to handle actual capacitor discharges.
- Installation with very old arresters, since the statistical chance of a malfunction is higher for those.

- Systems/lines with changed operation conditions like new industrial pollution or longer lines.
- Installations with old equipment that, since new MO arresters can actually extend the lifetime of plant e.g. old transformers.

J.6.3 Selection of MO arresters for replacement installations

If specifications for gapless MO arresters exist for the actual system voltages, this should be used. Otherwise, for specific applications the following guidelines are helpful:

- Selection of rated voltage: Usually, the same rated voltage as for the SiC-arrester can be selected. The only exception might be for unearthed systems, having high TOV-requirements. In this case, a slightly higher rated voltage should be selected.
- Selection of charge transfer rating, Q_{rs} and rated thermal energy, W_{th} : Unless shunt banks have been added or the system has been extended, there is no need to change the energy requirements. Whenever system conditions have changed, a revised arrester specification is recommended.
- Mechanical considerations: Today's MO arresters will most likely be both shorter and have a smaller porcelain diameter and hence a smaller drilling plan than the old SiC-arresters. These larger diameter porcelain housings may have started already at 145 kV systems and above, due to the complexity of the internal structure. Manufacturing of adapter-plates in advance will facilitate to use existing drilling plans.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

Bibliography

- [1] G.N. Alexandrov, "Methods of Choosing Insulation for Distribution Networks with the View to Reliable Operations in the Presence of Internal Voltage Surges", Energetika, No. 7, 1962
- [2] G.W. Brown, "Designing EHV Lines to a Given Outage Rate – Simplified Techniques" IEEE Trans. On PA&S, Apr. 1978
- [3] C.F. Wagner, G.D. McCann and C.M. Lear, "Shielding of Substations", AIEE Trans 1942
- [4] R.H. Lee, "Lightning Protection of Buildings", IEEE Trans. On Industry and Applications, May/Jun 1979
- [5] A.M. Mousa, "Shielding of HV and EHV Substations", IEEE Trans on PA&S, 1976
- [6] A.R. Hileman, C.L. Wagner, R.B. Kisner, "Open Breaker Protection of EHV Systems", IEEE Trans. On PAS, 1969]
- [7] A.R. Hileman, "Insulation Co-ordination for Power Systems", Marcel Dekker
- [8] CIGRÉ Technical Brochure TB 362, December 2008: "Technical requirements for substation equipment exceeding 800 kV AC"
- [9] China 2006, ACTECH006, "Study on Insulation Co-ordination in 1000kV UHV AC Transmission Project"
- [10] China 2006, ACTECH007, "Study on Overvoltage and Insulation Co-ordination for 1000 kV AC Transmission System"
- [11] IEC/CIGRE UHV symposium Beijing 18-21 July 2007, paper 2-5-1. "Development of 1100 kV AC GIS-arrester and the Verification Tests"
- [12] IEC/CIGRE UHV symposium Beijing 18-21 July 2007, paper 2-5-1. "MO surge arresters for systems above 550 kV – Experience and challenges for the future"
- [13] A3-07(WG22)141 "Italian 1000 kV project" by E. Colombo
- [14] Brunke J., Legate A., Ray J., Yasuda E.: 'Elimination of closing resistors on EHV circuit breakers' IEEE Trans. Power Delivery Vol.3, No. 1 January 1988, p 223 ff
- [15] Stenstrom L., Mobedjina M.: 'Limitation of switching overvoltages by use of transmission line arresters' Paper 30, CIGRÉ conference Zagreb 1998
- [16] Musa Y.I, Jagtiani A.S, Stenstrom L, Johnnerfelt B, Khan A, ...a.o.: 'Application of 800 kV SF₆ dead tank circuit breakers with transmission line arresters to control switching transient overvoltages' IEEE Trans. Power delivery, Vol.17, Issue 4, Oct. 2002, p 957-962
- [17] Smith, S. D., Dugan, R. C., "Low-Voltage-Side Current-Surge Phenomena in Single-Phase Distribution Transformer Systems," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, April 1988, pp. 637-647
- [18] Burger U.: 'Surge Arresters with Spark Gaps', In 'Surges in High Voltage Networks', Edited by K. Ragaller, PLENUM PRESS, New York, pp.251-282, 1980

- [19] Matsuoka M., Matsuyama T. and Iida Y.: 'Voltage Nonlinearity of Zinc Oxide Ceramics Doped with Alkali Earth Metal oxide', Japanese Journal of Applied Physics, Vol.8, pp.1275-1276, 1969
- [20] Kobayashi M., Mizuno M., Aizawa T., Hayashi M and Mitani K: 'Development of Zinc Oxide Non-Linear Resistors and their Applications to Gapless Surge Arresters', IEEE Trans. PAS, Vol.PAS-97, No.4, pp.1149-1158, 1978
- [21] Sweetana A., Gupta T., Carlson W., Grekila R., Kunkle N. and Osterhout J.: 'Gapless Surge Arresters for Power systems Applications Vol.1: Development of 500 and 1200 kV Arresters', EPRI EL 3166, Vol.1, Project 657-1, Final Report, September 1983
- [22] Blatter G. and Greuter F.: 'Carrier Transport through Grain Boundaries in Semiconductors', Physical Review B, Vol.33, No.6, pp.3952-3966, 1986
- [23] Hileman A.R., Roguin J., Weck K.H.: 'Metal oxide surge arresters in AC systems, Part V: Protection performance of metal oxide surge arresters', Electra, No.133, pp.132-144, 1991
- [24] Haddad, A. "Surge arresters" in "Advances in high voltage engineering", Chapter 5: in Haddad, A. and Warne, D. (Eds.) IEE, 2004, pp. 191-255
- [25] Elovaara J., Foremann K., Schei A., Völcker O.: "Metal-oxide surge arresters in a.c. systems". Part 3: "Temporary overvoltages and their stresses on metal-oxide surge arresters", ELECTRA 128, pp.114-125, 1989
- [26] Stenström L.: "Metal-oxide surge arresters in a.c. systems" Part 6: "Selection of metal-oxide surge arresters from the standards", ELECTRA 133, pp.146-165, 1990
- [27] Schei A., Ekström A.: "Stresses on metal-oxide surge arresters in HVAC and HVDC systems by temporary and transient overvoltages and related tests", CIGRÉ Report 33-13, 1986
- [28] IEEE working group 3.4.11: 'Modelling of metal oxide surge arresters' Transaction on Power Delivery, Vol.7, No.1, pp.302-309, 1992
- [29] A. Schei, B. Hansen, K. Arijord, Resistive Leakage Current Measurements on Metal Oxide Surge Arresters in Service – Measuring Equipment and Results from Measurements in 145kV and 300kV Stations, Report No. 140-01, CIGRÉ Symposium, Berlin, 1993
- [30] Lundquist J, Stenstrom L, Schei A, Hansen B: 'New method for measurement of the resistive leakage currents of metal oxide surge arresters in service', IEEE Trans. On Power delivery, Vol.5, No.4, pp.1811-1819, 1990
- [31] Shirakawa S, Endo F, Kitajima H, Kobayashi S, Kurita K, Goto K, Sakai M: 'Maintenance of surge arrester by portable arrester leakage current detector,' IEEE Trans. On Power Delivery, Vol.3 No.3, pp.998-1003, 1988
- [32] Deep G S and Nowacki K: 'Measurement of Resistive Leakage Current of Metal –Oxide Surge Arresters', fourth International Symposium on High Voltage Engineering, Paper 64.07, Athens (Greece), 5-9 September 1983
- [33] Naidu SR and Srivastava KD: 'The validity of Circuits for Measuring the Resistive Leakage Current of Zinc Oxide Arresters', 5th International Symposium on High Voltage Engineering, Paper 82.12, Braunschweig (FRG), 24-28 August 1987

- [34] Spellman C., Haddad A.: 'A technique for on-line condition monitoring of ZnO surge arresters', 10th International Symposium on High Voltage Engineering(ISH), Vol.4, pp.151-154, Montreal (Canada), 1997
- [35] Apparatus for detecting degradation of an arrester, European Patent Specification No. 0 228 153 B1
- [36] Maintenance Devices for Surge Arresters, Meiden Review, No. 3, 1989
- [37] Coffeen L.T., McBride J.E.: "High Voltage AC Resistive Current Measurements using a Computer Based Digital Watts Technique", IEEE Trans. On PWRD Vol. 6, No. 2, April 1991
- [38] Kirby P., Erven C.C. and Nigol O.: 'Long Term Stability and Energy Discharge Capacity of Metal Oxide Valve Elements', IEEE Trans. On Power Delivery, Vol.3, No.4, pp.1656-1665, October 1988
- [39] Kirkby P.: 'The Long Term Stability of Valve Elements Used in Metal Oxide Surge Arresters', CEA Report No.199 T 425, July 1986
- [40] Hinrichsen V and Peiser R: 'Simulation of the electrical performance and thermal behaviour of metal oxide surge arresters under AC stress', Fifth International Symposium on High Voltage Engineering, Paper 26.04, Braunschweig (Germany), 1987
- [41] Eda K.: 'Destruction Mechanism of ZnO Varistors Due to High Currents', Journal of Applied Physics, Vol.56, No.10, pp.2948-2955, 1984
- [42] Benzaoua F., Haddad A., Rowlands A.R., Waters R.T.: 'A circuit model for polluted ZnO polymeric surge arresters', 10th International Symposium on High Voltage Engineering(ISH), Vol.3, pp.317-320, Montreal (Canada), 1997
- [43] Richter B., Krause C. and Meppelink J.: 'Measurement of the U-I characteristic of MO-resistors at current impulses of different wave shapes and peak values', Fifth Int. Sym. on High Voltage Engineering., Paper 82.03, Braunschweig (Germany), 1987
- [44] Haddad A., Naylor P., Metwally I., German D.M., Waters R. T.: 'An Improved Non-Inductive Impulse Voltage Measurement Technique for ZnO Surge Arresters', IEEE Trans. On Power Delivery, Vol.10, No.2, pp.778 – 784, 1995
- [45] Tua P.F., Rossinelli M. and Greuter F.: 'Transient response of electrically active grain boundaries in polycrystalline semiconductors', Physica Scripta., Vol.38, No.3, 1988, pp.491-497
- [46] Schmidt W., Meppelink J., Richter B., Feser K., Kehl L. and Qiu C.: 'Behaviour of MO-surge arrester blocks to fast transients', IEEE Trans. On Power Delivery, Vol.4, No.1, 1989, pp.292-300
- [47] CIGRE Brochure 63, 1991, "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines"
- [48] Abdul Malek Z., Haddad A., German D.M., Waters R.T.: 'Current sharing in multi-column surge arresters', 10th International Symposium on High Voltage Engineering(ISH), Vol.5, pp.145-148, Montreal (Canada), 1997

- [49] V. Hinrichsen: Latest Designs and Service Experience with Station-Class Polymer-Housed Surge Arresters; 2003 World Conference on Insulators, Arresters & Bushings, Marbella (Malaga), Spain, November 16-19, 2003, Proceedings pp. 85-96
- [50] W. Schmidt, B. Richter, G. Schett: Metal oxide surge arresters for gas-insulated substations (GIS) – Design requirements and applications; CIGRÉ Paris Session 1992, Report 33-203
- [51] R. Göhler, L. Klingbeil: Special Requirements on Gas-Insulated, Metal-Oxide Surge Arresters; 2006 International Conference on Power System Technology, 22-26 October, 2006 Chongqing, China
- [52] K. Hidaka, Y. Yamagata, Y. Ishizaki, S. Shirakawa, S. Ishibe: Development of 1100 kV ac GIS-arrester and the verification tests; IEC/CIGRÉ UHV Symposium, Beijing 2007-07-23, Report 2-5-2
- [53] W.R. Henning, A D. Hernandez, W.W. Lien: Fault Current Capability of Distribution Transformers with Under-Oil Arresters; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, Nr. 1 1989, 405-412
- [54] M. Ishii, S. Yokoyama, Y. Imai, Y. Hongo, H. Sugimoto, Y. Morooka: Lightning Protection of Pole Mounted Transformer on Japanese MV Lines; CIGRÉ Paris Session 2004, Report C4-305
- [55] M. Reinhard, V. Hinrichsen, B. Richter, F. Greuter (on behalf of CIGRÉ WG A3.17): Energy Handling Capability of High-Voltage Metal-Oxide Surge Arresters – Part 2: A Results of a Research Test Program; CIGRÉ Session 2008, 25. – 29. August 2008, Paris, Report A3-309
- [56] Cigre Technical Brochure TB 544, August 2013: MO Surge Arresters – Stresses and Test Procedures
- [57] Cigre Technical Brochure TB 456, April 2011: “Background of Technical Specifications for Substation Equipment exceeding 800 kV AC”
- [58] J.G Anderson, “ Lightning Protection of EHV- UHV Transmission Lines”, Trans. Line Ref Book EPRI 1975
- [59] CIGRE TF 33-03.03; “Phase-to-phase insulation co-ordination: Part4: The influence of non-standard conditions on the switching strength of phase-to-phase insulation.” ELECTRA 64 1979, pp211-230
- [60] A.J. Eriksson, K.H. Weck, “Simplified procedures for determining representative substation impinging overvoltages”, CIGRE report 33-16, 1988
- [61] CIGRE Paper 33-16 1988 Simplified Procedures for Determining Representative substation impinging Lightning Overvoltages K.H. Weck and A.J. Erickson
- [62] S. Sadovic, R. Joulie, S. Tartier and E. Brocard, “Use of Line Surge Arresters for the Improvement of the Lightning Performance of 63 kV and 90 kV Shielded and Unshielded Transmission Lines”, IEEE Trans. On PWRD Jul 1997, pp 1232-1240
- [63] CIGRE WG 13.02 Joint SC 13 & 33: “Switching Overvoltages in EHV & UHV System with Special References to Closing and Reclosing Transmission Lines”, Electra No. 30 Oct. 1973 pp 70-122

- [64] Jarmo Elovaara, "Risk of Failure Determination of Overhead line Phase-to-earth Insulation Under Switching Surges" ELECTRA SC 33
- [65] ELECTRA SC 13 No. 88, "Transient Recovery Voltages in Medium voltage networks"
- [66] G. Catenacci, "Contribution on the study of the Initial Part of the TRV ", CIGRE WG 13.04 1999 ELECTRA No. 46
- [67] C. Solver, CIGRE WG13.04, "Capacitive Current Switching- State of the Art", ELECTRA No. 155 Aug 1994
- [68] L. Stenstrom & M. Mobedjina, "Guidelines for Selection of Surge Arresters for Shunt Capacitor Banks", ELECTRA No. 159 April 1995
- [69] M. McGranaghan, W. Reid, S. Law, D. Gresham, "Overvoltage Protection of Shunt-Capacitor Banks Using MOV Arresters", IEEE PAS-103 Bi, 8, 1984
- [70] WMC Van Den Heuvel & B.C. Papadimas, "Method for Controlling the OV Produced by Energization of a Shunt Cap Bank ", ELECTRA No. 91
- [71] D.F. Peelo, "Current Interruption Using High-Voltage Air Break Disconnectors", PH.D. Thesis, Eindhoven University of Technology, 2004
- [72] A. Holm, R. Alvinsson, U. Akesson, O. kAlen, "Development of Controlled Switching of Reactors, Capacitors, Transformers and Lines" CIGRE 13-201 1990
- [73] A. Clerici, G. Santagostino, U. Magagnoli, & T. Taschini, "Overvoltages Due to Fault Initiation and Fault Clearing and Their Influence on the Design of UHV Lines, CIGRE Paper 33-17, 1974
- [74] N. Gernay, S. Mastero & J. Vronmona, "Review of Ferro-Resonance Phenomena in High-Voltage Power System and Presentation of a Voltage Transformer Model for Predetermining Them", CIGRE Paper 33-18, 1974
- [75] L. Gebhardt, B. Richter, "*Surge arrester application of MV-Capacitor banks to mitigate problems of switching restrike*", 19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Paper 0639, Vienna, 2007
- [76] H. Suzuki, Y. Ishizaki, K. Tsuge, S. Ishibe, M. Kobayashi, M. Nakajima, K. Izumi: Specific Consideration of Externally Gapped Line Arresters (EGLA); CIGRE C4 Colloquium on Lightning and Power System, Kuala Lumpur, 16-19 May, 2010
- [77] IEC/TR 62271-300, High-voltage switchgear and control gear – Part 300: Seismic qualification of alternating current circuit-breakers
- [78] Cigré Technical Brochure TB 440, December 2010 "Use of Surge Arresters for Lightning Protection of Transmission Lines"
- [79] A Cigré Technical Brochure TB 361, June 2008: "Outdoor insulation in polluted conditions: Guidelines for selection and dimensioning. Part 1 General principals and the AC case"
- [80] D. Goldsworthy, T. Roseburg, D Tziouvaras, J Pope: "Controlled switching oh HVAC circuit breakers: Application examples and benefits" IEEE TP6288, 20070912

- [81] J. He, D. Li, J. Hu, R. Zeng, J/Juan: "Elimination of closing resistors for breakers in 1000-kV UHV system by surge arresters" IEEE Transactions on power delivery, Vol.27, No.4, Oct. 2012
- [82] CIGRE Technical Brochure TB 519, December 2012: "Very fast transient overvoltages (VFTO) in gas-insulated UHV substations"
- [83] CIGRE W.G. 13-02: "Switching overvoltages in EHV and UHV systems with special reference to closing and reclosing transmission lines", ELECTRA **30** (1973) pp. 70-122
- [84] CIGRE WG 33.02: "Phase-to-phase Insulation Co-ordination: Part 1: Switching overvoltages in three-phase systems", ELECTRA **64** (1979) pp. 138-158
- [85] CIGRE WG 33.03: "Phase-to-phase Insulation Co-ordination – Part 2: Switching impulse strength of phase-to-phase external insulation", ELECTRA **64** 1979, pp. 158-181
- [86] Keri, A.J F., Musa Y.I., and Halladay, J.A."Insulation coordination for delta connected transformers," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.9, no.2 pp. 772-780 Apr. 1994

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	202
1 Domaine d'application	204
2 Références normatives	204
3 Termes et définitions	205
4 Principes généraux d'utilisation des parafoudres	216
5 Principes de base des parafoudres et questions liées à leur utilisation	217
5.1 Evolution des dispositifs de protection contre les surtensions	217
5.2 Différents types et modèles de parafoudres et leurs caractéristiques électriques et mécaniques	218
5.2.1 Généralités	218
5.2.2 Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur conformes à l'IEC 60099-4 ...	219
5.2.3 Parafoudres à oxyde métallique avec éclateurs intérieurs en série conformes à l'IEC 60099-6	232
5.2.4 Parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) conformes à l'IEC 60099-8	234
5.2.5 Considérations relatives à l'utilisation	238
6 Coordination de l'isolement et utilisations de parafoudres	253
6.1 Généralités	253
6.2 Présentation de la coordination de l'isolement	253
6.2.1 Généralités	253
6.2.2 Procédure IEC de coordination de l'isolement	254
6.2.3 Surtensions	254
6.2.4 Coordination de l'isolement des lignes: Méthodes d'utilisation des parafoudres	261
6.2.5 Coordination de l'isolement des postes: Méthodes d'utilisation des parafoudres	267
6.2.6 Etudes sur la coordination de l'isolement	272
6.3 Choix des parafoudres	274
6.3.1 Généralités	274
6.3.2 Procédure générale de choix des parafoudres	274
6.3.3 Choix des parafoudres de ligne (LSA)	290
6.3.4 Choix des parafoudres pour la protection des câbles	300
6.3.5 Choix des parafoudres pour les réseaux de distribution – attention particulière	302
6.3.6 Utilisation et coordination des déconnecteurs	304
6.3.7 Choix des parafoudres THT	306
6.4 Conditions normales et spécifiques de service	308
6.4.1 Conditions normales de services	308
6.4.2 Conditions spécifiques de service	308
7 Parafoudres destinés à des utilisations spéciales	312
7.1 Parafoudres pour neutres de transformateurs	312
7.1.1 Généralités	312
7.1.2 Parafoudres pour neutres de transformateurs à pleine isolation	312
7.1.3 Parafoudres pour neutres de transformateurs à isolation non uniforme	313
7.2 Parafoudres entre phases	313
7.2.1 Généralités	313
7.2.2 Montage à six parafoudres	314

7.2.3	Montage à quatre parafoudres (Neptune).....	314
7.3	Parafoudres pour machines tournantes	315
7.4	Parafoudres en parallèle	316
7.4.1	Généralités	316
7.4.2	Combinaison de différentes conceptions de parafoudres	318
7.5	Parafoudres pour manœuvre des condensateurs	318
7.6	Parafoudres pour batteries de condensateurs en série	320
8	Gestion des biens associés aux parafoudres	321
8.1	Généralités	321
8.2	Gestion des parafoudres dans un réseau électrique	321
8.2.1	Base de données des biens	321
8.2.2	Spécifications techniques	321
8.2.3	Pièces de rechange stratégiques	321
8.2.4	Transport et stockage	322
8.2.5	Mise en service	322
8.3	Maintenance	322
8.3.1	Généralités	322
8.3.2	Enveloppe de parafoudre polluée	323
8.3.3	Revêtement des enveloppes de parafoudres	324
8.3.4	Inspection des déconnecteurs installés sur les parafoudres	324
8.3.5	Parafoudres de ligne	324
8.4	Performances et outils de diagnostic	324
8.5	Fin de vie	324
8.5.1	Généralités	324
8.5.2	Parafoudres GIS	325
8.6	Mise au rebut et recyclage	325
Annexe A (informative) Détermination des surtensions temporaires dues aux défauts à la terre		326
Annexe B (informative) Pratique courante		330
Annexe C (informative) Techniques de modélisation des parafoudres pour études portant sur la coordination de l'isolement et les exigences énergétiques		331
C.1	Modèles de parafoudres pour simulations de chocs	331
C.2	Application aux études portant sur la coordination de l'isolement	332
C.3	Synthèse des propositions de modèles de parafoudres à utiliser pour les applications de choc	333
Annexe D (informative) Indicateurs de diagnostic de parafoudres à oxyde métallique sous tension		334
D.1	Généralités	334
D.1.1	Vue d'ensemble	334
D.1.2	Indicateurs de défaut	334
D.1.3	Déconnecteurs	334
D.1.4	Compteurs de décharges	335
D.1.5	Eclateurs de surveillance	335
D.1.6	Mesures des températures	335
D.1.7	Mesures du courant de fuite des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur	335
D.2	Mesure du courant de fuite total	341
D.3	Mesure du courant de fuite résistif ou des pertes actives	342
D.3.1	Généralités	342

D.3.2	Méthode A1 – Utilisation du signal de tension utilisé comme référence.....	342
D.3.3	Méthode A2 – Compensation de la composante capacitive par utilisation d'un signal de tension	344
D.3.4	Méthode A3 – Compensation de la composante capacitive sans utiliser de signal de tension.....	345
D.3.5	Méthode A4 – Compensation capacitive en combinant le courant de fuite des trois phases.....	345
D.3.6	Méthode B1 – Analyse du troisième harmonique.....	346
D.3.7	Méthode B2 – Analyse du troisième harmonique avec compensation des harmoniques de la tension	347
D.3.8	Méthode B3 – Analyse de l'harmonique de premier ordre	347
D.3.9	Méthode C – Détermination directe des pertes actives.....	347
D.4	Informations sur le courant de fuite fournies par le fabricant du parafoudre.....	347
D.5	Récapitulatif des méthodes de diagnostic	349
Annexe E (informative) Données types nécessairement fournies par les fabricants pour le choix approprié des parafoudres		351
Annexe F (informative) Tensions résiduelles maximales types pour les parafoudres à oxyde métallique sans éclateur conformément à l'IEC 60099-4		352
Annexe G (informative) Réduction de la raideur de l'onde incidente avec capacité supplémentaire d'onde aux bornes de ligne		353
G.1	Généralités	353
G.2	Facteur de réduction de la raideur	353
G.3	Capacité équivalente associée aux fronts d'onde incidente	355
G.3.1	Généralités	355
G.3.2	Exemples de modification de la raideur de l'onde incidente, f_s , en utilisant des paramètres de circuit 550 kV et 245 kV types.....	357
G.3.3	Variation de la tension de tenue de coordination, U_{CW} , avec la réduction de raideur, f_s :	358
G.4	Modèles EMTP & de charge des condensateurs pour les comparaisons de variation de la raideur à la borne ouverte de ligne.....	358
G.5	Raideur type ($S_0 = 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$), comparaisons des variations avec C_0 et C_s	359
G.6	Raideur plus rapide ($2000 \text{ kV}/\mu\text{s}$), comparaisons des variations avec C_0 et C_s	361
Annexe H (informative) Comparaison de l'ancien système de classification de l'énergie qui repose sur les classes de décharge de ligne avec le système de classification actuel qui repose sur les caractéristiques assignées d'énergie thermique pour les essais de fonctionnement et sur les caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives pour les énergies répétitives d'un seul événement		364
H.1	Généralités	364
H.2	Exemples	367
Annexe I (informative) Estimation des charges et des énergies cumulées des parafoudres lors d'une manœuvre de ligne		372
I.1	Méthode simplifiée d'estimation des énergies de manœuvre de ligne d'un parafoudre	372
I.1.1	Introduction	372
I.1.2	Étapes de calcul de la méthode simplifiée	374
I.1.3	Impédances d'onde types d'une ligne avec conducteurs en faisceau	375
I.1.4	Surtensions présumées de choc de manœuvre	376
I.1.5	Utilisation de l'IEC 60099-4:2009 pour obtenir des valeurs d'impédances d'onde et de surtensions présumées	377

I.2	Exemple de charge et d'énergie calculées à l'aide des paramètres de décharge de ligne	378
I.3	Exemples d'énergie de manœuvre de ligne d'un parafoudre.....	382
I.3.1	Généralités	382
I.3.2	Cas 1: 145 kV	386
I.3.3	Cas 2: 242 kV	387
I.3.4	Cas 3: 362 kV	387
I.3.5	Cas 4: 420 kV	387
I.3.6	Cas 5: 550 kV	388
Annexe J (informative) Fin de vie et remplacement des anciens parafoudres SiC avec éclateur		406
J.1	Vue d'ensemble	406
J.2	Conception et fonctionnement des parafoudres SiC	406
J.3	Causes de défaillance et phénomènes de vieillissement	406
J.3.1	Généralités	406
J.3.2	Problèmes d'étanchéité	407
J.3.3	Egalisation des pressions interne et externe et de l'atmosphère	407
J.3.4	Erosion des électrodes des éclateurs	407
J.3.5	Vieillessement des éléments de répartition	408
J.3.6	Modification des conditions de réseau	408
J.3.7	Augmentation des niveaux de pollution	408
J.4	Possibilité de vérification de l'état des parafoudres	408
J.5	Avantages d'une planification des remplacements à long terme	409
J.5.1	Généralités	409
J.5.2	Meilleure fiabilité	409
J.5.3	Avantages financiers	409
J.5.4	Exigences de sécurité renforcée	410
J.6	Questions liées au remplacement	410
J.6.1	Généralités	410
J.6.2	Etablissement d'une priorité de remplacement	410
J.6.3	Choix des parafoudres à oxyde métallique pour les installations de remplacement.....	411
Bibliographie.....		412
Figure 1 – Exemple de parafoudres GIS de type trois colonnes mécaniques/ une colonne électrique (milieu) et une colonne (gauche) et trajet de courant du modèle à trois colonnes mécaniques/une colonne électrique (droite)		226
Figure 2 – Parafoudre pour prise type		227
Figure 3 – Modèles de parafoudre à oxyde métallique avec éclateur intérieur		233
Figure 4 – Composants d'un EGLA conformément à l'IEC 60099-8		235
Figure 5 – Montage type d'un parafoudre de 420 kV		240
Figure 6 – Exemples de parafoudres THT et HT avec anneaux de garde et anneaux couronne		241
Figure 7 – Même type de parafoudre monté sur un socle (gauche), suspendu à une structure en acier mise à la terre (milieu) ou suspendu à un conducteur de ligne (droite).....		242
Figure 8 – Installations sans mât de mise à la terre (réseaux de distribution).....		244
Figure 9 – Installations avec mât de mise à la terre (postes haute tension).....		244
Figure 10 – Définition des charges mécaniques conformément à l'IEC 60099-4:2014		247

Figure 11 – Parafoudre de distribution avec déconnecteur et potence d'isolation	248
Figure 12 – Exemples de principes de connexion appropriés et inappropriés des parafoudres de distribution	250
Figure 13 – Tensions types et exemple de durée pour des réseaux mis à la terre de différentes manières	256
Figure 14 – Surtensions types entre phase et terre observées dans les réseaux de puissance	257
Figure 15 – Caractéristiques tension-courant des parafoudres	258
Figure 16 – Choc de foudre direct sur un conducteur de phase avec parafoudre de ligne	263
Figure 17 – Choc de foudre sur un câble de garde ou un pylône avec parafoudre de ligne	264
Figure 18 – Procédure type d'une étude sur la coordination de l'isolement des parafoudres	273
Figure 19 – Organigrammes pour le choix normal de parafoudres	277
Figure 20 – Exemples de capacité TOV d'un parafoudre	279
Figure 21 – Organigramme pour le choix des parafoudres de ligne sans éclateur	294
Figure 22 – Organigramme pour le choix des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur	298
Figure 23 – Configurations courantes du neutre	304
Figure 24 – Configurations types pour les parafoudres entre phases et les parafoudres phase-terre	315
Figure A.1 – Facteur de défaut à la terre k en fonction de X_0/X_1 , pour $R_1/X_1 = R_1 = 0$	327
Figure A.2 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 0$	327
Figure A.3 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 0,5 X_1$	328
Figure A.4 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = X_1$	328
Figure A.5 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 2 X_1$	329
Figure C.1 – Croquis schématique d'une installation de parafoudre type	331
Figure C.2 – Augmentation de la tension résiduelle en fonction de la durée conventionnelle du front du courant	332
Figure C.3 – Modèle de parafoudre pour les études portant sur la coordination de l'isolement – surtensions à front rapide et calcul préliminaire (option 1)	333
Figure C.4 – Modèle de parafoudre pour les études portant sur la coordination de l'isolement – surtensions à front rapide et calcul préliminaire (option 2)	333
Figure C.5 – Modèle de parafoudre pour les études portant sur la coordination de l'isolement – surtensions à front lent	333
Figure D.1 – Courant de fuite type d'une résistance variable à oxyde métallique dans des conditions de laboratoire	337
Figure D.2 – Courants de fuite types des parafoudres dans des conditions de service	337
Figure D.3 – Caractéristiques tension-courant types de résistances variables à oxyde métallique	338
Figure D.4 – Dépendance à la tension normalisée type à une température de +20 °C	339
Figure D.5 – Dépendance à la température normalisée type à la tension U_C	340

Figure D.6 – Influence de l'augmentation du courant de fuite résistif sur le courant de fuite total	341
Figure D.7 – Mesure de la tension et du courant de fuite, et calcul des courants résistif et capacitif ($V = 6,3$ kV efficace)	344
Figure D.8 – Courant résiduel après compensation par courant capacitif à la tension U_C	345
Figure D.9 – Erreur d'évaluation du troisième harmonique du courant de fuite pour les différents angles de phase du troisième harmonique de tension du réseau, compte tenu des différentes capacités et caractéristiques de tension-courant des résistances variables à oxyde métallique	346
Figure D.10 – Informations types pour la conversion dans des conditions "normales" de tension de régime	348
Figure D.11 – Informations types pour la conversion dans des conditions "normales" de température ambiante	349
Figure G.1 – Formes d'ondes des surtensions à différentes distances de l'emplacement des chocs de foudre (0,0 km) dues à l'effet couronne	355
Figure G.2 – Cas 1: Modèle EMTP: Source équivalente Thevenin, ligne (Z_c) et bus de poste (Z_c) et cond. (C_S)	359
Figure G.3 – Cas 2: Charge de tension du ou des condensateurs par la ligne Z : $u(t) = 2 \times U_{\text{onde}} \times (1 - \exp[-t/(Z \times C)])$	359
Figure G.4 – Modèle EMTP	360
Figure G.5 – Simulation des surtensions à l'interface de bus ligne-poste	360
Figure G.6 – Simulation des surtensions au transformateur	361
Figure G.7 – Modèle EMTP	361
Figure G.8 – Simulation des surtensions à l'interface de bus ligne-poste	362
Figure G.9 – Simulation des surtensions au transformateur	363
Figure H.1 – Energie spécifique en kJ par kV de tension assignée en fonction du rapport de la tension résiduelle au choc de manœuvre (U_a) à la valeur efficace de la tension assignée U_r du parafoudre	366
Figure I.1 – Réseau simple utilisé pour le calcul et les essais de décharge de ligne du parafoudre selon l'IEC 60099-4:2009	373
Figure I.2 – Equation linéarisée d'un parafoudre dans la plage de courants de manœuvre de ligne type (les valeurs de tension indiquées concernent un parafoudre assigné à 372 kV utilisé sur un réseau de 420 kV)	373
Figure I.3 – Représentation graphique de l'état linéarisé de la manœuvre de ligne et de la caractéristique du parafoudre	375
Figure I.4 – Plage de surtensions à front lent de 2 % à l'extrémité réceptrice dues à la mise ou à la remise sous tension d'une ligne	377
Figure I.5 – Tensions calculées par simulations EMTP de parafoudres de classes 2 et 3: U_{ps2} et U_{ps3} ($V \times 10^5$)	380
Figure I.6 – Courants calculés par simulations EMTP de parafoudres de classes 2 et 3: I_{ps2} et I_{ps3} (A)	380
Figure I.7 – Charges cumulées calculées par simulations EMTP de parafoudres de classes 2 et 3: Q_{rs2} et Q_{rs3} (C)	381
Figure I.8 – Energies absorbées cumulées calculées par simulations EMTP de parafoudres de classes 2 et 3: W_{s2} et W_{s3} (kJ/kV U_r)	381
Figure I.9 – Réseau de simulations informatisées de réenclenchements de ligne types	383
Figure I.10 – Profil type de surtension de manœuvre de réenclenchement de 550 kV le long d'une ligne de 480 km	384

Figure I.11 – Transfert de charges Q_{rs} établi sur la décharge de ligne IEC avec différents rapports de protection de parafoudre.....	385
Figure I.12 – Energie de manœuvre W_{th} établie sur la décharge de ligne IEC avec différents rapports de protection de parafoudre.....	386
Figure I.13 – Simulation de la tension U_{ps} sur un réseau de 145 kV ($V \times 10^5$).....	390
Figure I.14 – Simulation du courant I_{ps} sur un réseau de 145 kV (A).....	390
Figure I.15 – Simulation de la charge cumulée (Q_{rs}) sur un réseau de 145 kV (C).....	391
Figure I.16 – Simulation de l'énergie cumulée (W_{th}) sur un réseau de 145 kV (kJ/kV U_r)	392
Figure I.17 – Simulation de la tension U_{ps} sur un réseau de 245 kV ($V \times 10^5$).....	393
Figure I.18 – Simulation du courant I_{ps} sur un réseau de 245 kV (A).....	393
Figure I.19 – Simulation de la charge cumulée (Q_{rs}) sur un réseau de 245 kV (C).....	394
Figure I.20 – Simulation de l'énergie cumulée (W_{th}) sur un réseau de 245 kV (kJ/kV U_r)	395
Figure I.21 – Simulation de la tension U_{ps} sur un réseau de 362 kV ($V \times 10^5$).....	396
Figure I.22 – Simulation du courant I_{ps} sur un réseau de 362 kV (A).....	396
Figure I.23 – Simulation de la charge cumulée (Q_{rs}) sur un réseau de 362 kV (C).....	397
Figure I.24 – Simulation de l'énergie cumulée (W_{th}) sur un réseau de 362 kV (kJ/kV U_r)	398
Figure I.25 – Simulation de la tension U_{ps} sur un réseau de 420 kV ($V \times 10^5$).....	399
Figure I.26 – Simulation du courant I_{ps} sur un réseau de 420 kV (A).....	400
Figure I.27 – Simulation de la charge cumulée (Q_{rs}) sur un réseau de 420 kV (C).....	401
Figure I.28 – Simulation de l'énergie cumulée (W_{th}) sur un réseau de 420 kV (kJ/kV U_r)	401
Figure I.29 – Simulation de la tension U_{ps} sur un réseau de 550 kV ($V \times 10^5$).....	402
Figure I.30 – Simulation du courant I_{ps} sur un réseau de 550 kV (A).....	403
Figure I.31 – Simulation de la charge cumulée (Q_{rs}) sur un réseau de 550 kV (C).....	404
Figure I.32 – Simulation de l'énergie cumulée (W_{th}) sur un réseau de 550 kV (kJ/kV U_r)	405
Figure J.1 – Colonne interne de parafoudres SiC.....	407
Tableau 1 – Exigences mécaniques minimales (pour les parafoudres à enveloppe en porcelaine).....	246
Tableau 2 – Classification des parafoudres.....	283
Tableau 3 – Définition du facteur A des formules (14 et 15) pour différentes lignes aériennes.....	288
Tableau 4 – Exemples pour les zones de protection calculées par la formule (16) pour des postes ouverts.....	289
Tableau 5 – Exemple des conditions de calcul du service de courant de foudre des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur sur des lignes de transmission avec une tension de 77 kV.....	297
Tableau 6 – Probabilité de contournement de l'isolateur dans la formule (18).....	300
Tableau D.1 – Récapitulatif des méthodes de diagnostic.....	349
Tableau D.2 – Propriétés des méthodes de mesure sur site du courant de fuite.....	350
Tableau E.1 – Données relatives aux parafoudres nécessaires pour le choix des parafoudres.....	351

Tableau F.1 – Tensions résiduelles pour des parafoudres de 20 000 A et 10 000 A par unité de tension assignée	352
Tableau F.2 – Tensions résiduelles pour des parafoudres de 5 000 A et 2 500 A par unité de tension assignée	352
Tableau G.1 – Influence de C_S sur le rapport de raideur f_S et la raideur S_n	357
Tableau G.2 – Variation de la tension de tenue de coordination U_{CW}	358
Tableau H.1 – Valeurs de crête des courants pour l'essai de tension résiduelle au choc de manœuvre	364
Tableau H.2 – Paramètres pour l'essai de décharge de ligne sur les parafoudres de 20 000 A et 10 000 A	365
Tableau H.3 – Comparaison du système de classification selon l'IEC 60099-4:2009 et l'IEC 60099-4 2014	366
Tableau I.1 – Caractéristiques types de manœuvre (U_{ps} par rapport à I_{ps}) d'un parafoudre	374
Tableau I.2 – Impédances d'onde de ligne types (Z_S) avec un seul conducteur ou des conducteurs en faisceau	376
Tableau I.3 – Paramètres de ligne prescrits par les essais de classe de décharge de ligne de l'IEC 60099-4:2009	377
Tableau I.4 – Impédances d'onde de ligne et surtensions présumées issues des paramètres des essais de décharge de ligne de l'IEC 60099-4:2009 pour différentes tensions du réseau et caractéristiques assignées des parafoudres	378
Tableau I.5 – Comparaison de l'énergie et de la charge calculées par la méthode simplifiée avec les valeurs calculées par simulation EMTP – Paramètres de base issus du Tableau I.4, utilisés dans la méthode simplifiée et la simulation EMTP	379
Tableau I.6 – Comparaison de l'énergie et de la charge calculées par la méthode simplifiée avec les valeurs calculées par simulation EMTP – Calculs à l'aide de la méthode simplifiée	379
Tableau I.7 – Comparaison de l'énergie et de la charge calculées par la méthode simplifiée avec les valeurs calculées par simulation EMTP – Résultats I.5.(c) provenant d'études EMTP	379
Tableau I.8 – Résultats des calculs à l'aide des différentes méthodes décrites pour les différentes tensions de réseau et les différents choix des parafoudres	389

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

PARAFOUDRES –

Partie 5: Recommandations pour le choix et l'utilisation

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 60099-5 a été établie par le comité d'études 37 de l'IEC: Parafoudres.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 2013. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente, qui concernent la nouvelle classification des parafoudres introduite dans l'IEC 60099-4:2014:

- a) comparaison détaillée entre l'ancienne et la nouvelle classification, et présentation détaillée de la méthode de calcul ou d'estimation de la charge correspondante pour les différentes contraintes;

b) nouvelles annexes portant sur:

- la comparaison entre les classes de décharge de ligne et la classification des charges;
- l'estimation des charges et des énergies cumulées des parafoudres lors d'une manœuvre de ligne.

La présente version bilingue (2021-02) correspond à la version anglaise monolingue publiée en 2018-01.

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60099, publiées sous le titre général *Parafoudres*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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

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

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

PARAFOUDRES –

Partie 5: Recommandations pour le choix et l'utilisation

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60099 comporte des informations et des recommandations pour le choix et l'utilisation des parafoudres à utiliser sur des réseaux triphasés de tensions nominales supérieures à 1 kV. Elle concerne les parafoudres à oxyde métallique sans éclateur définis dans l'IEC 60099-4, les parafoudres qui contiennent des structures avec éclateur en série et en parallèle, de tension assignée inférieure ou égale à 52 kV, tels que définis dans l'IEC 60099-6, et les parafoudres à oxyde métallique à éclateur extérieur en série pour les lignes aériennes de transmission ou de distribution (EGLA) tels que définis dans l'IEC 60099-8. L'Annexe J traite de quelques aspects concernant les anciens parafoudres au carbure de silicium (SiC) avec éclateur.

La tension résiduelle des parafoudres représente un paramètre essentiel dont la plupart des utilisateurs tiennent dûment compte lors du choix du type et des caractéristiques assignées d'un parafoudre. Les tensions résiduelles maximales types sont données à l'Annexe F. Il est probable, cependant, que pour certains réseaux, ou pour certains pays, les exigences de fiabilité et de conception des réseaux soient assez uniformes pour que les recommandations de la présente norme puissent se traduire par la définition de plages limitées de parafoudres. L'utilisateur de parafoudres n'est alors pas tenu de reprendre pour chaque nouvelle installation toute la démarche exposée dans le présent document et le choix des caractéristiques relevant de la pratique antérieure peut perdurer.

Les Annexes H et I comparent l'ancienne classification de décharge de ligne et la nouvelle classification des charges, et présentent les méthodes de calculs.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60071-1:2006, *Coordination de l'isolement – Partie 1: Définitions, principes et règles*
IEC 60071-1:2006/AMD1:2010

IEC 60071-2:1996, *Coordination de l'isolement – Partie 2: Guide d'application*

IEC TR 60071-4, *Insulation coordination – Part 4: Computational guide to insulation coordination and modelling of electrical networks* (disponible en anglais seulement)

IEC 60099-4:2009, *Parafoudres – Partie 4: Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour réseaux à courant alternatif*

IEC 60099-4:2014, *Parafoudres – Partie 4: Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour réseaux à courant alternatif*

IEC 60099-6:2002, *Surge arresters – Part 6: Surge arresters containing both series and parallel gapped structures – Rated 52 kV and less* (disponible en anglais seulement)

IEC 60099-8:2011, *Parafoudres – Partie 8: Parafoudres à oxyde métallique avec éclateur extérieur en série (EGLA) pour lignes aériennes de transmission et de distribution de réseaux à courant alternatif de plus de 1 kV*

IEC 60507, *Essais sous pollution artificielle des isolateurs haute tension en céramique et en verre destinés aux réseaux à courant alternatif*

IEC TS 60815-1:2008, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles* (disponible en anglais seulement)

IEC 62271-200, *Appareillage à haute tension – Partie 200: Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV*

IEC 62271-203, *Appareillage à haute tension – Partie 203: Appareillage sous enveloppe métallique à isolation gazeuse de tensions assignées supérieures à 52 kV*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

NOTE Ces termes respectent le plus possible les définitions de normes, mais ne constituent pas dans tous les cas, les citations exactes des définitions dans d'autres normes IEC.

3.1

parafoudre à raccorder sur prise, parafoudre pour prise

parafoudre monté dans une enveloppe blindée, qui assure l'isolation du réseau et la continuité du blindage à la terre, et destiné à être installé dans une enceinte pour assurer la protection des matériels et des réseaux de distribution enterrés ou montés sur poteaux

Note 1 à l'article: La plupart des parafoudres pour prise sont des parafoudres qui se raccordent sous tension.

Note 2 à l'article: Les parafoudres pour prise sont couramment utilisés aux Etats-Unis.

3.2

dispositif de déconnexion (déconnecteur) pour parafoudre

dispositif qui permet de déconnecter du réseau un parafoudre en cas de défaillance de ce dernier afin d'éviter un défaut permanent sur le réseau et de signaler de façon visible le parafoudre défectueux

Note 1 à l'article: L'interruption du courant de défaut dans le parafoudre pendant l'ouverture du circuit ne dépend généralement pas du dispositif de déconnexion.

3.3

parafoudre du type immergé – parafoudre immergé

parafoudre destiné à être immergé dans un liquide isolant

3.4

parafoudre – du type débrosable, parafoudre débrosable

parafoudre monté dans une enveloppe isolée ou blindée qui assure l'isolation du réseau, destiné à être installé dans une enceinte pour assurer la protection des matériels et des réseaux de distribution

Note 1 à l'article: Les connexions électriques peuvent être assurées par un contact glissant ou par visserie; cependant, tous les parafoudres débrochables se raccordent hors tension.

Note 2 à l'article: L'utilisation de parafoudres débrochables est une pratique commune en Europe.

3.5

taux de contournements en retour

BFOR

caractéristiques d'une ligne aérienne ou d'un réseau aérien par rapport au nombre de contournements en retour généralement donnés pour 100 km et par an

Note 1 à l'article: L'abréviation "BFOR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "back flashover rate".

3.6

moment de flexion

force horizontale appliquée sur l'enveloppe du parafoudre multipliée par la distance verticale entre l'embase (niveau le plus bas de la collerette) de l'enveloppe et le point d'application de la force

3.7

courant permanent d'un parafoudre

courant qui circule à travers le parafoudre quand celui-ci est soumis à la tension de régime permanent

Note 1 à l'article: Le courant permanent, qui comporte une composante résistive et une composante capacitive, peut varier avec la température et les effets des capacités parasites ou de la pollution externe. Le courant permanent d'un échantillon en essai peut donc être différent du courant permanent d'un parafoudre complet.

Note 2 à l'article: A des fins de comparaison, le courant permanent est exprimé soit par sa valeur efficace, soit par sa valeur de crête.

3.8

tension de régime permanent d'un parafoudre

U_c

valeur désignée admissible de la tension de régime permanent efficace à fréquence industrielle qui peut être appliquée de façon continue entre les bornes du parafoudre conformément à l'IEC 60099-4 et à l'IEC 60099-6

3.9

parafoudre qui se raccorde hors tension

parafoudre qui peut être connecté et déconnecté du circuit seulement lorsque celui-ci est hors tension

3.10

courant de décharge d'un parafoudre

courant de choc qui circule à travers le parafoudre

3.11

décharge disruptive

phénomène associé à une défaillance de l'isolation sous l'effet de la contrainte électrique, avec chute de la tension et passage d'un courant

Note 1 à l'article: Ce terme s'applique aux claquages électriques de diélectriques solides, liquides et gazeux, et à leurs combinaisons.

Note 2 à l'article: Une décharge disruptive dans un isolant électrique solide entraîne une perte permanente de la rigidité diélectrique. Dans un isolant liquide ou gazeux, la perte de la rigidité diélectrique peut n'être que temporaire.

3.12**parafoudre de ligne avec éclateur extérieur**

EGLA

parafoudre de ligne conçu avec un éclateur extérieur en série avec une partie SVU, définie en 3.57, et destiné à protéger l'ensemble isolateur contre les seules surtensions à front rapide occasionnées par la foudre

Note 1 à l'article: Cette protection est réalisée en élevant le niveau de contournement de l'éclateur extérieur en série à un niveau d'isolation du parafoudre contre les surtensions à fréquence industrielle et contre les surtensions à front lent les plus défavorables dues aux manœuvres et aux défauts prévisibles qui surviennent sur la ligne à laquelle le parafoudre est appliqué.

Note 2 à l'article: L'abréviation "EGLA" est dérivée du terme anglais développé correspondant "externally gapped line arrester".

3.13**surtension à front rapide**

FFO

surtension transitoire, généralement unidirectionnelle, de durée jusqu'à la valeur de crête comprise entre 0,1 μ s et 20 μ s et de durée de queue < 300 μ s

Note 1 à l'article: L'abréviation "FFO" est dérivée du terme anglais développé correspondant "fast-front overvoltage".

3.14**indicateur de défaut**

dispositif destiné à donner une indication de la défaillance d'un parafoudre, mais qui ne le déconnecte pas du réseau

3.15**contournement**

décharge disruptive le long d'une surface solide

3.16**taux de contournements**

FOR

caractéristiques d'une ligne aérienne ou d'un réseau aérien par rapport au nombre total de contournements généralement donnés pour 100 km et par an

Note 1 à l'article: L'abréviation "FOR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "flashover rate".

3.17**courant de suite**

courant qui suit immédiatement un choc qui traverse un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) à la tension de fréquence industrielle utilisée comme source

Note 1 à l'article: L'éclateur extérieur en série doit pouvoir interrompre le courant de suite dû au courant de fuite extérieur qui traverse un corps de parafoudre pollué (SVU), ainsi qu'au courant résistif interne qui s'écoule dans les blocs de résistances à oxyde métallique variables; c'est-à-dire que la performance de l'EGLA dans des conditions de pollution est suscitée par la refermeture effective de l'éclateur dans des conditions humides et de pollution, ceci étant vérifié par l'essai d'interruption du courant de suite.

3.18**courant de suite d'un parafoudre**

courant qui provient de la source d'alimentation connectée et qui s'écoule à travers un parafoudre à la suite du passage du courant de décharge

3.19

parafoudre sous enveloppe métallique à isolation gazeuse

parafoudre GIS

parafoudre à oxyde métallique, sous enveloppe métallique et à isolation gazeuse, sans éclateur série ou parallèle intégré, rempli d'un gaz autre que de l'air, et utilisé dans les appareillages de connexion à isolation gazeuse

Note 1 à l'article: La pression du gaz est habituellement supérieure à 1 bar = 10^5 Pa.

Note 2 à l'article: L'abréviation "GIS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "gas-insulated metal enclosed surge".

3.20

courant de répartition

courant qui s'écoule dans le parafoudre soumis à une tension à fréquence industrielle

3.21

anneau de garde d'un parafoudre

partie métallique, généralement de forme circulaire, montée pour modifier électrostatiquement la répartition de la tension le long du parafoudre

3.22

choc de courant de grande amplitude

les définitions utilisées diffèrent légèrement selon les normes IEC 60099 relatives aux parafoudres; elles sont retranscrites ici à titre de référence.

IEC 60099-4, IEC 60099-6 et IEC 60099-9: valeur de crête du courant de décharge de forme d'onde 4/10 utilisé pour vérifier la stabilité du parafoudre lors des coups de foudre directs

IEC 60099-8: valeur de crête du courant de décharge de forme d'onde 4/10 ou 2/20 utilisée pour vérifier la capacité de tenue du SVU à des cas de foudre extrêmes

3.23

tension la plus élevée pour le matériel

U_m

valeur la plus élevée de la tension entre phases (valeur efficace) pour laquelle le matériel est spécifié en ce qui concerne son isolement, ainsi que certaines autres caractéristiques qui sont rattachées à cette tension dans les normes proposées pour chaque matériel

Note 1 à l'article: Dans les conditions normales de service spécifiées par le comité de produit correspondant, cette tension peut être appliquée au matériel en permanence.

3.24

tension la plus élevée d'un réseau

U_s

valeur la plus élevée de la tension de régime entre phases (valeur efficace) qui se présente à un instant et en un point quelconque du réseau dans des conditions normales de fonctionnement

3.25

niveaux de protection au choc d'un parafoudre soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-6 – niveau de protection à front rapide

valeur la plus élevée de la tension résiduelle du courant à front raide ou de la tension d'amorçage aux chocs à front d'onde à I_n

3.26

niveaux de protection au choc d'un parafoudre soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-6 – niveau de protection au choc de foudre normal

valeur la plus élevée de la tension résiduelle au courant de décharge nominal ou de la tension d'amorçage au choc de foudre 1,2/50 à I_n

3.27**niveaux de protection au choc d'un parafoudre soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-6 – niveau de protection au choc de manœuvre**

valeur la plus élevée de la tension résiduelle maximale au courant de manœuvre spécifié ou de la tension d'amorçage au choc de manœuvre spécifiée

3.28**choc**

onde de tension ou de courant unidirectionnelle qui, sans oscillations appréciables, croît rapidement jusqu'à une valeur maximale et tombe à zéro, habituellement moins rapidement, avec, éventuellement, de petites ondes de polarité opposée

Note 1 à l'article: Les paramètres qui définissent un choc de tension ou de courant sont la polarité, la valeur de crête, la durée de front et la durée jusqu'à la mi-valeur sur la queue.

3.29**courbe tension-temps d'amorçage au choc**

courbe qui associe l'amorçage au choc de la tension au temps d'amorçage

3.30**coordination de l'isolement**

sélection de la rigidité diélectrique des matériels, en fonction des tensions de régime et des surtensions qui peuvent apparaître dans le réseau auquel ces matériels sont destinés et compte tenu de l'environnement en service et des caractéristiques des dispositifs de prévention et de protection disponibles

3.31**choc de courant de foudre**

choc de courant 8/20 avec des limites de réglage du matériel telles que des valeurs comprises entre 7 μ s et 9 μ s pour la durée conventionnelle de front et entre 18 μ s et 22 μ s pour la durée jusqu'à mi-valeur sur la queue sont mesurées

Note 1 à l'article: Pour la mesure de la tension résiduelle lors des essais de type, la durée jusqu'à mi-valeur sur la queue n'est pas un paramètre déterminant et aucune tolérance n'est imposée (voir 8.3.3 de l'IEC 60099-4:2014).

3.32**niveau de protection au choc de foudre (ou de manœuvre)**

U_{pl} (LIPL) (ou U_{ps} (SIPL))

tension de crête maximale aux bornes d'un parafoudre soumis à des chocs de foudre (ou de manœuvre) dans des conditions spécifiques

3.33**tension de tenue au choc de foudre****LIWV**

tension de tenue assignée normalisée au choc de manœuvre d'un matériel ou d'une configuration de l'isolation

Note 1 à l'article: L'abréviation "LIWV" est dérivée du terme anglais développé correspondant "lightning impulse withstand voltage".

3.34**parafoudre de ligne****LSA**

type de parafoudre utilisé sur les lignes aériennes de réseaux de puissance afin de réduire le risque de contournement de l'isolateur lors d'une surtension transitoire de foudre

Note 1 à l'article: Ce type de parafoudre n'est généralement pas utilisé pour protéger l'isolateur contre les autres types de surtensions transitoires telles que des chocs de manœuvre.

Note 2 à l'article: L'abréviation "LSA" est dérivée du terme anglais développé correspondant "line surge arrester".

3.35

parafoudre qui se raccorde sous tension

parafoudre qui peut être connecté et déconnecté lorsque le circuit est sous tension

3.36

charge moyenne de rupture

MBL

charge moyenne de rupture pour les parafoudres à enveloppe en porcelaine ou en résine moulée déterminée à partir d'essais

Note 1 à l'article: L'abréviation "MBL" est dérivée du terme anglais développé correspondant "mean breaking load".

3.37

parafoudre à oxyde métallique avec structures à éclateurs

parafoudre à résistances variables à oxyde métallique connectées en série et/ou en parallèle, avec éclateurs intérieurs en série ou en dérivation

3.38

courant nominal de décharge d'un parafoudre

I_n

valeur de crête du choc de courant de foudre utilisé pour désigner un parafoudre dans les IEC 60099-4, 60099-6 et 60099-8

3.39

tension nominale d'un réseau

U_n

valeur arrondie appropriée de la tension utilisée pour identifier un réseau

3.40

parafoudre de ligne sans éclateur

NGLA

parafoudre de ligne conçu sans structures à éclateurs extérieurs, et destiné à protéger l'ensemble isolateur de la ligne contre les surtensions à front rapide occasionnées par les chocs de foudre

Note 1 à l'article: Ce type de parafoudre peut également protéger les isolateurs de ligne contre les chocs de manœuvre s'il est choisi pour cette fonction.

Note 2 à l'article: Les NGLA sont généralement équipés d'un dispositif de déconnexion qui facilite la refermeture rapide en cas de surcharge d'un parafoudre.

Note 3 à l'article: L'abréviation "NGLA" est dérivée du terme anglais développé correspondant "non gapped line arrester".

3.41

résistance variable à oxyde métallique

partie d'un parafoudre qui, par sa caractéristique variable de la tension en fonction du courant, fonctionne comme une résistance de faible valeur pour les surtensions, limitant ainsi la tension aux bornes du parafoudre, et comme une résistance de valeur élevée à la tension normale à fréquence industrielle

3.42

parafoudre à enveloppe synthétique

parafoudre qui utilise des matériaux synthétiques et composites pour l'enveloppe, avec des fixations

Note 1 à l'article: Des conceptions avec un volume interne de gaz sont possibles. L'étanchéité peut être assurée par le matériau synthétique lui-même ou l'utilisation d'un système séparé.

3.43**parafoudre à enveloppe en porcelaine**

parafoudre qui utilise la porcelaine comme matériau d'enveloppe, avec des fixations et un système d'étanchéité

3.44**caractéristique de tenue d'un parafoudre sous tension à fréquence industrielle en fonction du temps**

caractéristique qui présente les durées maximales pendant lesquelles les tensions à fréquence industrielle correspondantes peuvent être appliquées aux parafoudres sans entraîner de détérioration ou d'instabilité thermique, dans des conditions spécifiées conformément à l'IEC 60099-4

3.45**caractéristiques de protection d'un parafoudre soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-4:2014**

combinaison des caractéristiques suivantes:

- a) tension résiduelle pour les chocs de courant à front raide selon 8.3.1 de l'IEC 60099-4:2014;
- b) caractéristique de la tension résiduelle en fonction du courant de décharge pour les chocs de foudre selon 8.3.2 de l'IEC 60099-4:2014;

Note 1 à l'article: Le niveau de protection au choc de foudre du parafoudre est la tension résiduelle maximale pour le courant nominal de décharge.

- c) tension résiduelle pour les chocs de manœuvre selon 8.3.3 de l'IEC 60099-4:2014

Note 2 à l'article: Le niveau de protection contre les chocs de manœuvre du parafoudre est la tension résiduelle maximale aux courants de choc de manœuvre spécifiés.

3.46**caractéristiques de protection d'un parafoudre soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-6**

combinaison des caractéristiques suivantes:

- a) tension résiduelle pour les chocs de courant à front raide et amorçage à front d'onde selon 7.3.1 et 8.3.6.2 de l'IEC 60099-6:2002;
- b) caractéristique de la tension résiduelle en fonction du courant de décharge aux chocs de foudre et amorçage au choc 1,2/50 selon 7.3.2 et 8.3.7.2 de l'IEC 60099-6:2002;
- c) tension résiduelle au choc de manœuvre et amorçage au choc de manœuvre selon 7.3.3 et 8.3.8.2 de l'IEC 60099-6:2002

3.47**fréquence assignée d'un parafoudre**

fréquence du réseau pour laquelle le parafoudre est prévu

3.48**tension assignée d'un parafoudre**

U_r

valeur maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement dans des conditions de surtensions temporaires, comme défini dans les essais de fonctionnement spécifiés dans l'IEC 60099-4 et l'IEC 60099-6

Note 1 à l'article: La tension assignée est utilisée comme paramètre de référence pour la spécification des caractéristiques de fonctionnement.

3.49

courant de référence d'un parafoudre

valeur de crête (la plus grande des deux polarités si le courant est dissymétrique) de la composante résistive du courant à fréquence industrielle utilisée pour déterminer la tension de référence d'un parafoudre

Note 1 à l'article: Le courant de référence est suffisamment élevé pour rendre négligeables les effets des capacités parasites à la tension de référence mesurée sur les éléments de parafoudre (avec leur système de répartition) et doit par ailleurs être spécifié par le fabricant.

Note 2 à l'article: En fonction du courant nominal de décharge et/ou de la classe de décharge de ligne du parafoudre, le courant de référence se situe habituellement dans la plage comprise entre 0,05 mA et 1,0 mA par centimètre carré de surface de résistance MO pour les parafoudres à colonne unique.

3.50

tension de référence d'un parafoudre

U_{ref}

valeur de crête divisée par $\sqrt{2}$ de la tension à fréquence industrielle qui est appliquée au parafoudre pour obtenir le courant de référence

Note 1 à l'article: La tension de référence d'un parafoudre à plusieurs éléments est la somme des tensions de référence des éléments séparés.

3.51

caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives

Q_{rs}

capacité de transfert de charges spécifiée maximale d'un parafoudre, sous la forme d'un événement simple ou d'un groupe de surtensions, qui peut être transmise par un parafoudre sans provoquer de défaillance mécanique ou de dégradation électrique inacceptable des résistances MO

Note 1 à l'article: La charge est calculée comme la valeur absolue du courant intégré dans le temps. Pour les besoins de la présente norme, il s'agit de la charge accumulée dans un événement simple ou d'un groupe de surtensions qui ne dure pas plus de 2 s et qui peut être suivie par un événement ultérieur à un intervalle de temps pas plus court que 60 s.

3.52

tension résiduelle d'un parafoudre

U_{res}

valeur de crête de la tension entre les bornes d'un parafoudre pendant le passage du courant de décharge

Note 1 à l'article: Le terme "tension de décharge" est utilisé dans certains pays.

3.53

tension résiduelle d'un EGLA

valeur de crête de la tension entre la longueur de borne à borne de l'EGLA, y compris l'éclateur en série et les conducteurs de connexion pendant le passage du courant de décharge

3.54

essais individuels de série

essais effectués sur chaque parafoudre, élément ou matériau, le cas échéant, pour s'assurer que le produit répond aux spécifications de conception

3.55

isolation autorégénératrice

isolation qui, en peu de temps, retrouve intégralement ses propriétés isolantes après une décharge disruptive au cours d'un essai

3.56**éclateur en série**

éclateur(s) intentionnel(s), placé(s) entre des électrodes espacées, monté(s) en série avec une ou plusieurs résistances à oxyde métallique SVU, à travers le(s)quel(s) tout ou partie de la tension aux bornes impartie apparaît

3.57**bloc de varistances en série**

SVU

partie à résistance variable à oxyde métallique, contenue dans une enveloppe, qui doit être reliée à un éclateur extérieur en série pour réaliser un parafoudre EGLA complet; le SVU peut comporter plusieurs éléments

Note 1 à l'article: L'abréviation "SVU" est dérivée du terme anglais développé correspondant "series varistor unit".

3.58**taux de contournements de défaut d'écran**

SFFOR

caractéristiques d'une ligne aérienne par rapport au nombre de défauts d'écran qui conduit à un contournement, généralement donné pour 100 km et par an

Note 1 à l'article: L'abréviation "SFFOR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "shielding failure flashover rate".

3.59**taux de défauts d'écran**

SFR

caractéristiques d'une ligne aérienne par rapport au nombre de défauts d'écran, généralement donné pour 100 km et par an

Note 1 à l'article: L'abréviation "SFR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "shielding failure rate".

3.60**éclateur en dérivation**

éclateur(s) intentionnel(s), placé(s) entre des électrodes espacées, et électriquement parallèle(s) à une ou plusieurs résistances à oxyde métallique

3.61**surtension à front lent**

SFO

surtension transitoire, généralement unidirectionnelle, de durée jusqu'à la valeur de crête comprise entre 20 μ s et 5 000 μ s, et de durée de queue $\leq$ 20 ms

Note 1 à l'article: L'abréviation "SFO" est dérivée du terme anglais développé correspondant "slow-front overvoltage".

3.62**amorçage d'un parafoudre**

décharge disruptive entre les électrodes des éclateurs d'un parafoudre

3.63**charge de longue durée spécifiée**

SLL

force perpendiculaire à l'axe longitudinal d'un parafoudre qu'il est admis d'appliquer en service, en permanence, sans provoquer de dommages mécaniques au parafoudre

Note 1 à l'article: L'abréviation "SLL" est dérivée du terme anglais développé correspondant "specified long-term load".

3.64

charge de courte durée spécifiée

SSL

force la plus élevée, perpendiculaire à l'axe longitudinal d'un parafoudre, qu'il est admis d'appliquer en service pendant de courtes périodes et pendant des événements relativement rares (par exemple des charges dues à des courants de court-circuit, de fortes rafales ou des charges sismiques) sans provoquer de dommages mécaniques au parafoudre

Note 1 à l'article: Pour des charges sismiques, une charge bien plus élevée que la SSL peut être prise en compte.

Note 2 à l'article: L'abréviation "SSL" est dérivée du terme anglais développé correspondant "specified short-term load".

3.65

choc de courant à front raide

choc de courant avec une durée conventionnelle de front de 1 μs avec des limites de réglage du matériel telles que les valeurs mesurées sont comprises entre 0,9 μs et 1,1 μs . La durée conventionnelle jusqu'à mi-valeur sur la queue ne dépasse pas 20 μs

3.66

courant de surface d'un SVU

courant qui circule à la surface du SVU

3.67

tension de tenue au choc de manœuvre

SIWV

tension de tenue assignée normalisée au choc de manœuvre d'un matériel ou d'une configuration de l'isolation

Note 1 à l'article: L'abréviation "SIWV" est dérivée du terme anglais développé correspondant "switching impulse withstand voltage".

3.68

taux de contournements par chocs de manœuvre

SSFOR

caractéristiques d'une ligne aérienne par rapport au nombre de chocs de manœuvre qui conduit à un contournement, généralement donné pour 100 km et par an

Note 1 à l'article: L'abréviation "SSFOR" est dérivée du terme anglais développé correspondant "switching surge flashover rate".

3.69

surtension temporaire

TOV

surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue

Note 1 à l'article: La surtension peut être non amortie ou faiblement amortie. Dans certains cas, sa fréquence peut être inférieure ou supérieure à la fréquence industrielle dans un rapport de plusieurs unités.

Note 2 à l'article: L'abréviation "TOV" est dérivée du terme anglais développé correspondant "temporary overvoltage".

3.70

effort en tête

force perpendiculaire à l'axe longitudinal du parafoudre mesurée au niveau de son axe

3.71

caractéristiques assignées de transfert de charges thermiques

Q_{th}

charge spécifiée maximale qui peut être transmise par un parafoudre ou une fraction de parafoudre dans un délai de 3 min lors d'un essai de rétablissement thermique sans provoquer d'emballement thermique

Note 1 à l'article: Ces caractéristiques assignées sont vérifiées par l'essai de type de fonctionnement.

3.72

caractéristiques assignées d'énergie thermique

W_{th}

énergie spécifiée maximale, donnée en kJ/kV de U_r , qui peut être injectée dans un parafoudre ou une fraction de parafoudre dans un délai de 3 min lors d'un essai de rétablissement thermique sans provoquer d'emballement thermique

Note 1 à l'article: Ces caractéristiques assignées sont vérifiées par l'essai de type de fonctionnement.

3.73

emballement thermique d'un parafoudre

situation dans laquelle la puissance absorbée de façon prolongée par un parafoudre dépasse la capacité de dissipation thermique de l'enveloppe et des connexions, et conduit à une augmentation cumulative de la température des varistances à oxyde métallique qui se termine par une défaillance du parafoudre

3.74

stabilité thermique d'un parafoudre

état d'un parafoudre si, à la suite d'un fonctionnement qui a entraîné un échauffement, la température des varistances baisse en fonction de la durée lorsque le parafoudre est soumis à la tension de régime permanent spécifiée et dans des conditions ambiantes spécifiées

3.75

temps d'amorçage d'un parafoudre

intervalle de temps, exprimé en microsecondes, entre l'origine conventionnelle et le moment d'amorçage du parafoudre

3.76

effort de torsion

chacune des forces horizontales appliquées en partie haute de l'enveloppe d'un parafoudre installé en position verticale, qui ne s'appliquent pas sur son axe longitudinal

3.77

surtension transitoire

surtension de courte durée, qui ne dépasse pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie

Note 1 à l'article: Les surtensions transitoires peuvent être immédiatement suivies par des surtensions temporaires. Dans ces cas, les deux types de surtensions sont considérés comme des événements distincts.

3.78

essais de type

essais de conception

essais effectués après la mise au point d'un nouveau type de parafoudre pour déterminer ses caractéristiques de conception et démontrer qu'il est conforme à la norme appropriée

Note 1 à l'article: Lorsque ces essais ont été effectués, il n'est nécessaire de les reprendre que si des modifications viennent en changer les caractéristiques de conception. Dans ce cas, seuls les essais nécessaires sont à répéter.

3.79

élément de parafoudre

partie d'un parafoudre entièrement contenue dans une enveloppe, qui peut être connectée en série et/ou en parallèle avec d'autres éléments pour réaliser un parafoudre qui a des valeurs assignées de tension et/ou de courant plus élevées

3.80

surtension à front très rapide

VFFO

surtension transitoire, généralement unidirectionnelle, de durée jusqu'à la valeur de crête $\leq 0,1 \mu\text{s}$, et avec ou sans oscillations superposées de fréquence $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$

Note 1 à l'article: L'abréviation "VFFO" est dérivée du terme anglais développé correspondant "very-fast-front overvoltage".

4 Principes généraux d'utilisation des parafoudres

Le principe de coordination de l'isolement d'un réseau électrique est indiqué dans l'IEC 60071-1 et l'IEC 60071-2. Le processus de coordination de l'isolement consiste fondamentalement en un processus de gestion des risques qui vise à assurer la conception et le fonctionnement en toute sécurité, de manière fiable et rentable des réseaux et postes électriques à haute tension. L'utilisation des parafoudres permet d'obtenir un certain niveau d'isolement des réseaux et matériels tout en maintenant un risque acceptable et la meilleure économie d'échelle qui soit.

L'introduction d'une modélisation analytique et d'une simulation des transitoires de réseaux de puissance optimise davantage le niveau d'isolement des matériels. Le choix des parafoudres est devenu un élément de plus en plus important dans la conception et l'exploitation des réseaux de puissance. Il est intéressant de noter que la fiabilité du réseau de puissance et des équipements d'alimentation dépend de la marge de sécurité adoptée par l'utilisateur dans la conception et le choix du matériel et des parafoudres.

L'IEC 60071-1 spécifie des tensions de tenue pour les deux plages suivantes de tensions les plus élevées pour le matériel:

- plage I: tension supérieure à 1 kV et inférieure ou égale à 245 kV;
- plage II: tension supérieure à 245 kV.

Le présent guide utilise en outre:

- une tension de distribution jusqu'à et y compris 52 kV;
- une THT supérieure à 800 kV.

Dans les réseaux aériens de la plage I, le matériel est surtout menacé par les chocs de foudre induits et directs sur les lignes aériennes auxquelles il est raccordé. Dans les réseaux souterrains qui ne sont pas raccordés à des lignes aériennes, les surtensions les plus susceptibles de se produire sont occasionnées par des défauts ou des manœuvres. Dans des circonstances peu fréquentes, cependant, des surtensions peuvent également induites par des chocs de foudre. Dans les réseaux de la plage II, en plus des facteurs cités pour la plage I, les surtensions de manœuvre deviennent importantes, et ce d'autant plus que la tension du réseau est élevée. Les surtensions peuvent provoquer des contournements et des dégâts sérieux aux matériels, et par là même compromettre l'alimentation en énergie des usagers. Il est indispensable d'empêcher cela par une coordination appropriée entre les parafoudres et la tenue de l'isolation. Il est donc recommandé d'utiliser des parafoudres lorsque des surtensions de foudre ou de fortes surtensions de manœuvre qui peuvent être dangereuses pour le matériel sont possibles.

Il convient que les parafoudres constituent un élément fiable du réseau. Ils sont conçus de façon à pouvoir supporter les tensions et les courants qui s'écoulent à travers eux avec une fiabilité suffisamment grande, qui prenne en compte la pollution et d'autres problèmes relatifs au site. Pour chaque réseau, ces contraintes de tension sont (voir IEC 60071-1):

- la tension de régime;
- les surtensions temporaires;
- les surtensions à front lent;
- les surtensions à front rapide;

- les surtensions à front très rapide (applications GIS);

les surtensions à front lent dues à des manœuvres ayant une importance particulière pour les parafoudres qui protègent le matériel de la plage II.

D'une façon générale, une bonne protection des matériels et l'emploi de parafoudres de tensions assignées élevées constituent des exigences contradictoires. Le choix d'un parafoudre convenable est donc un processus d'optimisation qui doit prendre en compte un grand nombre de paramètres relatifs au réseau et aux matériels. Ces paramètres font l'objet d'une explication détaillée à l'Article 6, Coordination de l'isolement et utilisations de parafoudres.

5 Principes de base des parafoudres et questions liées à leur utilisation

5.1 Evolution des dispositifs de protection contre les surtensions

Le parafoudre à oxyde métallique (également appelé MO ou parfois ZnO), introduit du milieu à la fin des années 1970, s'est révélé être la solution aux problèmes auxquels la technologie des parafoudres au carbure de silicium (SiC) avec éclateur ne pouvait pas répondre [19][20][21]¹. Le niveau de protection d'un parafoudre ne constituait plus un paramètre statistique, mais pouvait néanmoins être indiqué avec exactitude. La fonction de protection n'était plus liée à l'installation ou au voisinage d'autres appareils, contrairement aux parafoudres SiC, avec lesquels la tension d'amorçage pouvait être altérée par les champs électriques environnants. Le parafoudre MO pouvait être conçu de manière à satisfaire pratiquement à toutes les exigences énergétiques, par la connexion en parallèle des résistances MO (malgré le caractère élaboré de la technique qui permet d'assurer un partage du courant, de même qu'un partage de l'énergie, corrects entre les colonnes). La possibilité de concevoir des matériels de protection capables de supporter des contraintes à très grande énergie a également ouvert la voie à de nouveaux domaines d'application, la protection de condensateurs série, par exemple, dans le cas où le parafoudre constitue une rangée de parafoudres de grandes dimensions constituée de dizaines à des centaines de colonnes de résistances MO individuelles connectées en parallèle.

Certains parafoudres parmi les premiers parafoudres MO utilisaient des éclateurs montés en série avec les varistances ou en parallèle avec les sections de la colonne de varistances (éclateurs en dérivation). Ces modèles de parafoudres reflétaient, dans une certaine mesure, le souci d'une stabilité de longue durée du matériau constitutif des résistances MO. L'emploi d'éclateurs en série ou en parallèle permettait ainsi de réduire la contrainte de tension continue exercée sur les résistances MO, tout en maintenant un niveau de protection faible. Une autre raison à cet emploi visait à obtenir des niveaux de protection meilleurs que ceux applicables aux parafoudres avec éclateur SiC les plus qualifiés à l'époque concernée, avec par ailleurs des éclateurs actifs et des niveaux de protection faibles [18].

Ces modèles de parafoudres ne sont plus commercialisés pour les applications haute tension. La suppression des éclateurs a ainsi permis, avec l'expérience acquise, de concevoir des parafoudres fiables très compacts, par comparaison à ce que permettait de réaliser l'ancienne technologie.

La commercialisation des parafoudres MO à éclateur extérieur en série (parafoudres de ligne avec éclateur extérieur: EGLA) est par ailleurs toujours d'actualité, la tendance étant même à l'augmentation de leur utilisation. Ces parafoudres permettent de protéger les lignes aériennes de transmission ou de distribution contre les seules surtensions à front rapide associées aux chocs de foudre. Ces parafoudres sont ainsi conçus pour ne pas fonctionner avec les surtensions à front lent et les surtensions temporaires.

La technologie des résistances MO a été développée davantage au cours des années 1980 et 1990 jusqu'à aujourd'hui, avec une orientation sur le comportement au vieillissement non

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la Bibliographie.

critique, des niveaux de protection moindres, des contraintes de tension admissibles plus élevées exercées sur les matériaux, des capacités d'absorption d'énergie spécifiques plus grandes et de meilleures tenues au courant [19] [20] [22] [23] [24] [26] [27] [38] [39] [40] [55] [56].

L'utilisation de nouveaux polymères, se substituant aux enveloppes en porcelaine classiques, pour les parafoudres de distribution, a commencé au milieu des années 1980. A la fin des années 1980, les parafoudres à enveloppe synthétique pouvaient être utilisés jusqu'à des tensions de réseau de 145 kV, et sont aujourd'hui acceptés pour toutes les plages de tensions jusqu'à 800 kV inclus, et les nouveaux niveaux THT (1 100 kV, 1 200 kV) [21] [23]. De nombreux modèles de parafoudres polymères de la première génération utilisaient du caoutchouc éthylène-propylène-diène comme isolant. Cependant, au cours des années 1990, les fabricants de parafoudres ont été de plus en plus nombreux à adopter le caoutchouc de silicone (SIR) qui présente des qualités de tenue exceptionnelles dans des conditions de pollution, du fait de son hydrophobicité (capacité d'imperméabilité à l'eau) transmise également aux couches de pollution. Par conséquent, l'isolement par le caoutchouc de silicone est considéré comme moins affecté par les conditions environnementales, y compris le rayonnement ultraviolet et la pollution.

5.2 Différents types et modèles de parafoudres et leurs caractéristiques électriques et mécaniques

5.2.1 Généralités

Les parafoudres peuvent tout d'abord être différenciés par leurs types de résistances variables appliquées: SiC ou MO, lorsque ce dernier type est aujourd'hui fondé sur le ZnO pratiquement dans tous les cas. Un autre aspect de différenciation est la présence ou non d'éclateurs. Les éclateurs peuvent être intérieurs ou extérieurs. Les éclateurs intérieurs peuvent être reliés en série sur l'ensemble des résistances variables, ou connectés en dérivation sur une partie d'entre elles. La technologie de l'enveloppe appliquée constitue un autre facteur important. Les parafoudres à poste isolé dans l'air (AIS, *air insulated substation*) existent avec enveloppes en porcelaine ou avec enveloppes synthétiques, avec une grande variété de types et de polymères différents. Les parafoudres à isolation gazeuse (GIS) utilisent des enveloppes métalliques, remplies d'hexafluorure de soufre (SF_6) à des pressions de service élevées. Par ailleurs, il existe d'autres technologies d'enveloppe très spécifiques dédiées aux applications de distribution.

Ces diverses technologies appliquées aux parafoudres étaient et sont, respectivement, couvertes par les normes suivantes de la série IEC 60099:

- parafoudres SiC avec éclateurs intérieurs en série, à enveloppe en porcelaine: IEC 60099-1 (annulée en 2013);
- parafoudres MO sans éclateur, toutes technologies d'enveloppe: IEC 60099-4;
- parafoudres de distribution MO de tension assignée inférieure ou égale à 52 kV, avec éclateurs intérieurs en série, à enveloppe en porcelaine ou synthétique: IEC 60099-6;
- parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) destinés à être utilisés dans les lignes aériennes de transmission ou de distribution, à enveloppe en porcelaine ou synthétique: IEC 60099-8;
- parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour postes de conversion CCHT: IEC 60099-9.

Les parafoudres SiC encore en service sont très nombreux, mais ce modèle de parafoudre n'est toutefois plus commercialisé. Le présent guide d'application traite uniquement des parafoudres MO. L'Annexe J traite toutefois de certains aspects concernant les parafoudres avec éclateur SiC.

La majorité des parafoudres nouvellement mis en place actuellement sont des parafoudres MO sans éclateur. Les enveloppes synthétiques sont légion dans les applications de distribution.

Les réseaux de transmission utilisent encore couramment des enveloppes en porcelaine, la commercialisation d'enveloppes synthétiques étant toutefois en augmentation.

La partie active d'un parafoudre MO sans éclateur consiste en une colonne de résistances MO superposées, dont le support mécanique est assuré par différents types de structures. Les résistances MO présentent une caractéristique dont la valeur approchée est donnée par l'équation $I = k \times U^\alpha$, où α est le coefficient de variabilité, dont la valeur dépend du matériau et de la région réelle de la caractéristique tension-courant ($U-I$). Elle peut revêtir des valeurs comprises entre 5 et 50. Les résistances MO destinées aux applications de parafoudres sont généralement de forme cylindrique, avec des diamètres compris dans une plage allant de quelque 20 mm à environ 110 mm et des hauteurs allant jusqu'à environ 45 mm. Plusieurs colonnes de résistances MO peuvent être connectées en parallèle dans une seule enveloppe afin d'augmenter la tenue énergétique (par un plus grand volume et de ce fait une capacité thermique plus élevée) ou de réduire le niveau de protection (par une densité de courant réduite à un niveau d'impulsion de courant donné).

La plupart des parafoudres sont de type extérieur pour les postes isolés dans l'air (AIS), tandis que les parafoudres GIS sont limités à la protection des postes à isolation gazeuse ou à des parties d'entre eux.

Traditionnellement, les parafoudres comportent principalement des matériels de poste protégés tels que des transformateurs d'alimentation, des transformateurs de mesure, ou des disjoncteurs de lignes entrantes dans certains cas. Une application comparativement nouvelle (toutefois de très longue tradition au Japon) consiste à utiliser des parafoudres de ligne qui empêchent l'occurrence de contournements de l'isolateur provoqués par des chocs de foudre qui frappent des lignes sans câble de garde ou des lignes avec câble de garde résultant des défauts d'écran, ou du fait d'impédances élevées dans le cas de chocs de foudre qui frappent le câble de garde ou le poteau/pylône (contournements en retour). La tenue énergétique des parafoudres MO modernes, qui peuvent être facilement étendus au moyen de connexions en parallèle de nombreuses (parfois plus d'une centaine) colonnes de résistances MO individuelles rend possibles d'autres applications. Les modèles de parafoudres spéciaux sont compatibles avec les réseaux de connexion par câble et peuvent ainsi être simplement intégrés aux appareillages de distribution existants, tandis que d'autres modèles de parafoudres sont installés directement dans les cuves de transformateurs, leur fonctionnement s'opérant avec de l'huile.

5.2.2 Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur conformes à l'IEC 60099-4

5.2.2.1 Différents types et modèles

L'IEC 60099-4 couvre les types suivants de parafoudres MO sans éclateur:

- parafoudres à enveloppe en porcelaine;
- parafoudres à enveloppe synthétique;
- parafoudres sous enveloppe métallique à isolation gazeuse (parafoudres GIS);
- parafoudres débrosables et parafoudres pour prises;
- parafoudres immergés.

Ces différents types de parafoudres sont décrits en 5.2.2.2, 5.2.2.3, 5.2.2.4, 5.2.2.5 et 5.2.2.6.

5.2.2.2 Parafoudres à enveloppe en porcelaine

L'espace entre la partie active des résistances MO superposées et la paroi intérieure de l'enveloppe peut être entièrement ou partiellement rempli de gaz ou d'une matière solide ou semi-solide (par exemple, caoutchouc de silicone). L'azote ou l'air (synthétique) constitue le gaz environnant type contenu dans ce modèle de parafoudres. Si d'autres gaz, par exemple, SF₆, sont employés, il convient de vérifier que tous les essais appropriés conformément à l'IEC 60099-4 sont effectués avec le milieu de remplissage réel des parafoudres et qu'il est tenu compte de toute fuite éventuelle. Ceci est tout particulièrement important pour l'essai de court-circuit dans la mesure où le type de gaz a vraisemblablement une influence significative sur le fonctionnement du parafoudre soumis à un court-circuit. Un essai réalisé avec de l'air ou de l'azote à l'intérieur du parafoudre n'est par conséquent pas représentatif si d'autres gaz sont utilisés.

Des limiteurs de pression sont habituellement prévus, ces derniers permettant de s'assurer que l'enveloppe ne se rompra pas de manière violente après perforation ou contournement de la partie active en raison d'une surcharge énergétique. Il doit cependant être noté que les modèles de parafoudres sans limiteurs de pression sont effectivement commercialisés. L'utilisateur doit de ce fait accorder une attention toute particulière aux considérations de sécurité.

L'enveloppe en porcelaine protège la partie active contre l'influence de l'environnement. L'enveloppe doit satisfaire aux nombreuses exigences différentes concernant:

- la résistance mécanique;
- la distance de contournement;
- la ligne de fuite;
- le fonctionnement dans des conditions de pollution;
- l'étanchéité contre toute pénétration d'humidité;
- le limiteur de pression dans des conditions de surcharge.

Les exigences relatives à la rigidité diélectrique et applicables aux enveloppes de parafoudre en général (c'est-à-dire non limitées à la porcelaine), sont différentes de celles applicables à tous les autres matériels des réseaux de puissance électrique. Noter que les niveaux d'isolement normalisés de la norme relative à la coordination de l'isolement (Tableaux 2 et 3 de l'IEC 60071-1:2010) ne sont pas appropriés. Des valeurs inférieures doivent toutefois être appliquées en lieu et place, dans la mesure où une enveloppe de parafoudre représente le meilleur isolement protégé d'un réseau de puissance. Afin d'éviter tout contournement sous l'action d'une contrainte de tension résiduelle de choc de foudre lors du fonctionnement du parafoudre, les exigences minimales relatives aux enveloppes de parafoudres, conformément à l'IEC 60099-4, sont les suivantes (abréviations conformes à l'IEC 60071):

- LIWV = 1,3 fois le niveau de protection au choc de foudre (U_{pl}) du parafoudre;
- SIWV = $1,1 \times e^{m \times 1000/8150}$ fois le niveau de protection au choc de manœuvre (U_{ps}) du parafoudre pour les parafoudres de classe de poste utilisés dans des réseaux de tension $U_s > 245$ kV, où $m = 1$ lorsque $245 \text{ kV} < U_s \leq 800 \text{ kV}$; lorsque $U_s > 800 \text{ kV}$, m est tiré de la Figure 9 (isolement entre phase et terre) de l'IEC 60071-2:1996, la valeur en abscisse étant égale à 1,1 fois le niveau de protection au choc de manœuvre (U_{ps}) du parafoudre;
- PFVV (valeur de crête) = 1,06 fois le niveau de protection au choc de manœuvre (U_{ps}) du parafoudre pour les parafoudres de classe de poste utilisés dans des réseaux de tension $U_s \leq 245 \text{ kV}$;
- PFVV (valeur de crête) = 0,88 fois le niveau de protection au choc de foudre (U_{pl}) du parafoudre pour les parafoudres de classe de distribution.

Les facteurs appliqués tiennent compte des tensions résiduelles accrues pour des courants de décharge supérieurs aux valeurs nominales, ainsi que de la correction atmosphérique pour une hauteur de montage de 1 000 m au-dessus du niveau de la mer (ce qui signifie qu'une correction d'altitude pour des altitudes jusqu'à 1 000 m est toujours incluse. D'autres corrections doivent être appliquées pour des hauteurs d'installation plus élevées telles que définies dans l'IEC 60071-2).

L'exemple suivant explicite les différentes exigences relatives à la tension de tenue:

Tension la plus élevée pour le matériel $U_m = 420$ kV

- LIWV exigée pour les matériels autres que les enveloppes de parafoudre (Tableau 3 de l'IEC 60071:2006): LIWV = 1 425 kV
- SIWV exigée pour les matériels autres que les enveloppes de parafoudre (Tableau 3 de l'IEC 60071:2006): SIWV = 1 050 kV

Niveau de protection au choc de foudre type du parafoudre $U_{pl} = 825$ kV

Niveau de protection au choc de manœuvre type du parafoudre $U_{ps} = 700$ kV

- LIWV exigée pour l'enveloppe de parafoudre: $LIWV = 1,3 \times 825 \text{ kV} = 1\,073 \text{ kV}$
- SIWV exigée pour l'enveloppe de parafoudre: $SIWV = 1,24 \times 700 \text{ kV} = 868 \text{ kV}$

Souvent, les utilisateurs ne sont pas conscients de cette situation particulière pour les parafoudres et exigent les valeurs normalisées définies dans l'IEC 60071-1:2010 (Tableaux 2 et 3). Ceci génère des enveloppes de parafoudres de dimensions inutilement trop grandes, ce qui constitue non seulement un problème de dimensions géométriques, mais entraîne également une répartition de la tension axiale défavorable et éventuellement un fonctionnement plus critique dans des conditions de pollution. Il peut exister des situations particulières, telles que des conditions environnementales extrêmes, qui exigent des caractéristiques assignées de tenue aux chocs plus élevées, mais il convient généralement de n'appliquer que les exigences de l'IEC 60099-4.

Le système d'étanchéité est très important pour les parafoudres, et cela n'est pas uniquement le cas des parafoudres à enveloppe en porcelaine. La pénétration d'humidité dans les parafoudres à enveloppe en porcelaine est l'une des raisons principales, sinon la seule raison, à la durée de vie limitée des parafoudres MO. Il convient de noter que le vieillissement électrique des résistances MO, c'est-à-dire une modification non réversible de la caractéristique tension-courant dans la plage de courant de fuite, n'exerce qu'un rôle mineur qui ne mérite aucune mention particulière par rapport à la durée de vie en service des parafoudres, sur vérification conformément à l'IEC 60099-4.

La limite de longueur d'une unité n'est pas seulement donnée pour des raisons mécaniques et électriques, mais aussi pour des raisons de fabrication ou de transport. Ainsi, la longueur d'un seul parafoudre est habituellement limitée à une longueur inférieure à 2 m pour des raisons mécaniques. Des parafoudres destinés à des tensions réseau supérieures à 245 kV comportent habituellement au moins deux unités montées en série. En partant d'une longueur d'environ 1,5 m à 2 m, des anneaux de garde extérieurs peuvent être appliqués, qui permettent de contrôler la répartition de la tension axiale irrégulière provoquée par les capacités parasites vers la terre. Ces anneaux, dont la présence est souvent considérée comme non souhaitable du point de vue de la configuration d'un poste, ne doivent pas être omis lors de l'installation, car cela pourrait conduire au dysfonctionnement du parafoudre à court terme sous l'effet d'un emballement thermique (c'est-à-dire que les puissances absorbées électriques dépassent la capacité de dissipation thermique).

5.2.2.3 Parafoudres à enveloppe synthétique

La commercialisation des parafoudres à enveloppe synthétique remonte au milieu des années 1980 pour la distribution et à la fin des années 1980 pour la transmission. En matière de distribution, ils représentent l'état actuel de la technique, les parafoudres de distribution à enveloppe synthétique utilisés aujourd'hui n'étant guère nombreux. En matière de transmission, la part de marché des parafoudres à enveloppe synthétique est moins importante, la tendance étant toutefois à une augmentation de ce modèle de parafoudre. De nombreux types de parafoudres différents ont été développés spécialement pour les parafoudres de distribution. L'ensemble des types de parafoudres existants ne peut toutefois être affecté qu'à un seul principe de conception fondamental choisi parmi les principes de même nature peu nombreux, énumérés ci-dessous [49]. Il convient de noter que, d'un point de vue mécanique, l'IEC 60099-4 considère tout modèle de parafoudre qui utilise une enveloppe en résine époxyde pure en tant que parafoudre à enveloppe en porcelaine, dans la mesure où la résine époxyde est une matière fragile dont le comportement mécanique est sans aucun doute équivalent à celui d'une enveloppe en porcelaine.

"Modèle à tube": Modèle de parafoudre qui utilise une enveloppe intégrant un volume de gaz prévu (analogue à une enveloppe en porcelaine). Ce parafoudre doit par conséquent comporter un système d'étanchéité et un dispositif de décompression. L'enveloppe consiste habituellement en une enveloppe composite non céramique, formée par exemple, à partir d'un tube en plastique renforcé de fibre de verre (FRP, *fibre glass reinforced plastic*), recouverte d'aillettes extérieures. Ces ailettes peuvent être moulées directement sur le tube ou appliquées comme éléments individuels dans différents processus potentiels. La conception interne et le milieu environnant de ces parafoudres sont normalement semblables à ceux des parafoudres à enveloppe en porcelaine.

Tous les autres modèles de parafoudres existants utilisent des enveloppes qui s'appliquent directement à la colonne de résistances MO, sans aucun volume de gaz prévu:

"Modèle guipé": La partie de maintien mécanique de l'enveloppe est constituée d'une structure FRP guipée. Cette structure peut être mise en œuvre par des stratifils en verre trempé dans de la résine époxyde ou des mâts ou bandes préimprégnés enroulés autour de la colonne de résistances MO, puis traités dans une étuve. Le tube obtenu, qui entoure la colonne de résistances, peut être entièrement fermé (parfois au moyen de surfaces fragilisées préparées qui résistent à l'ouverture de l'enveloppe dans des conditions de surcharge) ou comporter certaines "fenêtres" ouvertes. Le guipage peut également consister en un tube FRP préfabriqué enfoncé sur la colonne de résistances MO, l'espace entre ces dernières et le tube FRP étant alors rempli d'une matière élastique.

"Modèle à cage": Des boucles, des tiges ou des bandes FRP permettent de fixer la colonne de résistances MO. Les résistances MO agissent ainsi elles-mêmes comme une partie intégrante de la structure de maintien mécanique, les éléments FRP formant alors une cage ouverte. Des bandes supplémentaires peuvent être enroulées autour de cette cage d'éléments FRP de manière à renforcer la résistance mécanique et à améliorer les performances de tenue aux courts-circuits. Les ailettes extérieures doivent être moulées directement sur les modules, en appliquant habituellement du caoutchouc de silicone.

Bien que cette classification se soit révélée relativement pratique, l'IEC 60099-4 a adopté une autre classification avec un contexte différent, de manière à classer les modèles de parafoudre compte tenu des différentes procédures appliquées dans les essais de court-circuit. Pendant les essais de court-circuit, le fait que le comportement de "limitation de pression" d'une enveloppe fermée qui comporte un volume de gaz inclus doit être vérifié ou que les performances de tenue aux courts-circuits d'une enveloppe fixée directement sur la colonne de résistances MO doivent également être vérifiées, sont deux choses bien différentes. Ces deux principes de conception fondamentaux exigent des méthodes d'essai différentes. Par exemple, dans le premier cas, et ce afin de refléter les conditions les plus défavorables, un arc interne doit être initié par la fusion d'un fil fusible parallèle à la colonne de varistances, représentant ainsi un contournement interne. Dans le dernier cas, seule une surcharge énergétique (par l'application d'une tension excessive) du parafoudre produit un scénario de dysfonctionnement représentatif, étant donné que la rupture de résistances MO individuelles défaillantes ne peut être exclue, occasionnant de ce fait un dommage mécanique de l'enveloppe. L'IEC 60099-4 comporte par conséquent les ajouts suivants par rapport aux performances de tenue aux courts-circuits:

Les parafoudres de "conception A" sont tels qu'un canal utilisé par le gaz suit toute la longueur de l'unité de parafoudre et remplit au moins la moitié du volume interne qui n'est pas occupé par les parties actives internes.

Les parafoudres de "conception B" sont solides et sans volume interne de gaz ou ont un volume interne de gaz qui remplit moins de la moitié du volume interne qui n'est pas occupé par les parties actives internes.

Les notes de l'IEC 60099-4 fournissent davantage d'explications:

"Généralement, les parafoudres de "conception A" sont des parafoudres à enveloppe en porcelaine ou synthétique avec un isolateur creux composite qui sont équipés soit de limiteurs de pression, soit de points faibles préfabriqués dans l'enveloppe composite qui éclate ou s'ouvre à une pression spécifiée, ce qui fait baisser la pression interne".

"Généralement, les parafoudres de "conception B" ne possèdent pas de limiteur de pression et sont solides sans volume interne de gaz. Si les résistances connaissent une défaillance électrique, il se produit un arc à l'intérieur du parafoudre. Cet arc provoque une évaporation importante et éventuellement la combustion de l'enveloppe et/ou du matériau interne. Ces performances de tenue aux courts-circuits des parafoudres sont déterminées par leur capacité à contrôler l'éclatement ou l'ouverture de l'enveloppe dus aux effets de l'arc, évitant ainsi une rupture explosive".

En d'autres termes, la "conception A" définit un parafoudre avec lequel la probabilité d'occurrence d'une défaillance dans le volume de gaz est bien plus élevée que la probabilité de défaillance de la matière solide, et la "conception B" définit un modèle de parafoudre avec une probabilité d'occurrence d'une défaillance de la matière solide plus élevée. Cette classification est optimisée par rapport aux exigences d'essai. Il demeure de nombreuses situations dans lesquelles une différenciation entre les deux conceptions pose problème, une différenciation détaillée des différentes marques de parafoudres commercialisés actuellement n'étant toutefois pas possible. Les deux classifications susmentionnées peuvent ainsi coexister.

La partie extérieure d'une enveloppe synthétique, exposée au milieu environnant, peut être constituée de différents types de matériaux, tels que du terpolymère d'éthylène-propylène diène (EPDM, *ethylene-propylene-diene-monomer*), de l'acétate d'éthylènevinyle (EVA, *ethylene-vinyl-acetate*) ou du caoutchouc de silicone (SIR, *silicone rubber*), ce dernier étant sous-divisé en caoutchouc à vulcanisation à la température de la pièce (RTV, *room temperature vulcanizing*), caoutchouc à vulcanisation à haute température (HTV, *high temperature vulcanizing*) et caoutchouc de silicone liquide (LSR, *liquid silicone rubber*). Il ne s'agit là que de noms génériques, de nombreuses sous-variantes existant par ailleurs. Dans la plupart des cas, ces polymères sont dopés par des produits chimiques ou remplis de matériaux de remplissage tels que de l'hydroxyde d'aluminium (ATH, *aluminium tri-hydrate*) afin d'offrir une résistance suffisante aux incidences environnementales. Les caractéristiques les plus importantes sont l'hydrophobicité (capacité d'imperméabilité à l'eau) et le comportement dynamique (perte temporaire dans le cadre d'une humidification de longue durée et rétablissement dans les périodes de sécheresse qui suivent), ainsi que le cheminement et la résistance à l'érosion. Il est de ce fait important que tous les parafoudres à enveloppe synthétique sans éclateur soient soumis à un essai de vieillissement comme partie intégrante des essais de type. L'IEC 60099-4 spécifie cet essai comme une condition nécessaire.

Les performances du système d'étanchéité d'un parafoudre à enveloppe synthétique sans volume de gaz inclus font l'objet d'une vérification par essai d'immersion dans l'eau (ébullition pendant 42 heures).

Il convient que l'utilisateur, lorsqu'il emploie des parafoudres à enveloppe synthétique, ait conscience du fait que, à la différence des parafoudres à enveloppe en porcelaine, même des modèles qui ont une résistance mécanique extrêmement élevée peuvent être déformés sous l'action de charges en porte-à-faux mécaniques. Cet élément doit être pris en compte dans la configuration d'un poste, par exemple dans le cas d'espaces extrêmement faibles par rapport aux matériels voisins.

Les modèles de parafoudre à montage série-parallèle constituent une variante différente de parafoudres à enveloppe synthétique [48]. Ces modèles sont constitués, par exemple, à partir de modules de système de distribution montés en série afin de satisfaire à la tension assignée exigée, de même que montés en parallèle afin de satisfaire aux exigences de tenue énergétique et de niveau de protection. L'IEC 60099-4 ne permet pas de traiter tous les aspects particuliers de ce modèle de parafoudre (par exemple, eu égard aux essais de court-circuit et mécaniques), et l'utilisateur doit par conséquent être conscient du fait que les performances du dispositif complet peuvent différer des performances vérifiées dans les essais de type effectués sur les seuls modules individuels.

5.2.2.4 Parafoudres sous enveloppe métallique à isolation gazeuse (parafoudres GIS)

Les parafoudres sous enveloppe métallique à isolation gazeuse (parafoudres GIS) sont des parafoudres qui peuvent être connectés directement à une isolation GIS. Leur enveloppe métallique est habituellement en aluminium ou en acier. Le même principe s'applique aux parafoudres GIS dans la mesure où les interfaces des compartiments gazeux sont spécifiques au fabricant et ne sont pas normalisées. Ainsi, les fabricants de parafoudres GIS ont habituellement leurs propres modèles de parafoudres. Des brides d'adaptation permettent foncièrement de connecter, bien que cela ne soit pas très courant, tout parafoudre GIS sur toute isolation GIS disponible sur le marché.

Les modèles de parafoudres GIS peuvent être différenciés tout d'abord par le nombre de phases d'une enveloppe métallique commune. Pour les tensions réseau inférieures ou égales à 170 kV, les modèles triphasés sont courants. Pour des tensions réseau plus élevées, des modèles monophasés sont habituellement utilisés.

Les parafoudres GIS sont exposés, davantage que les parafoudres AIS, à la forte influence des capacités de terre qui affectent la colonne de résistances MO et qui entraînent une répartition de la tension pour le moins non uniforme le long de la partie active en l'absence de toute mesure de prévention. Le système interne de répartition de la tension est de ce fait plus complexe que le système des anneaux de garde des parafoudres AIS. Par ailleurs, pour des tensions réseau supérieures à 170 kV, la conception interne de la partie active est une disposition en trois colonnes à étageage mécanique, mais une conception monocolonne d'un point de vue électrique, l'objectif étant de réduire la longueur géométrique de la colonne (Figure 1). Des plaques isolantes de rigidité diélectrique extrêmement élevée doivent être appliquées pour isoler les couches de résistances MO les unes par rapport aux autres. Ces parafoudres doivent faire l'objet d'essais spéciaux de tenue diélectrique décrits en 11.8.2 de l'IEC 60099-4:2014.

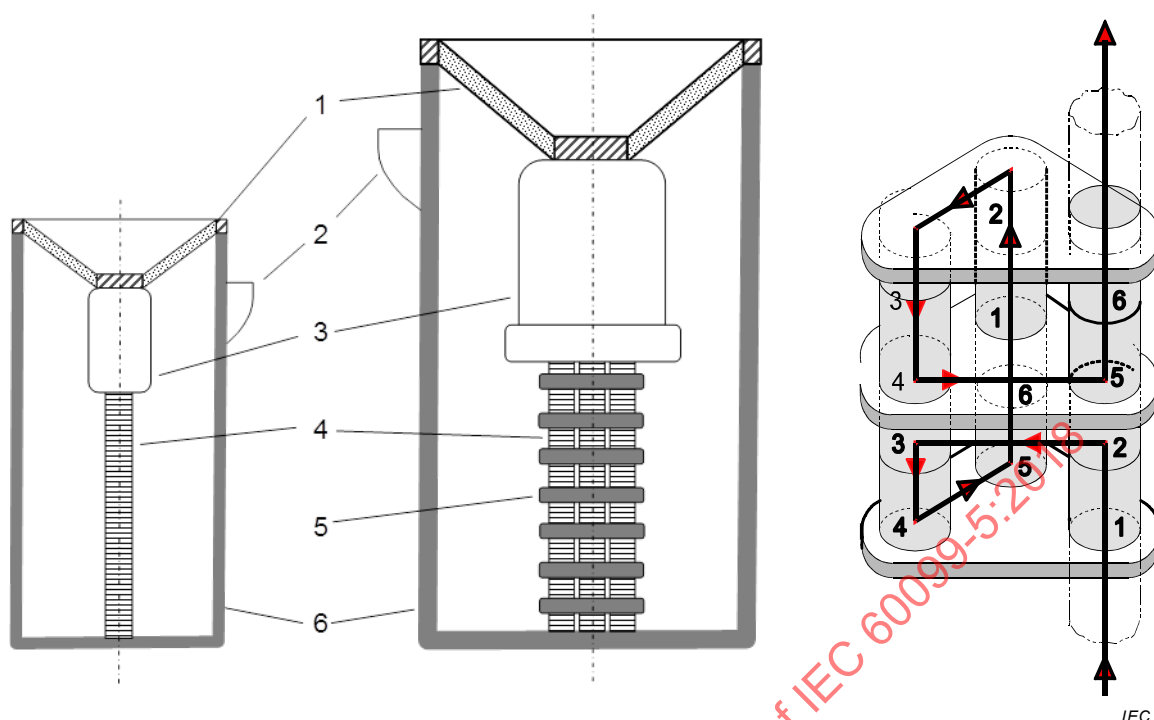
Les développements récents de parafoudres ont produit, également pour des réseaux UHT, des parafoudres de conception monocolonne mécanique et électrique, qui utilisent des résistances MO à gradient de haute tension (c'est-à-dire des résistances MO de plusieurs "volts par longueur millimétrique"), les parafoudres THT présentant des niveaux de protection extrêmement faibles, par la connexion électrique en parallèle de quatre colonnes de résistances MO, ce qui conduit à une partie active en étages de douze colonnes MO parallèles.

Généralement, les exigences portant sur la résistance d'isolement sont assez similaires à celles applicables aux parafoudres AIS ($LIWV = 1,3$ fois U_{pl} , $SIWV = 1,25$ fois U_{ps} , $PFWV = 1,06$ fois U_{ps}) bien qu'aucune correction atmosphérique ne soit nécessaire: la densité de gaz dans l'enveloppe reste toujours la même tant qu'il ne se produit pas de fuite de gaz. Cela est justifié par une demande de marges de sécurité plus élevées, car toute défaillance diélectrique d'une isolation GIS aurait bien plus de conséquences graves (arc de puissance à l'intérieur de l'enveloppe métallique). Les tensions de tenue entre phases sont également importantes dans les conceptions triphasées.

La configuration cylindrique coaxiale justifie une inductance propre bien inférieure d'un parafoudre GIS par comparaison à un parafoudre AIS. Par hypothèse, une valeur de $0,3 \mu H/m$ de longueur est généralement admise pour les parafoudres GIS, tandis que la valeur est de $1 \mu H/m$ pour les parafoudres AIS (voir également Annexe C). De ce fait, le niveau de protection d'un parafoudre GIS soumis à une contrainte de choc de courant à front raide est moindre que celui d'un parafoudre AIS comparable.

Si un parafoudre GIS utilise des enveloppes métalliques qui ont été soumises à l'essai conformément à l'IEC 62271-200 ou à l'IEC 62271-203, et s'il ne comporte aucun dispositif de décompression interne supplémentaire, aucun essai de court-circuit n'est nécessaire au cours des essais de type. Dans le cas contraire, le dispositif de décompression interne doit être soumis à un essai de court-circuit.

Les essais de mise en service effectués sur l'isolation GIS doivent faire l'objet d'une attention particulière si ces derniers comportent des parafoudres GIS. Les parafoudres ne peuvent résister aux niveaux exigés de tension de tenue à fréquence industrielle des essais diélectriques exigés. La plupart des défaillances signalées avec les parafoudres GIS se sont produites au cours des essais de mise en service. Les parafoudres GIS doivent être retirés pendant ces essais, ou les déconnecteurs intégrés, que comportent certains modèles de parafoudre, doivent être ouverts [50] [51] [52].



Légende

- 1 isolateur conique
- 2 évent du limiteur de pression
- 3 cloche de répartition
- 4 colonne(s) de résistances MO
- 5 isolateurs de séparation de sol
- 6 enveloppe métallique (cuve)

Figure 1 – Exemple de parafoudres GIS de type trois colonnes mécaniques/ une colonne électrique (milieu) et une colonne (gauche) et trajet de courant du modèle à trois colonnes mécaniques/une colonne électrique (droite)

5.2.2.5 Parafoudres débrochables et parafoudres pour prises

Les parafoudres débrochables et les parafoudres pour prises constituent deux modèles différents de parafoudres, ayant en commun le fait de ne pas être des installations fixes reliées de façon permanente au réseau au moyen de conducteurs fixes, mais de pouvoir être installés et retirés au moyen de contacts et de prises glissantes, respectivement. Habituellement, ces parafoudres sont destinés à être installés dans des enceintes, telles que les appareillages de distribution, des applications extérieures sont toutefois également utilisées. Les parafoudres débrochables et les parafoudres pour prises présentent certaines différences fondamentales.

Les parafoudres débrochables peuvent être constitués d'enveloppes isolées (synthétiques) ou blindées (métalliques ou synthétiques à conduction électrique). Dans tous les cas, il s'agit de parafoudres qui se raccordent hors tension, ce qui signifie que le réseau de puissance doit être mis hors tension avant de pouvoir connecter ou retirer le parafoudre. L'utilisation de parafoudres débrochables est une pratique commune en Europe.

Les parafoudres pour prises, parfois appelés parafoudres coudés et d'usage courant aux Etats-Unis, comportent toujours des enveloppes blindées, représentées à la Figure 2. Ils sont habituellement installés dans des matériels et des réseaux de distribution enterrés et montés sur poteau, et se raccordent souvent sous tension, c'est-à-dire que leur installation tout comme leur retrait peuvent être effectués sous tension.

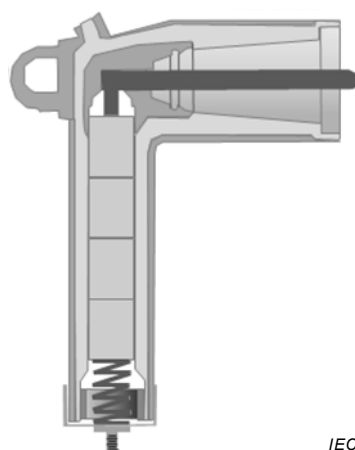


Figure 2 – Parafoudre pour prise type

Les exigences relatives à la tenue diélectrique diffèrent de celles applicables aux parafoudres AIS normalisés, de même qu'elles sont différentes pour les modèles de parafoudre avec enveloppes isolantes ou blindées/écranées. Les exigences sont issues de celles données dans l'IEC 60071-1 et l'IEC 60694 dans le cas des parafoudres débrochables non blindés et de celles données dans l'IEEE C62.11 dans le cas des parafoudres débrochables blindés et des parafoudres pour prises (voir 12.8.2 de l'IEC 60099-4:2014).

Des exigences supplémentaires différentes de celles relatives aux parafoudres AIS normalisés s'appliquent au comportement aux courants de court-circuit et aux conditions d'essai et à l'évaluation associées. Il convient que l'utilisateur ait conscience du fait que les parafoudres débrochables et les parafoudres pour prises peuvent, en cas de surcharge, éjecter les parties de parafoudre au travers du corps de l'enveloppe par le relâchement d'un capot inférieur ou par l'intermédiaire d'autres parties conçues spécifiquement à cet effet. Il convient que la méthode d'installation tienne compte de cette possibilité.

5.2.2.6 Parafoudres immergés

Bien que l'IEC 60099-4 traite des parafoudres immergés dans des liquides isolants en général, les seuls parafoudres mis en œuvre en pratique sont les parafoudres immergés dans l'huile, qui sont installés directement dans la cuve du transformateur à proximité immédiate de l'enroulement à protéger. Ces parafoudres sont utilisés à grande échelle aux Etats-Unis depuis 1980 et au Japon depuis 1985. Dans d'autres régions du monde, cette technologie n'a généralement pas été acceptée ni adoptée.

L'IEC 60099-4 traite uniquement des parafoudres qui protègent directement les enroulements de transformateur et qui sont soumis par conséquent à une contrainte permanente de la tension de régime, et non, par exemple, des résistances MO qui protègent les changeurs de prises.

Les parafoudres immergés offrent l'avantage de performances de protection optimisées dans la mesure où le parafoudre est installé le plus près possible de l'enroulement, évitant ainsi les effets de séparation dus aux phénomènes d'ondes progressives, et la protection absolue du parafoudre contre l'influence de l'environnement.

Le fonctionnement du parafoudre immergé dans de l'huile chaude constitue un problème qui doit être résolu. De ce fait, l'essai de vieillissement accéléré (partie intégrante de l'essai de fonctionnement) doit être effectué pendant 7 000 heures (cette durée peut être réduite après accord entre le fabricant et l'utilisateur, mais ne peut pas être inférieure à 2 000 heures), ce qui ne confère cependant pas la même confiance eu égard à la prévision de la durée de vie qu'un essai de 1 000 heures effectué sur des résistances MO pour des applications normalisées (voir Annexe E de l'IEC 60099-4:2014 pour plus d'explications).

Les performances de tenue aux courts-circuits constituent un autre problème. Les parafoudres immergés peuvent être soit du type "défaillance en circuit ouvert", soit du type "défaillance en court-circuit". Il doit cependant être reconnu que la défaillance d'un parafoudre du type "défaillance en circuit ouvert" ne se solde pas toujours par un mode de circuit ouvert pour des courants de défaut inférieurs à la valeur de son courant assigné de défaillance en circuit ouvert. Il doit être également reconnu que la défaillance d'un parafoudre du type "défaillance en court-circuit" ne se solde pas toujours par un mode de court-circuit pour des courants de défaut supérieurs à la valeur de son courant assigné de défaillance en court-circuit. Il convient également de ne pas considérer que le terme "défaillance en circuit ouvert" implique que le parafoudre coupe le circuit. Il signifie simplement que, après élimination du défaut par d'autres appareils, un parafoudre défaillant du type "défaillance en circuit ouvert" permet la remise sous tension du matériel protégé, évidemment sans protection contre les surtensions. Les deux approches différentes fondamentales de comportement aux courants de court-circuit exigent des procédures d'essai et des critères d'évaluation différents de ceux relatifs à tous les autres modèles de parafoudres (voir 13.8.10 de l'IEC 60099-4:2014) [53] [54].

5.2.2.7 Données relatives aux caractéristiques électriques et mécaniques

5.2.2.7.1 Généralités

Les caractéristiques électriques fondamentales des parafoudres à oxyde métallique sont la tension de régime permanent, la tension assignée, le courant nominal de décharge et les tensions résiduelles au courant nominal de décharge, au courant de choc de manœuvre et au courant à front raide. A des tensions de régime permanent et des tensions assignées données correspondent différents types de parafoudres et, par conséquent, plusieurs niveaux de protection. Les capacités de tenue énergétique au choc et thermique, le courant de court-circuit assigné et la capacité de tenue à la pollution constituent d'autres caractéristiques qui doivent être prises en compte. Les charges de courte et de longue durées spécifiées constituent les données de caractéristiques mécaniques.

Avec la publication de la 3^e édition de l'IEC 60099-4 en 2014, une transition s'est produite entre le système de classe de décharge de ligne et un système de classification reposant uniquement sur la charge et l'énergie. Celui-ci tient compte des caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives et des caractéristiques assignées d'énergie thermique ou de transfert de charges. Le présent guide d'application traite de ces nouvelles approches. Toutefois, l'Annexe H du présent guide d'application et l'Annexe L de l'IEC 60099-4:2014 décrivent la manière de convertir l'ancienne classification de décharge de ligne vers la nouvelle classification de charge et d'énergie. Ces annexes peuvent aider les utilisateurs qui connaissent bien l'ancien système à adopter les nouvelles approches.

5.2.2.7.2 Tension de régime permanent, U_c

La tension de régime permanent, U_c , correspond à la valeur maximale admissible d'une tension à fréquence industrielle sinusoïdale qui peut être appliquée de façon permanente entre les bornes du parafoudre; elle est normalement de $(1,05 \times \text{tension du réseau} / \sqrt{3})$ dans les réseaux neutres fermement mis à la terre. Il s'agit de la valeur minimale recommandée pour U_c . Des valeurs plus élevées peuvent être adoptées (par exemple pour obtenir une meilleure stabilité en régime en cas de pollution sévère), mais au prix de niveaux de protection plus élevés. Dans les réseaux neutres isolés, mis à la terre à impédance ou compensés, il convient que la tension U_c des parafoudres soit au moins égale à la tension la plus élevée du réseau, U_s .

5.2.2.7.3 Tension assignée, U_r

La tension assignée U_r est la tension à fréquence industrielle qui est appliquée pour l'essai de fonctionnement pendant 10 s. Elle représente la capacité de surtension temporaire minimale du parafoudre dans les 10 s après injection d'une énergie thermique ou d'une charge assignée. Elle est souvent utilisée comme paramètre de référence pour établir les caractéristiques du parafoudre.

Les tensions assignées normalisées sont définies selon des échelons de 1 kV, 3 kV, 6 kV, 12 kV, 18 kV ou 24 kV, conformément à l'IEC 60099-4:2014. D'autres valeurs peuvent être acceptées.

5.2.2.7.4 Courant nominal de décharge, I_n

Le courant nominal de décharge I_n est utilisé pour la classification des parafoudres. Il existe quatre types de courants nominaux de décharge normalisés conformément au Tableau 1 de l'IEC 60099-4:2014, pour lesquels un nombre croissant indique des services et des exigences croissants (2,5 kA, 5 kA, 10 kA, 20 kA). Le courant nominal de décharge est le principal paramètre applicable aux caractéristiques de protection et à la classification du parafoudre. Le choix de ce paramètre a également une influence sur l'ensemble de la procédure de coordination de l'isolement, car le niveau de protection au choc de foudre (U_{pl}) d'un parafoudre est défini comme sa tension résiduelle lors de la décharge d'un courant égal à I_n .

5.2.2.7.5 Niveaux de protection, U_{pl} et U_{ps}

Le niveau de protection au choc de foudre, LIPL (conformément à l'IEC 60071-1) ou U_{pl} (conformément à l'IEC 60099-4) d'un parafoudre est la tension résiduelle maximale au courant nominal de décharge. Il s'applique à la protection des matériels contre les surtensions à front rapide.

Le niveau de protection au choc de manœuvre, SIPL ou U_{ps} est la tension résiduelle maximale aux courants de choc de manœuvre spécifiés. Il s'applique à la protection des matériels contre les surtensions à front lent.

Pour la protection effective des parafoudres à oxyde métallique destinés à être utilisés avec des surtensions à front très rapide, la tension résiduelle est vérifiée par l'essai aux chocs de courant à front raide.

5.2.2.7.6 Caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives, Q_{rs}

Cette grandeur caractéristique a été introduite dans l'IEC 60099-4:2014. Associée à une seconde grandeur caractéristique (W_{th} ou Q_{th} , voir 5.2.2.7.7), elle remplace la classe de décharge de ligne d'un parafoudre qui a été utilisée jusqu'à présent. La charge a été choisie comme paramètre caractéristique type dans le but de mieux comparer les différentes marques de résistances MO. Les caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives sont associées à une très faible probabilité de défaillance et ne sont donc pas déterministes, mais ont une valeur statistique.

La capacité de transfert de charges répétitives, donnée en C (Coulomb), est définie comme une contrainte du courant de choc qui peut être supportée vingt fois par les résistances MO d'un parafoudre sans dommages mécaniques ou dommages électriques inacceptables. Une contrainte de courant de choc est vue comme un événement de transfert de charges qui peut se produire dans les conditions réelles du réseau. Selon la définition 3.51, la charge peut être accumulée dans un événement simple ou un groupe de surtensions qui ne dure pas plus de 2 s et peut être suivie par un événement ultérieur à un intervalle de temps pas plus court que 60 s.

Une valeur de Q_{rs} doit être attribuée à un parafoudre selon la liste donnée en 8.5.4 de l'IEC 60099-4:2014. D'autres exigences peuvent s'appliquer à d'autres types de parafoudres comme les parafoudres de ligne sans éclateur (NGLA) et les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA).

5.2.2.7.7 Caractéristiques assignées d'énergie thermique, W_{th} , et caractéristiques assignées de transfert de charges thermiques, Q_{th}

Ces caractéristiques assignées ont été introduites dans l'IEC 60099-4:2014. Associées aux caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives (Q_{rs} , voir 5.2.2.7.6), elles remplacent les classes de décharge de ligne qui ont été utilisées jusqu'à présent pour les parafoudres de classe de poste, ou qui sont utilisées pour classer les parafoudres de classe de distribution, respectivement.

Une valeur de W_{th} doit être attribuée à un parafoudre de classe de poste selon la liste donnée en 8.7.3 de l'IEC 60099-4:2014. Cette valeur, donnée en kJ/kV de la tension assignée, permet de spécifier la capacité de tenue énergétique thermique des parafoudres de classe de poste. Il s'agit de l'énergie (spécifique) qui doit être injectée par un nombre quelconque de chocs de courant dans un délai de trois minutes lors de l'essai de fonctionnement.

Une valeur de Q_{th} doit être attribuée à un parafoudre de classe de distribution selon le Tableau 5 en 8.7.3 de l'IEC 60099-4:2014. Cette valeur, donnée en C, permet de spécifier la charge qui peut être transférée par un parafoudre de classe de distribution sans devenir thermiquement instable à la tension U_c . Il s'agit de la charge qui doit être transférée pendant l'essai de fonctionnement sous la forme de deux chocs de courant de foudre 8/20.

5.2.2.7.8 Courant de court-circuit assigné, I_s

Le courant de court-circuit assigné I_s est un courant de défaut interne observé après défaillance de la partie active du parafoudre, que ce dernier est capable de maintenir pendant 200 ms sans vibration violente de l'enveloppe et sans risque d'incendie soutenu. L'essai de type de court-circuit doit également vérifier les performances de tenue aux courts-circuits à des courants moins élevés, environ 50 % et 25 % du courant de court-circuit assigné, de même qu'avec un courant de 600 A uniquement, et ce pendant une seconde. Les courants moins élevés peuvent se révéler plus critiques en raison du modèle de parafoudre, ce qui nécessite d'effectuer des essais également avec ce type de courant. Ceci est notamment le cas de parafoudres à enveloppe en porcelaine de grandes dimensions.

Depuis la publication de l'IEC 60099-4:2014, chaque parafoudre doit avoir une valeur assignée de tenue aux courts-circuits. Seules les applications dont les courants de court-circuit présumés sont inférieurs à 1 kA peuvent revendiquer une valeur assignée nulle. Dans ce cas, "0" doit être indiqué sur la plaque signalétique, mais le parafoudre doit quand même réussir un essai de court-circuit. L'amplitude et la durée doivent alors être fixées d'un commun accord entre l'utilisateur et le fabricant.

Il convient que les utilisateurs soient conscients que les essais de court-circuit de l'IEC 60099-4:2014 ne traitent pas de la capacité d'un parafoudre défaillant à résister aux événements de réenclenchement ultérieurs.

5.2.2.7.9 Caractéristiques de tenue à la pollution

Trois aspects sont concernés par la capacité de tenue à la pollution d'un parafoudre:

- a) l'enveloppe du parafoudre doit résister aux contraintes de pollution sans contournement. Ceci peut être vérifié conformément à l'IEC 60507, ou une conception conforme à la série IEC 60815 permet de l'assurer;
- b) le parafoudre doit résister à la possible augmentation de température due aux modifications transitoires de la répartition de la tension provoquées par l'activité de pollution à la surface de l'enveloppe. Il convient de tenir compte du niveau de pollution, ainsi que de la fréquence et l'amplitude des surtensions dues à des défauts et à des réenclenchements dans des conditions de pollution. Une procédure d'essai adaptée aux parafoudres à enveloppe en porcelaine à plusieurs éléments est donnée à l'Annexe C de l'IEC 60099-4:2014. Aucune

procédure d'essai analogue n'a été spécifiée à ce jour pour les parafoudres à enveloppe synthétique;

- c) le parafoudre doit résister à des décharges partielles internes dues à des champs radiaux élevés provoqués par une répartition de tension sur l'enveloppe perturbée du fait de la pollution, sans détérioration des résistances MO ou des éléments d'assemblage internes. Il n'existe à ce jour aucune procédure d'essai associée [42].

5.2.2.7.10 Résistance des enveloppes synthétiques aux incidences environnementales

Pour les parafoudres à enveloppes synthétiques, les performances et résistance à long terme aux incidences environnementales, telles que le manque d'ensoleillement, la pluie et les décharges de surface électriques, doivent être démontrées dans un "essai de vieillissement climatique". Cet essai consiste en un essai au brouillard salin de 1 000 heures avec exposition permanente au brouillard salin d'une concentration massique saline donnée sous application d'une tension de régime permanent. Une exigence fondamentale stipule que l'élément électrique de plus grande longueur du modèle de parafoudre doit être soumis à l'essai afin de démontrer également que la contrainte de champ radial qui peut être exercée par la répartition de potentiel à variation permanente sur l'enveloppe n'a aucune influence (perforation de l'enveloppe, effets des décharges partielles internes).

La résistance au rayonnement solaire (UV) est vérifiée par un essai de matériau distinct.

5.2.2.7.11 Charge de longue durée spécifiée, SLL

Il s'agit d'une force perpendiculaire à l'axe longitudinal d'un parafoudre qu'il est admis d'appliquer en service, en permanence, sans provoquer de dommages mécaniques au parafoudre. Elle peut être exprimée comme une force (exprimée en N) ou comme un moment de flexion (exprimé en Nm). Dans le dernier cas, la force associée peut être calculée en divisant la valeur du moment de flexion par la longueur du parafoudre (en m). Dans le cas des parafoudres à enveloppe synthétique haute tension, la SLL est vérifiée par un essai de charge cyclique, suivi d'essais d'évaluation qui comprennent un essai d'étanchéité (essai d'immersion dans l'eau) contre la pénétration d'humidité. Il n'est pas nécessaire de soumettre les parafoudres qui résistent aux courts-circuits, c'est-à-dire les parafoudres destinés à des tensions de réseau maximales de 52 kV, à un essai de type cyclique. Il est cependant nécessaire de les soumettre à un simple essai de flexion. Le même principe s'applique aux parafoudres à enveloppe en porcelaine en général, avec lesquels un simple essai de flexion est considéré également comme suffisant dans la mesure où ils ne sont pas déformés sous l'action de charges mécaniques.

5.2.2.7.12 Charge de courte durée spécifiée, SSL

Il s'agit de la force la plus élevée, perpendiculaire à l'axe longitudinal d'un parafoudre, qu'il est admis d'appliquer en service pendant de courtes périodes et pendant des événements relativement rares (par exemple des charges dues à des courants de court-circuit ou des rafales extrêmes) sans provoquer de dommages mécaniques au parafoudre. La SSL est exprimée comme une force (exprimée en N) ou comme un moment de flexion (exprimé en Nm). La SSL est une charge à laquelle le parafoudre pourrait être soumis y compris après de nombreuses années en service, ce qui est pris en considération par la procédure d'essai de type associée (l'essai SSL suit l'essai SLL). Il est important de noter que la SSL ne couvre pas les charges sismiques qui peuvent exiger des valeurs SSL bien plus élevées que celles normalement appliquées pour des conditions normales de service. Il est par conséquent nécessaire que les essais conformes à l'IEC TR 62271-300 tiennent tout particulièrement compte de ces valeurs.

5.2.3 Parafoudres à oxyde métallique avec éclateurs intérieurs en série conformes à l'IEC 60099-6

5.2.3.1 Généralités

La présente norme se limite aux parafoudres MO avec éclateurs intérieurs en série conçus pour limiter les surtensions dans les réseaux de distribution en courant alternatif (tensions assignées inférieures ou égales à 52 kV), à enveloppes en porcelaine ou synthétiques.

5.2.3.2 Différents types et modèles

L'IEC 60099-6:2002 traite des parafoudres MO avec éclateurs en série. Le modèle avec éclateur intérieur en série (voir Figure 3) est utilisé au Japon et aux Etats-Unis depuis la fin des années 1970. Il associe les caractéristiques du composant de conception de l'ancien parafoudre, à savoir un éclateur en série, avec le composant de conception le plus récent, à savoir une colonne de résistances à oxyde métallique [18]. La colonne de résistances MO est similaire à un parafoudre MO normalisé et a approximativement les mêmes caractéristiques. L'éclateur est généralement un entrefer monté en série avec la colonne de varistances et parfois monté en parallèle avec les éléments de répartition ou un autre élément de résistance MO. La section de l'éclateur peut être constituée d'un seul ou de plusieurs éléments. Il en va de même pour l'élément de résistance MO qui peut être constitué d'un seul ou de plusieurs éléments.

Chaque composant du parafoudre MO avec éclateur en série est très différent des composants des parafoudres SiC avec éclateur précédents. Dans les modèles de parafoudres SiC de génération précédente, la section de l'éclateur faisait fonction d'interrupteur qui se mettait sous tension sous l'action de la surtension, et qui se mettait hors tension lorsque la tension dans l'éclateur était proche de zéro. L'éclateur permettait d'ouvrir et de fermer le parafoudre dans un certain sens. L'éclateur du parafoudre MO avec éclateur en série sert uniquement à déclencher une action et non à l'interrompre. L'élément de résistance MO prend en charge l'interruption de la surtension dans ce modèle de parafoudre. Du fait de sa caractéristique d'extrême variabilité, aucun courant de suite ne s'écoule dans le parafoudre et les éclateurs, tout comme cela se produisait avec un parafoudre avec éclateur en carbure de silicium. La suppression du courant de suite permet également de préserver les éclateurs.

Etant donné que l'éclateur intérieur résiste à une bonne partie du flux de tension traversant le parafoudre (si ce n'est à la totalité de ce flux), la partie MO du parafoudre peut contenir bien moins de résistances MO qu'un parafoudre sans éclateur. Il est uniquement nécessaire que la tension de l'élément de résistance MO soit suffisamment élevée pour accomplir sa fonction de mise hors tension du parafoudre après l'occurrence de la surtension. Cela signifie que la tension d'activation du parafoudre peut simplement être supérieure à la tension de réseau de quelques pourcents, la tension de réseau étant la tension à laquelle est soumis le parafoudre lors d'une surtension. Une tension de référence inférieure implique directement un nombre de résistances MO moins important ou au moins une proportion de matériau MO réduite.

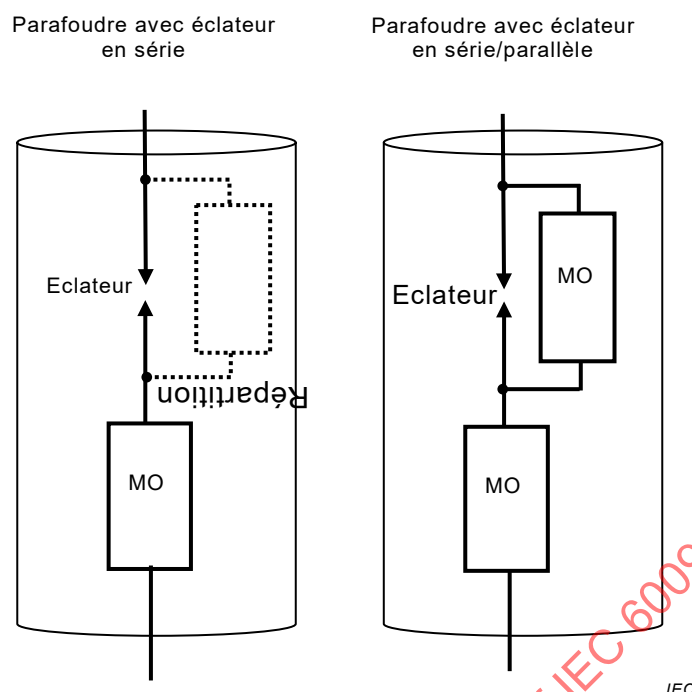


Figure 3 – Modèles de parafoudre à oxyde métallique avec éclateur intérieur

5.2.3.3 Données relatives aux caractéristiques électriques et mécaniques

5.2.3.3.1 Tension assignée et tension de régime permanent

Sauf indication contraire du fabricant, la tension assignée (U_r) des parafoudres soumis à l'essai et conçus conformément à l'IEC 60099-6 est calculée de la même manière que la tension U_r pour les parafoudres soumis à l'essai et conçus conformément à l'IEC 60099-4. La tension de régime permanent (U_c) est également calculée de la même manière et peut être considérée comme identique, d'après la définition et l'utilisation qui en est faite, à celle d'un parafoudre MO sans éclateur conçu et soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-4.

5.2.3.3.2 Classe de parafoudres et exigences de tenue énergétique

Les parafoudres couverts par l'IEC 60099-6:2002 sont de classe 1 de décharge de ligne (LD 1) uniquement (selon l'ancienne définition de l'IEC 60099-4, jusqu'à l'édition 2.2 (2009), après laquelle le système de classe de décharge de ligne a été remplacé par d'autres approches). L'énergie absorbée par ce type de parafoudre est généralement inférieure à celle d'un parafoudre sans éclateur utilisé dans la même application, dans la mesure où un parafoudre avec éclateur de tension assignée comparable comporte généralement moins de résistances MO. Les capacités de transfert de charges et de transmission du courant de ce type de parafoudre sont toutefois semblables à celles du parafoudre sans éclateur. Les procédures d'essai sont toujours conformes à l'IEC 60099-4:2009. Une nouvelle révision de l'IEC 60099-6, en cours d'élaboration, se référera aux nouvelles exigences et procédures d'essai de l'IEC 60099-4:2014.

5.2.3.3.3 Considérations relatives à la coordination de l'isolement

Les caractéristiques de protection des parafoudres conçus et soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-6 sont les suivantes:

- tension résiduelle pour le choc de courant à front raide et la tension d'amorçage aux chocs à front d'onde conforme aux 7.3.2 et 7.3.6.2 de l'IEC 60099-6:2002;

- b) tension résiduelle par rapport à la caractéristique de courant de décharge pour les chocs de foudre et l'amorçage au choc de 1,2/50 conforme aux 7.3.3 et 7.3.7.2 de l'IEC 60099-6:2002
- c) tension résiduelle pour le choc de manœuvre et l'amorçage au choc de manœuvre conforme aux 7.3.4 et 7.3.8.2 de l'IEC 60099-6:2002.

Dans tous les cas, la plus élevée des deux valeurs est définie comme la caractéristique de protection. Cette valeur maximale doit être utilisée dans la procédure de coordination de l'isolement. La coordination de l'isolement doit également tenir compte d'une plus grande répartition du niveau de protection pour ce type de parafoudres, provoquée par la caractéristique d'amorçage des éclateurs.

5.2.3.3.4 Considérations relatives aux surtensions temporaires

Les caractéristiques de surtensions temporaires (TOV) des parafoudres conçus et soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-6 peuvent être considérées de la même manière que celles applicables aux parafoudres conçus et soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-4.

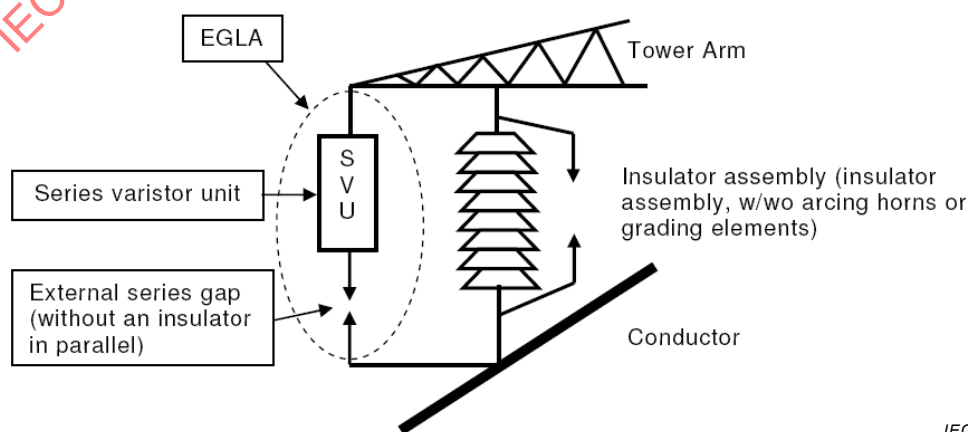
5.2.4 Parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) conformes à l'IEC 60099-8

5.2.4.1 Différents types et modèles

L'objet de la plupart des parafoudres de ligne (LSA) est d'empêcher les contournements de l'isolateur dus aux chocs de foudre directs qui frappent le conducteur d'une ligne sans câble de garde, par un défaut d'écran d'une ligne avec câble de garde ou dus à des contournements en retour [15] [58] [62]. Les principales caractéristiques de distinction des parafoudres de ligne, qui sont dans tous les cas de figure des parafoudres MO de nos jours, sont les suivantes:

- avec ou sans éclateur;
- à enveloppe en porcelaine ou synthétique;
- pour une utilisation dans des réseaux de distribution ou de transmission;
- pour une protection contre la foudre et/ou les surtensions de manœuvre.

Les parafoudres de ligne sans éclateur (NGLA) sont soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-4, tandis que les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) sont soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-8. Un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur consiste en un bloc de varistances en série (SVU) et un éclateur extérieur en série, comme représenté à la Figure 4, avec lequel une électrode est montée à une extrémité du SVU, l'autre électrode étant installée sur l'isolateur de ligne. Une autre solution consiste à fixer les électrodes de l'éclateur extérieur de l'EGLA sur un isolateur monté en série avec le SVU, cette conception n'étant toutefois pas traitée dans l'IEC 60099-8.



Anglais	Français
Tower arm	Console sur pylône

Series varistor unit (SVU)	Bloc de varistances en série (SVU)
External series gap (without an insulator in parallel)	Eclateur extérieur en série (sans isolateur en parallèle)
Insulator assembly (insulator assembly, w/wo arcing horns or grading elements)	Ensemble isolateur (avec /sans cornes de garde ou éléments de répartition)
Conductor	Conducteur

Figure 4 – Composants d'un EGLA conformément à l'IEC 60099-8

5.2.4.2 Données relatives aux caractéristiques électriques et mécaniques

5.2.4.2.1 Généralités

Les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur protègent uniquement contre l'effet des surtensions de foudre. Par conséquent, les éléments suivants applicables aux parafoudres à poste sans éclateur ou aux parafoudres de ligne, et ce contre les effets des surtensions de manœuvre, ne sont pas appropriés aux parafoudres EGLA:

- tension résiduelle au courant de choc de manœuvre;
- stabilité thermique;
- fonction de tenue au choc de courant de longue durée;
- caractéristiques de tension à fréquence industrielle en fonction du temps;
- fonctions de vieillissement par l'action de la tension à fréquence industrielle.

Les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur n'ont pas de fonctions de manœuvre pour les chocs à front lent et les surtensions à fréquence industrielle. Ils ne peuvent et n'ont donc pas besoin d'être classés par les caractéristiques de tenue énergétique. La classification repose exclusivement sur le courant nominal de décharge et la tenue au choc de courant de grande amplitude. Les parafoudres EGLA étant appliqués de longue date au Japon, l'IEC 60099-8 comprend deux systèmes de classification: les parafoudres de série "X" (de "X1" à "X4") et de série "Y" (de "Y1" à "Y4"). Il convient d'utiliser de préférence la première série pour les applications nouvelles, la seconde série prenant pour sa part en compte la pratique en vigueur au Japon. La particularité des parafoudres de série "Y" réside dans le fait que le courant nominal de décharge et le choc de courant de grande amplitude ont tous deux une forme de courant 2/20, qui est calculée comme un courant de défaut d'écran type des lignes de transmission avec câble de garde et dont la pratique courante au Japon a fait l'objet d'un accord.

La tension assignée, la classe (X ou Y, qui comprend le courant nominal de décharge et la tenue au choc de courant de grande amplitude), la capacité de décharge de foudre, la coordination entre la tenue de l'isolateur et le niveau de protection EGLA, la capacité d'interruption du courant de suite dans des conditions de pollution et le courant de court-circuit assigné, constituent les caractéristiques électriques fondamentales des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur.

Les données relatives aux caractéristiques mécaniques sont soumises à un accord entre le fabricant et l'acheteur. Une exigence minimale veut que les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur doivent être capables de résister aux charges de vibration prévisibles en service. Ces données incluent par exemple les forces dues au courant de court-circuit et à la vibration de ligne.

Les paragraphes suivants traitent des données relatives aux caractéristiques d'un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur.

5.2.4.2.2 Tension assignée, U_r

La tension assignée U_r est la valeur efficace maximale admissible de la tension à fréquence industrielle entre les bornes du parafoudre de ligne avec éclateur extérieur, à laquelle ce dernier a été conçu pour fonctionner correctement. Elle doit de ce fait être supérieure à la surtension temporaire à fréquence industrielle maximale prévue dans l'installation envisagée. La tension assignée est également employée comme paramètre de référence pour la spécification des caractéristiques de fonctionnement et d'interruption du courant.

5.2.4.2.3 Classe EGLA

Les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) sont classés par un nom de série, qui peut être "X" ou "Y". Chaque série comprend respectivement les sous-classes "X1" à "X4" et "Y1" à "Y4". Chaque sous-classe représente une combinaison du courant nominal de décharge et de la tenue au choc de courant de grande amplitude. Les classes sont énumérées dans les Tableaux 1a et 1b de l'IEC 60099-8:2011.

5.2.4.2.4 Capacité de décharge de foudre

Le courant de décharge de foudre a été introduit spécialement pour soumettre à l'essai les parafoudres de ligne; il est par ailleurs spécifié dans l'Annexe H de l'IEC 60099-4:2014. La forme d'onde du courant est approximativement sinusoïdale avec une durée de 200 μ s à 230 μ s, ce qui donne une forme d'onde de courant d'environ 90/200 μ s. Chaque échantillon doit être soumis à dix-huit chocs (résistances MO simples dans de l'air calme) lors de l'essai de type, l'essai effectué étant un essai de durabilité. La capacité de décharge de foudre des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur est spécifiée par la capacité de transfert de charges en C (cette valeur doit être présente sur la plaque signalétique du parafoudre).

5.2.4.2.5 Tenue diélectrique

Un éclateur extérieur en série isole normalement le SVU du réseau et s'amorce uniquement en présence de surtensions de foudre. Par conséquent, l'éclateur extérieur en série doit résister aux surtensions temporaires et aux surtensions à front lent (défauts à la terre, mise et remise sous tension, etc.) observées sur la ligne et le SVU doit résister à sa tension résiduelle lorsque le courant de choc s'écoule après amorçage de l'éclateur extérieur en série. La longueur de l'éclateur doit être conçue sous condition de la défaillance et de la mise en court-circuit du SVU et de l'application de toutes les surtensions à l'éclateur extérieur en série.

5.2.4.2.6 Coordination entre la tenue de l'isolateur et le niveau de protection EGLA

La coordination appropriée entre les caractéristiques de contournement de l'ensemble isolateur, la tension d'amorçage du parafoudre de ligne avec éclateur extérieur avec chocs de foudre sur front d'onde et chocs de foudre normaux, et la tension résiduelle du parafoudre EGLA au courant nominal de décharge doit être démontrée soit par un essai de type (avec un ensemble éclateur "générique"), soit par un essai de réception (avec l'ensemble éclateur et isolateur spécifique à l'application concernée). Tout amorçage de la tension de choc de foudre doit se produire dans l'éclateur extérieur en série, sans provoquer de contournement de l'ensemble isolateur à protéger. Deux méthodes de vérification différentes sont admises: la démonstration peut s'effectuer soit sous forme d'un essai de type, en l'absence de l'ensemble isolateur, soit sous forme d'un essai de réception avec un ensemble isolateur présentant la distance d'isolation la plus courte de l'installation envisagée. Dans le premier cas, les tensions d'amorçage et résiduelles (y compris les chutes de tension inductive dans le SVU, l'éclateur et les conducteurs de connexion) sont déterminées et la coordination avec l'ensemble isolateur s'effectue de manière statistique. Dans le dernier cas, le bon fonctionnement de la configuration (amorçage fiable de l'éclateur, aucun contournement de l'ensemble isolateur) s'opère directement, et seules les marges de sécurité font l'objet d'un calcul statistique.

Les essais de tenue sous pluie aux chocs de manœuvre et les essais de tenue sous pluie à fréquence industrielle doivent être effectués avec un SVU raccourci afin de déterminer la longueur d'éclateur extérieur minimale pour laquelle il ne se produit aucun amorçage dans le

parafoudre de ligne avec éclateur extérieur, de sorte que tous les contournements de surtension de manœuvre s'effectuent dans l'isolement de la ligne.

5.2.4.2.7 Interruption du courant de suite dans des conditions de pollution

L'interruption du courant de suite du parafoudre de ligne avec éclateur extérieur dans des conditions de pluie et de pollution doit être démontrée par un essai de type ou un essai de réception. En service réel, aucun contournement de la surface du SVU n'est admis, et l'interruption du courant de suite dans l'éclateur extérieur en série doit s'effectuer de manière fiable.

L'IEC 60099-8 spécifie deux méthodes différentes de réalisation d'un "essai d'interruption du courant de suite", appelées "méthode d'essai A" et "méthode d'essai B". Si la sévérité de pollution sur le site est "très élevée" selon la définition de l'IEC TS 60815-1, la "méthode d'essai B" doit être appliquée. A défaut, le choix de la méthode d'essai dépend du fabricant.

Dans le cas de la "méthode d'essai A", l'effet de la pollution sur le courant de surface extérieure du SVU est modélisé par une résistance linéaire supplémentaire connectée en parallèle au SVU, l'essai étant effectué dans des conditions de propreté et à l'état sec. La résistance linéaire parallèle doit être choisie de sorte que le courant de suite obtenu équivaut au moins au courant qui traverse une couche de pollution solide dont la conductivité est conforme au niveau SDD spécifié.

La "méthode d'essai B" consiste à effectuer un essai dans des conditions de pollution artificielle.

Le montage d'essai, pour les deux méthodes, est mis sous tension à une fréquence industrielle égale à la tension assignée d'un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur, cinq amorçages étant ensuite initiés à chaque polarité par l'application d'une tension de choc de foudre. Le courant de suite résultant doit être interrompu au cours du premier demi-cycle de la fréquence industrielle au cours de chacune des dix manœuvres, aucun amorçage supplémentaire ne doit se produire dans aucun demi-cycle ultérieur.

5.2.4.2.8 Courant de court-circuit assigné, I_s

L'essai de type applique fondamentalement la procédure d'essai de court-circuit de l'IEC 60099-4. Le montage des échantillons pour essai en position droite ou suspendue (selon l'installation envisagée) dépend du fabricant. Il est à noter, mais n'est toutefois pas exigé, que des exigences mécaniques spéciales après l'essai peuvent s'appliquer, par exemple que le SVU demeure intact sur le plan mécanique et puisse être soulevé et retiré par son extrémité supérieure. Un problème avéré, constaté également pour les autres essais effectués sur les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur, réside dans le fait que l'éclateur et le SVU sont des dispositifs indépendants, et que l'éclateur peut être très différent pour chaque application individuelle. Par conséquent, l'éclateur n'est pas inclus dans l'essai de court-circuit, mais doit être soumis à un autre essai.

Les essais de court-circuit conformes à l'IEC 60099-8 permettent la désagrégation des parafoudres tant que les éléments chutent dans des zones spécifiques inférieures. Il convient de soigneusement noter cette concession dans les normes actuelles dans la mesure où le public a accès à de nombreuses zones situées sous des lignes de transmission ou de distribution.

Il convient que les utilisateurs soient conscients que les essais de court-circuit de l'IEC 60099-8 ne traitent pas de la capacité d'un SVU défaillant d'un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur à résister aux événements de réenclenchement ultérieurs.

5.2.4.2.9 Performances mécaniques

La charge de longue durée spécifiée (SLL) et la charge de courte durée spécifiée (SSL) doivent être indiquées pour les parafoudres de poste. Outre les essais mécaniques conformes à l'IEC 60099-4, un essai de vibration supplémentaire a été introduit dans l'IEC 60099-8. L'exigence fondamentale liée à cet essai consiste à appliquer un million d'oscillations de $1 \times g$ au niveau de l'extrémité libre du SVU. Une note de la norme indique aussi qu'il convient d'effectuer ce type d'essai également sur l'ensemble éclateur.

5.2.5 Considérations relatives à l'utilisation

5.2.5.1 Généralités

Un parafoudre, par comparaison avec d'autres équipements d'un poste, est essentiellement un dispositif simple. De fait, les exigences auxquelles l'utilisateur doit satisfaire en matière de transport, stockage et montage d'un parafoudre ne sont pas trop nombreuses. Il convient toutefois de ne pas sous-estimer le fait qu'un parafoudre accompagné de tous ses accessoires, tels que les anneaux de garde et anneaux couronne, ailettes ou base isolante, contient des résistances MO fortement variables et semi-conductrices, connectées de façon permanente au réseau pendant toute la durée de vie du parafoudre. Le fabricant a conçu un parafoudre dont les performances ont été soigneusement optimisées et qui représente un bon compromis entre un fonctionnement stable sous une tension de régime permanent et sous l'influence de contraintes environnementales d'une part, et des niveaux de protection peu élevés et une tenue énergétique élevée d'autre part. Cet équilibre est facilement compromis en cas d'omission ou d'assemblage incorrect de tout accessoire. Il est par conséquent essentiel de lire et respecter les manuels d'installation et d'utilisation du fabricant.

Il convient d'appliquer strictement les mesures de prévention spécifiées par le fabricant en matière de transport et de stockage. Les parafoudres à enveloppe en porcelaine, en particulier, sont généralement très sensibles aux contraintes de transport, qui représentent souvent la contrainte mécanique la plus forte au cours de la durée de vie d'un parafoudre. Un transport et un stockage en position droite sont spécifiés dans la plupart des cas.

Il est particulièrement important pour les parafoudres à enveloppe synthétique d'assurer une atmosphère de stockage contrôlée. Un stockage des parafoudres dans leur enveloppe d'emballage utilisée pour le transport peut déclencher ou favoriser par exemple la croissance biologique de mousses et autres champignons. Le fabricant indique généralement clairement si l'enveloppe de transport doit être retirée ou non pour le stockage.

Il convient de n'omettre les anneaux de garde ou les anneaux couronne en aucun cas.

La coordination de l'isolement et le choix des parafoudres sont davantage décrits à l'Article 6.

5.2.5.2 Conducteurs de connexion

Les spécifications nationales et les exigences de l'utilisateur du réseau doivent en principe être respectées pour les connexions. Le câble de conducteur de connexion et l'extrémité de connexion doivent avoir une tension assignée adaptée à la fonction de choc associée au courant de court-circuit assigné. Le diamètre des connexions doit être choisi de sorte que le courant de court-circuit, au moins, pour le parafoudre concerné (plage kA pour la durée du courant de court-circuit donnée de μs à s) ne génère pas la fusion ou la rupture des connexions. Ceci s'applique tant aux connexions haute tension qu'aux connexions à la terre.

La section transversale des conducteurs de connexion est mieux déterminée par des exigences mécaniques que par des exigences électriques. Elle doit principalement s'ajuster au conducteur de ligne aérienne ou à la barre omnibus, eu égard aux performances des anneaux couronne. En raison de la très courte durée du passage du courant de décharge, la consommation de puissance ou d'énergie dans le conducteur est moins importante dans ce cas même si les courants peuvent être élevés. Les conducteurs détectent uniquement un courant de fuite de quelques mA dans des conditions de régime permanent. Les fixations éventuelles doivent également pouvoir assurer la fonction mécanique nécessaire pour satisfaire aux dispositions susmentionnées, plus particulièrement si elles sont utilisées dans des applications inversées ou inclinées par rapport à la verticale.

5.2.5.3 Chutes de tension inductive

5.2.5.3.1 Conducteurs de connexion et hauteur des parafoudres

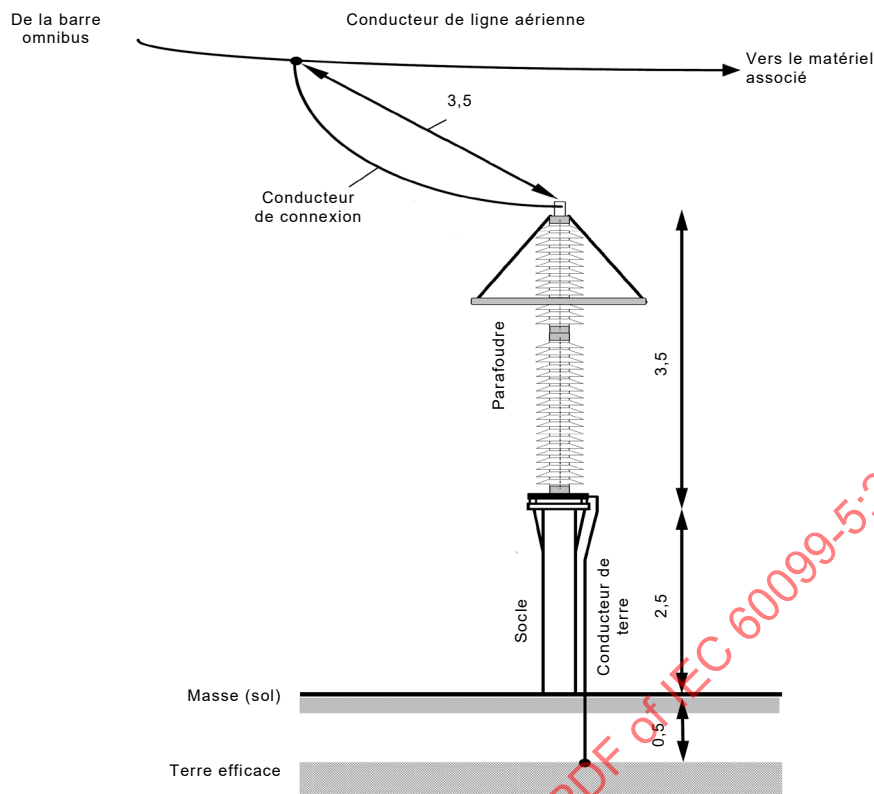
Les impédances résistive et inductive inhérentes des conducteurs contribuent à l'augmentation de la tension résiduelle efficace détectée par le matériel protégé. Cet élément est particulièrement sensible pour la protection contre les surtensions à front rapide. Il est par conséquent important que les longueurs de ces conducteurs restent courtes et exemptes de boucles d'induction. A titre d'exemple, un choc de courant de foudre d'une raideur de 5 kA/μs peut être présumé. Dans ces conditions, la chute de tension inductive représentée dans le montage de la Figure 5 est la suivante:

$$U_i = L \times \frac{di}{dt} = 10 \mu\text{H} \times 5 \text{ kA}/\mu\text{s} = 50 \text{ kV} \quad (1)$$

Cette chute n'apparaît pas nécessairement de manière simultanée à la valeur de crête de la tension résiduelle du parafoudre. Cette valeur de 50 kV démontre toutefois l'ordre de grandeur des chutes de tension inductive potentielles qui peuvent se superposer à la tension résiduelle du parafoudre (qui est généralement comprise entre 800 kV et 850 kV dans cet exemple).

5.2.5.3.2 Distances de séparation

Les effets de la propagation des ondes, en raison de leur grande raideur de front potentielle, entre le parafoudre et le matériel ne peuvent pas être négligés pour les surtensions à front rapide (tandis qu'ils ne sont pas significatifs pour les surtensions à front lent à l'intérieur des postes). Généralement, les surtensions à front rapide aux bornes du matériel protégé sont supposées être plus élevées que la tension résiduelle du parafoudre. La surtension observée au niveau d'une borne ouverte ou d'une borne qui a une impédance de surtension élevée (borne d'un transformateur) augmente avec une valeur équivalente à deux fois la raideur de la surtension d'origine jusqu'à ce que, au terme de deux temps de propagation de la surtension entre le parafoudre et la borne de l'appareil, le parafoudre réduise effectivement la tension. Il en résulte une oscillation amortie dont l'amplitude équivaut à deux fois le niveau de protection au choc de foudre du parafoudre U_{pl} et le temps de cycle équivaut à quatre fois le temps de propagation entre le parafoudre et l'appareil. Plus la distance de propagation est courte, moins l'amplitude de la surtension obtenue est élevée. Il est par conséquent toujours judicieux de réduire le plus possible les distances entre le parafoudre et le matériel important. Les distances maximales de protection ne sont généralement que de quelques mètres dans les réseaux de distribution et de plusieurs dizaines de mètres dans les réseaux haute tension. Il est parfois possible de protéger plusieurs appareils avec une seule installation de parafoudre à condition de pouvoir limiter les raideurs de front, comme dans le cas où à la fois le poste et les lignes aériennes qui l'alimentent sont correctement protégés par des câbles de garde.



IEC

Figure 5 – Montage type d'un parafoudre de 420 kV

5.2.5.4 Parafoudres de poste haute tension

5.2.5.4.1 Considérations d'installation

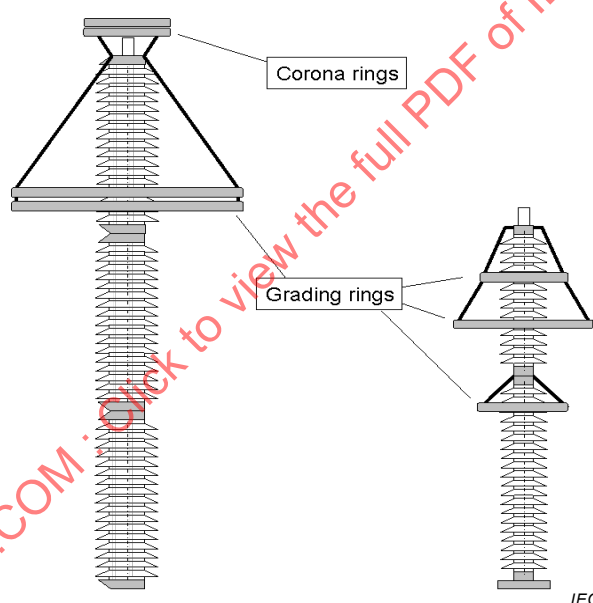
Les parafoudres haute tension à plusieurs éléments sont habituellement fournis en éléments individuels dont l'assemblage est nécessaire lors du montage sur le site. Là encore, il est important de suivre les instructions de montage du fabricant. Il est nécessaire d'assembler les éléments strictement dans le bon ordre dans la mesure où ils peuvent avoir des tensions assignées et des longueurs d'enveloppe différentes. Une mauvaise disposition peut provoquer des contournements extérieurs des brides intermédiaires ou un mauvais fonctionnement dans un environnement pollué. Si le levage des éléments nécessite l'emploi de sangles, il faut veiller à ne pas endommager les ailettes isolantes dans le cas des parafoudres à enveloppe synthétique. Certains types de parafoudres (généralement ceux à enveloppe en porcelaine ou synthétique en "forme de tube") exigent l'installation de semelles supérieures métalliques et de plaques intermédiaires entre chaque élément. L'absence de ces semelles et plaques peut altérer les performances de court-circuit (décompression) du parafoudre complet.

Les parafoudres MO, dont la hauteur minimale est généralement comprise entre 1,5 m et 2 m environ, sont équipés d'anneaux de garde. Ces anneaux assurent la répartition de la tension de régime permanent le long de l'axe du parafoudre. Il convient, bien évidemment, de ne pas omettre ces anneaux. Il est également important d'utiliser des anneaux dont les dimensions correspondent exactement à celles spécifiées par le fabricant. Le nombre d'anneaux, leur diamètre et la longueur de leurs mâts d'appui font l'objet d'une optimisation attentive par rapport à la répartition de la tension et de la température dans le parafoudre. L'absence des anneaux de garde ou l'utilisation d'anneaux de mauvaises dimensions peut entraîner rapidement la défaillance générale du parafoudre.

Un montage du parafoudre directement sur le sol génère habituellement une contrainte maximale due à une répartition irrégulière de la tension le long du parafoudre, et ce du fait des capacités de terre. Les anneaux de garde fournis ont des dimensions adaptées à cette situation la plus défavorable. De plus, les anneaux de garde ne doivent pas être omis ou modifiés en cas d'installation du parafoudre au sommet d'un socle, ce qui réduit l'influence des capacités de terre. Pour plus de détails sur ce sujet, voir Annexe F de l'IEC 60099-4:2014.

Dans le cas d'un parafoudre avec anneaux de garde, les distances minimales, par rapport aux parties mises à la terre ou sous tension, déclarées par le fabricant et mesurées à partir de la circonférence extérieure de l'anneau de plus grandes dimensions, doivent être respectées. Si les anneaux de garde constituent un problème avec les distances de séparation, aucune modification de la configuration n'est admise. Il convient alors de contacter le fabricant afin de déterminer, pour l'application concernée, si une autre configuration peut être adoptée.

A des tensions de réseau de 550 kV et plus, les parafoudres sont fournis avec des anneaux couronne supplémentaires, qui doivent être installés au sommet du parafoudre afin d'assurer la protection électrique de la borne haute tension. Ces anneaux permettent de limiter les effets de couronne et le niveau de tension d'interférence radio (RIV, *radio interference level*). Lors du montage, il est important de ne pas confondre les anneaux de garde et les anneaux couronne dont les dimensions peuvent être bien différentes. La Figure 6 représente des exemples de parafoudres HT qui comportent des anneaux de garde et des anneaux couronne.



Anglais	Français
Corona rings	Anneaux couronne
Grading rings	Anneaux de garde

Figure 6 – Exemples de parafoudres THT et HT avec anneaux de garde et anneaux couronne

Le fabricant fournit également des instructions claires concernant les positions de montage possibles du parafoudre (position debout droite, suspendue, inclinée). Dans une installation suspendue, l'orientation des ailettes ne doit pas être modifiée, c'est-à-dire que la surface supérieure de ces dernières doit être dirigée vers le haut. Des considérations semblables concernant l'orientation des ailettes s'appliquent au montage du parafoudre à un certain angle (si ce type de montage est autorisé par le fabricant).

Lorsque le parafoudre est suspendu à une structure mise à la terre, les fonctions de son sommet et de sa base font l'objet d'un échange: la bride supérieure est mise à la terre et la base agit comme une borne haute tension. Les anneaux de garde doivent dans ce cas être reliés à la base (c'est-à-dire la borne haute tension). Si, toutefois, le parafoudre est suspendu à un conducteur de ligne, la borne supérieure est la borne haute tension et l'orientation du parafoudre est semblable à une installation sur un socle. La Figure 7 donne des exemples de différents types d'installations. Comme mentionné ci-dessus, les éléments d'un parafoudre peuvent avoir différentes tensions assignées et doivent de ce fait être assemblés dans un ordre prédéfini du bas vers le haut ou, plus précisément, de l'extrémité mise à la terre à l'extrémité sous tension. Cet ordre peut ainsi être modifié dans une installation suspendue étant donné que la bride inférieure représente la borne haute tension et que la bride supérieure constitue l'extrémité mise à la terre. Il convient de vérifier avec attention, sur la fiche technique ou dans les instructions d'installation, si une installation suspendue est généralement admise ou non, ou si cette dernière est admise uniquement si l'ordre d'installation des éléments est modifié. Pour cette raison, il convient de spécifier habituellement l'installation envisagée, autre que dans une position droite, lors de la commande du parafoudre. Il convient de contacter le fabricant en cas de doute lors du montage sur le site.

Si le parafoudre est monté sur une base isolante afin de permettre la connexion de dispositifs de surveillance (tels que des compteurs ou des indicateurs de courant de fuite), la base isolante ne doit pas être mise en court-circuit, et ce dans la nouvelle et dans l'ancienne configuration. Cela implique la nécessité d'un nettoyage occasionnel au cours de la durée de vie en service du parafoudre. Bien qu'une base isolante mise en court-circuit ou en dérivation n'affecte pas le fonctionnement du parafoudre, ces situations peuvent entraîner un dysfonctionnement des dispositifs de surveillance connectés.

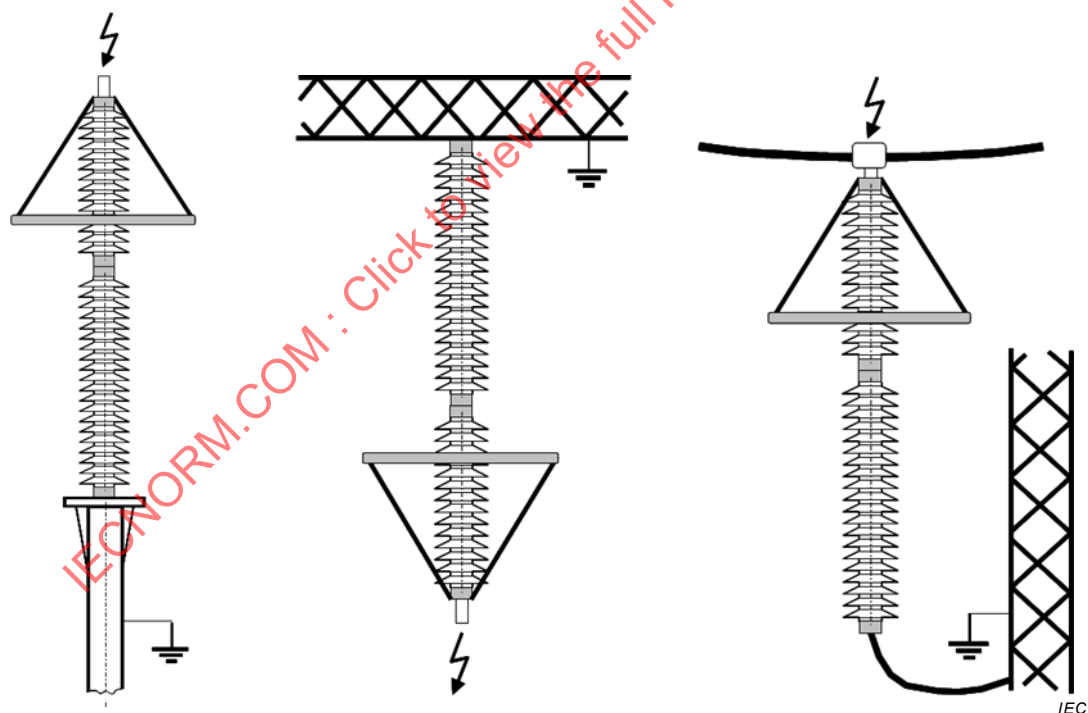


**Figure 7 – Même type de parafoudre monté sur un socle (gauche),
suspendu à une structure en acier mise à la terre (milieu)
ou suspendu à un conducteur de ligne (droite)**

Lorsque le parafoudre comporte des limiteurs de pression et des événements (ce qui est généralement le cas des parafoudres à enveloppe en porcelaine ou synthétique en "forme de tube"), il convient de choisir la position des événements avec le plus grand soin. Premier principe, le personnel doit être protégé. Il convient de trouver un bon compromis pour protéger principalement les personnes, mais également les équipements de valeur contre l'effet d'un arc d'inflammation observé en cas de décompression. Il est important de mentionner que non seulement la direction de l'orifice de sortie de mise à l'air libre, mais bien plus encore la direction des forces (de Lorentz) électrodynamiques actives provoquées par le courant de court-circuit déterminent le parcours de propagation de l'arc d'inflammation. Dans ce sens, il convient également de protéger le parafoudre lui-même contre tout contact direct avec l'arc de manière à éviter dans toute la mesure du possible la rupture thermique (cas d'une enveloppe en porcelaine) ou l'inflammation (cas d'une enveloppe synthétique) de son enveloppe, et ainsi de réduire le plus possible tout dommage après défaillance.

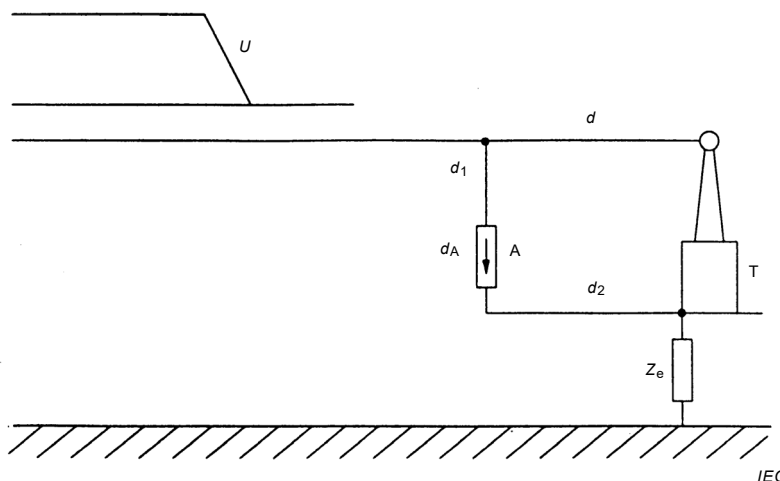
5.2.5.4.2 Considérations relatives à la mise à la terre

En règle générale, il convient de placer les parafoudres le plus près possible du matériel à protéger afin d'assurer une protection efficace contre les surtensions. Il convient que la longueur des conducteurs HT et des conducteurs de terre soit aussi courte et aussi droite que la pratique le permet afin de réduire le plus possible l'inductance de boucle et d'assurer une chute de tension minimale dans les conducteurs (voir Figure 8 et Figure 9). Il convient que la tension assignée des conducteurs HT et des conducteurs de terre, associés aux points de connexion, soit capable de résister à la fois aux courants de choc de grande amplitude et au courant de court-circuit dans le cas d'un contournement à l'emplacement du parafoudre ou du matériel. La présence d'une électrode de faible impédance de terre est nécessaire pour dissiper en toute sécurité le courant de forte amplitude dans la terre.

Le côté terre du parafoudre est relié à la prise de terre du poste. Les Figure 8 et Figure 9 représentent la différence entre les modèles de transmission et de distribution. Le mât de mise à la terre est le point de référence pour le niveau de tension de protection efficace. Il est également le point auquel le parafoudre achemine rapidement le courant vers le mât afin de contrôler la surtension.

Il convient que la connexion entre le parafoudre et le matériel à protéger soit la plus courte possible afin de réduire le plus possible la chute de tension due à l'impédance des conducteurs par rapport aux surtensions à front rapide. De plus, la présence d'une boucle dans la connexion de mise à la terre peut provoquer des contournements de la base isolante du parafoudre, qui résiste habituellement à quelques kilovolts uniquement. Alors qu'une connexion directe au matériel (par exemple, cuve de transformateur) se révèle efficace, il est nécessaire d'accorder une attention toute particulière au chemin de conduction du courant haute fréquence qui traverse la cuve. Cette situation est susceptible de poser des problèmes d'augmentation du courant potentiel en un autre emplacement et d'introduire des risques pour la sécurité.

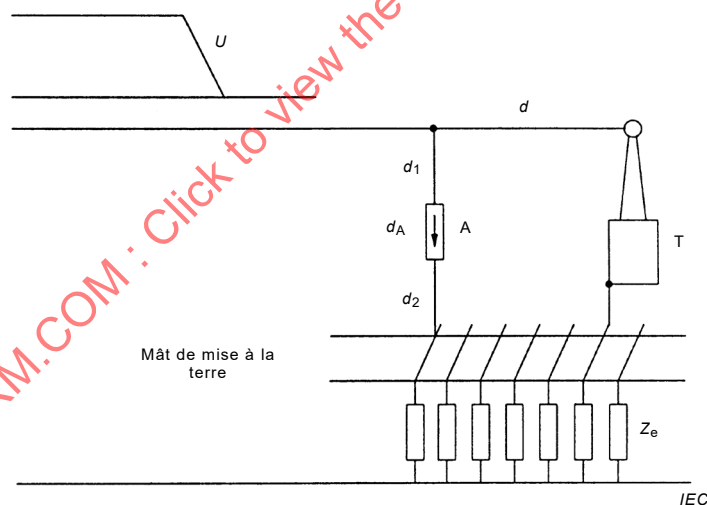
La connexion à la terre peut être très longue dans le cas des parafoudres inversés ou suspendus, les longueurs pouvant dépasser 20 m. Cet élément doit être pris en compte pour l'établissement de la marge de protection de conception.



Légende

U	tension de l'onde incidente	d_A	hauteur du parafoudre
d	longueur de conducteur entre la traversée du transformateur et le point de connexion du conducteur de ligne du parafoudre	d_2	longueur du conducteur de terre du parafoudre
A	parafoudre	Z_e	impédance de mise à la terre
T	transformateur		

Figure 8 – Installations sans mât de mise à la terre (réseaux de distribution)



Légende

U	tension de l'onde incidente	d_A	hauteur du parafoudre
d	longueur de conducteur entre la traversée du transformateur et le point de connexion du conducteur de ligne du parafoudre	d_2	longueur du conducteur de terre du parafoudre
d_1	longueur du conducteur de ligne du parafoudre	Z_e	impédance de mise à la terre
A	parafoudre	T	transformateur

Figure 9 – Installations avec mât de mise à la terre (postes haute tension)

L'installation de mise à la terre affecte la protection assurée par le parafoudre. Il est par conséquent nécessaire que la marge proposée pour les surtensions à front rapide soit examinée dans le cadre d'une étude, et ce si le dispositif au sol n'est pas fermement mis à la terre.

Dans les réseaux haute tension, notamment avec $U_s > 245$ kV, il est généralement difficile de placer les parafoudres à proximité immédiate du matériel. Tout effort doit cependant être fait pour réduire la distance de séparation entre le parafoudre et le matériel. Généralement, et pour assurer une protection efficace contre les surtensions, il convient que la distance de séparation soit toujours inférieure à 10 m. Les distances de séparation pratiques courantes sont en moyenne comprises entre 3 m et 5 m, ce qui rend difficile la réalisation d'une connexion courte directe entre la base du parafoudre et la borne de terre du matériel à protéger. Dans ces conditions, le parafoudre est connecté au réseau de terre du poste, et effectivement relié au matériel par le réseau. L'absence d'une connexion de terre à faible impédance en ces emplacements peut cependant altérer la protection contre les surtensions assurée par le parafoudre, et des potentiels de terre élevés peuvent apparaître sur les connexions de mise à la terre proches du parafoudre proprement dit, et sur le matériel à la suite du passage d'une surtension à front rapide de grande amplitude.

Il est désormais clairement établi que les surtensions à front rapide sont atténuées rapidement dans l'installation de mise à la terre, ce qui produit une chute importante du potentiel de terre de surface, à distance du point d'injection. Ceci peut produire des différences de tension importantes entre des emplacements proches sur la même installation de mise à la terre. Il convient de réaliser une connexion de mise à la terre aussi courte et droite que possible entre les points de mise à la terre de l'installation et le parafoudre, afin de réduire le plus possible ces différences de potentiel. L'utilisation d'une tige appelée tige à haute fréquence est une variante pour limiter l'augmentation du potentiel de terre et faciliter la dissipation du courant de choc de manière efficace. Ces tiges peuvent être enfoncées à des profondeurs de 5 m ou plus selon la résistivité du sol local. Les tiges permettent un contact avec des couches de terrain plus profondes et de faible résistivité, et de ce fait améliorent la dissipation du courant de choc et réduisent l'impédance globale de terre. Lorsque la pratique ne permet pas d'employer des tiges, des contrepoids à conducteur horizontal enterrés peuvent être utilisés. Si la distance de séparation est relativement longue, il convient d'acheminer la connexion de mise à la terre directement en dessous de la connexion haute tension entre le parafoudre et le matériel, ce qui réduit l'inductance de la boucle.

5.2.5.4.3 Considérations d'ordre mécanique

L'utilisateur n'a bien souvent qu'une vague idée de la contrainte mécanique qui s'exerce sur un parafoudre en service, et aucune exigence associée n'est de ce fait formulée, ou, situation encore plus défavorable, les valeurs exigées sont trop élevées. En l'absence d'informations concernant les exigences réelles, les valeurs $F_{\min}$ données dans le Tableau 1 peuvent servir de ligne directrice pour les principales charges statiques nécessaires ($F_{\min}$ correspond à la charge de longue durée spécifiée selon l'IEC 60099-4; voir Figure 10). Ces valeurs représentent les exigences minimales absolues qui posent l'hypothèse d'une connexion du parafoudre par les boucles de conducteur de relaxation des contraintes et d'une vitesse du vent de 34 m/s (≈ 120 km/h) au maximum, qui, conformément à l'IEC 60099-4, relèvent de "conditions normales de service". L'Article G.5 de l'IEC 60099-4:2014 fournit des recommandations pour le calcul des forces imposées par les charges dues au vent.

Outre les charges en porte-à-faux statiques, normalement à l'origine des quelques problèmes liés aux parafoudres, il doit également être tenu compte des exigences dynamiques. Ces problèmes peuvent, par exemple, se produire par suite des courants de court-circuit sur la ligne ou à des rafales. Dans ce cas, les parafoudres à enveloppe en porcelaine peuvent, en raison de la fragilité et du comportement statistique de la porcelaine, être soumis à une contrainte qui atteint seulement 40% de la résistance dynamique de la porcelaine. Il convient, par ailleurs, que les principales charges dynamiques admissibles spécifiées (SSL conformément à l'IEC 60099-4) démontrent une marge de sécurité d'au moins 20 % par rapport à la valeur moyenne des valeurs de rupture réelles (MBL conformément à l'IEC 60099-4), déterminées pendant les essais. Les valeurs de charges en porte-à-faux susmentionnées sont élargies en conséquence dans le Tableau 1.

La résistance mécanique est parfois exprimée comme la résistance à la rupture en flexion. Dans un réseau de 420 kV, par exemple, dans lequel la hauteur du parafoudre est d'environ 3,5 m, la résistance à la rupture en flexion statique exigée obtenue est de 1,4 kNm. Dans un réseau de 170 kV, la hauteur du parafoudre est habituellement de 1,7 m, et la résistance à la rupture en flexion statique exigée minimale est donc de 680 Nm.

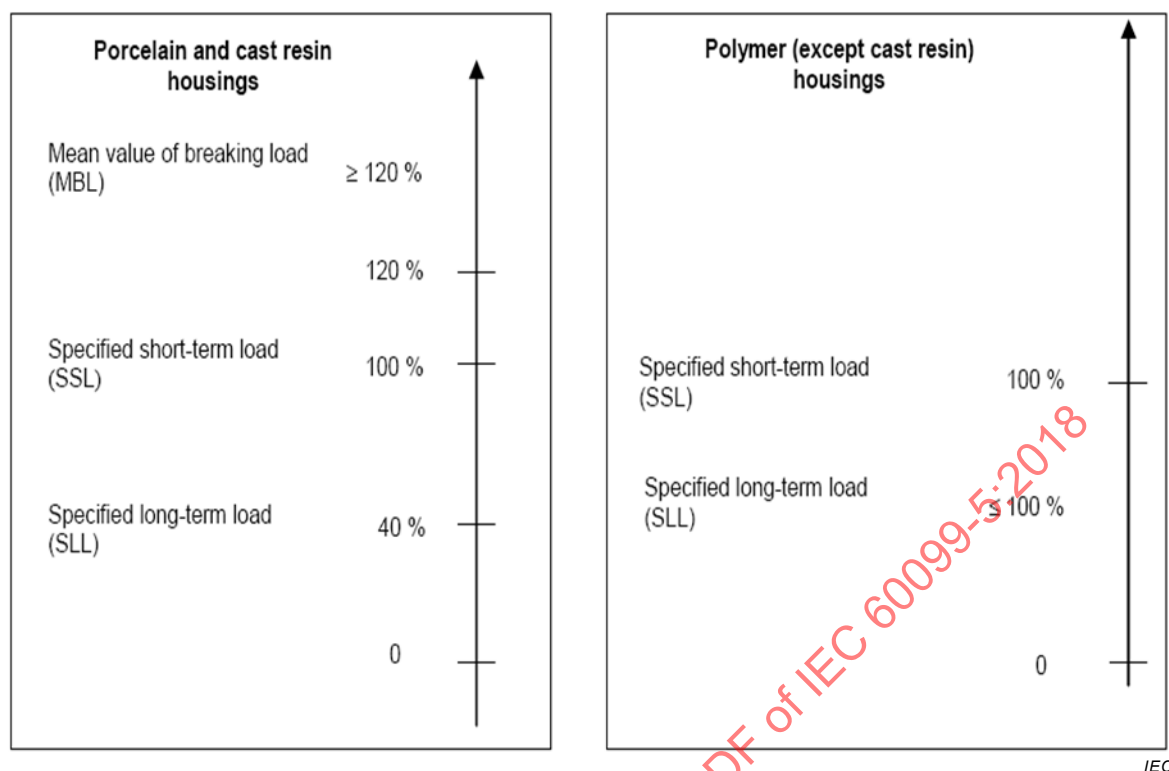
Une distance plus petite peut être adoptée, dans la mesure où l'enveloppe synthétique (à l'exception de l'enveloppe en résine moulée, dont la fragilité est semblable à celle de la porcelaine, et qui ainsi est considérée exactement de la même manière) présente moins de différences dans ses caractéristiques mécaniques. La norme IEC 60099-4:2014 ne spécifiant aucun rapport fixe entre charge dynamique et charge statique, il convient d'apporter un soin particulier à la comparaison des valeurs répertoriées et des fiches techniques. La Figure 10 (de l'IEC 60099-4:2014) représente les différentes approches applicables aux parafoudres à enveloppe en porcelaine et en résine moulée, ainsi qu'aux parafoudres à enveloppe synthétique.

**Tableau 1 – Exigences mécaniques minimales
(pour les parafoudres à enveloppe en porcelaine)**

Tension de réseau la plus élevée U_s (kV)	$F_{\min, \text{statique}}$ (N) ("SSL")	$F_{\min, \text{dynamique}}$ (N) ("SSL")	Valeur de rupture minimale (valeur moyenne) ("MBL") (N)
≤ 420	400	1 000	1 200
550	600	1 500	1 800
800	800	2 000	2 400

Les enveloppes synthétiques, contrairement aux enveloppes en porcelaine, se déforment visiblement sous l'influence de forces mécaniques. Généralement, cela n'est pas un élément à prendre en compte. Toutefois, dans les cas où ce type de comportement générerait des problèmes, le choix d'une enveloppe mécaniquement plus rigide doit être pris en considération, ladite enveloppe présentant alors une déformation moins importante sous l'action des charges appliquées, de même qu'une déflexion moins importante.

Une installation différente de la position avec socle "droit" classique peut être choisie notamment pour les parafoudres à enveloppe synthétique, par exemple, la suspension du parafoudre exige uniquement une résistance mécanique minimale de ce dernier. Dans ce cas toutefois, l'ensemble de la construction doit être préparé pour supporter le poids du parafoudre, ce qui souvent n'est pas le cas pour les installations existantes. Ces différentes solutions de montage doivent par conséquent être prises en compte dans la seule phase de planification.



Anglais	Français
Porcelain and cast resin housings	Enveloppes en porcelaine et résine moulée
Polymer (except cast resin) housings	Enveloppes synthétiques (sauf résine moulée)
Mean value of breaking load (MBL)	Valeur moyenne de la charge de rupture (MBL)
Specified short-term load (SSL)	Charge de courte durée spécifiée (SSL)
Specified long-term load (SLL)	Charge de longue durée spécifiée (SLL)

Figure 10 – Définition des charges mécaniques conformément à l'IEC 60099-4:2014

5.2.5.4.4 Conducteurs de connexion

Les effets de la propagation des ondes, en raison de leur grande raideur de front potentielle, entre le parafoudre et le matériel ne peuvent pas être négligés pour les surtensions à front rapide (ils ne sont pas significatifs pour les surtensions à front lent). Généralement, les surtensions à front rapide aux bornes du matériel protégé sont supposées être plus élevées que la tension résiduelle du parafoudre. La surtension observée au niveau d'une borne ouverte avec une impédance de surtension élevée augmente avec une valeur équivalente à deux fois la raideur de la surtension d'origine jusqu'à ce que, au terme de deux temps de propagation de la surtension entre le parafoudre et la borne de l'appareil, le parafoudre réduise effectivement la tension. Il en résulte une oscillation amortie dont l'amplitude équivaut à deux fois le niveau de protection au choc de foudre du parafoudre U_{pl} et le temps de cycle équivaut à quatre fois le temps de propagation entre le parafoudre et l'appareil. Plus la distance de propagation est courte, moins l'amplitude de la surtension obtenue est élevée. Il est par conséquent toujours judicieux de réduire le plus possible les distances de séparation entre le parafoudre et les matériels importants. Il est parfois possible de protéger plusieurs appareils avec une seule installation de parafoudre à condition de pouvoir limiter les raideurs de front, comme dans le cas où à la fois le poste et les lignes aériennes qui l'alimentent sont correctement protégés par des câbles de garde.

5.2.5.5 Parafoudres de distribution

5.2.5.5.1 Considérations générales

Il convient que le fabricant donne des instructions claires concernant l'assemblage et l'installation, la maintenance, le transport, le stockage et l'élimination des parafoudres MO, ces instructions figurant dans les instructions d'utilisation (manuel) fournies par ses soins.

Les parafoudres de distribution sont des parafoudres à un seul élément sans anneaux de garde, souvent installés directement sur les transformateurs de distribution. Cependant, ils peuvent être équipés de déconnecteurs, potences (isolantes ou métalliques), indicateurs de défaut et/ou de dispositifs de protection de la faune (capots de protection contre les oiseaux); voir Figure 11.

Les déconnecteurs permettent de déconnecter automatiquement un parafoudre soumis à une contrainte excessive. Ils se situent généralement du côté terre directement en dessous du parafoudre. Il convient que les déconnecteurs isolent d'une part les parafoudres du potentiel de terre et indiquent conjointement le parafoudre défectueux qu'il convient de remplacer. La connexion de terre doit être souple, et il est par ailleurs nécessaire que la distance d'isolation sous le parafoudre soit suffisante, de sorte que la connexion de terre déconnectée puisse être suspendue librement et la tension de régime appliquée observée au pied du parafoudre ne provoque pas un amorçage après la déconnexion.

Les déconnecteurs ont pour objectif d'empêcher que des parafoudres soumis à des contraintes excessives n'entraînent un court-circuit permanent et rendent ainsi le réseau inexploitable. Une alimentation en énergie permanente sans interruption prolongée est ainsi possible. Ceci constitue un avantage certain dans les zones inaccessibles ou lorsque le parafoudre défaillant ne peut pas être remplacé rapidement. L'inconvénient de cette installation consiste en l'absence de toute protection contre les surtensions tant que le parafoudre est déconnecté. C'est la raison pour laquelle il est important d'examiner fréquemment la ligne afin de remplacer le plus rapidement possible les parafoudres hors service et déconnectés du réseau.

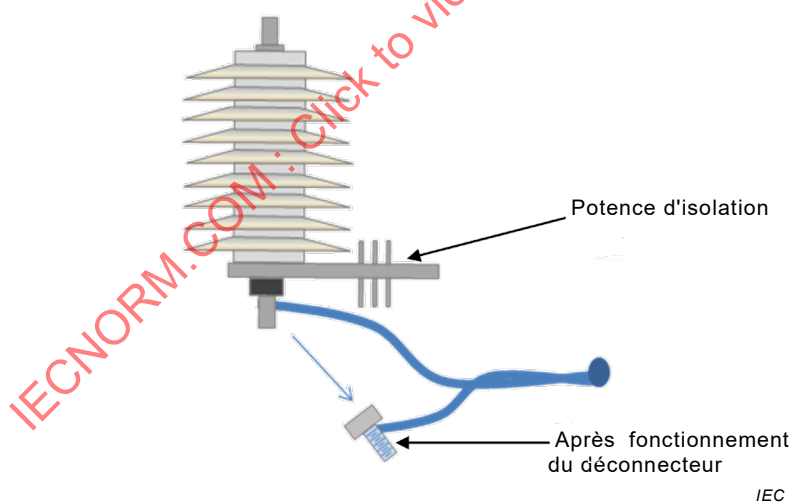


Figure 11 – Parafoudre de distribution avec déconnecteur et potence d'isolation

Les potences d'isolation associées aux déconnecteurs permettent de faciliter la remise sous tension du transformateur de distribution après la défaillance du parafoudre (Figure 11). D'autres types de potences peuvent être utilisés uniquement à des fins d'installation.

Si des fusibles haute tension sont installés dans le même trajet de courant que les déconnecteurs, les caractéristiques de réponse des deux dispositifs de protection doivent être coordonnées entre elles. La réponse du déconnecteur doit précéder celle du fusible ou les deux réponses doivent être conjointes. Ce concept empêche la mise sous tension du courant lors de la mise en place d'un nouveau fusible, et ce tant qu'un court-circuit existe.

Un matériau de couleur claire constitutif des indicateurs de défaut permet de signaler que le parafoudre a été soumis à une contrainte excessive et qu'il convient de le remplacer. Les indicateurs ne séparent pas le parafoudre du potentiel de terre. Ces dispositifs sont installés soit du côté haute tension, soit du côté terre directement sur le parafoudre. Un parafoudre soumis à une contrainte excessive signifie la permanence du court-circuit et la mise hors tension du réseau. Un parafoudre endommagé peut toutefois être clairement détecté et de ce fait être remplacé rapidement.

Il est nécessaire d'envisager la présence de dispositifs de protection contre la faune pour réduire le contournement extérieur potentiel des parafoudres de distribution. Lorsque la borne haute tension de parafoudres résistant aux courts-circuits et d'autres points mis à la terre sur ou à proximité du parafoudre peuvent être franchis par des animaux, l'installation de barrières ou d'importants dispositifs de protection contre la faune peut répondre parfaitement à ce problème.

5.2.5.5.2 Considérations relatives à la mise à la terre

Aux niveaux de tension de distribution ($U_s \leq 52$ kV), les parafoudres peuvent souvent être situés à proximité immédiate du matériel à protéger, par exemple les transformateurs. Dans ce cas, et dans toute la mesure du possible, il convient de relier la borne de terre du parafoudre et le matériel avec un conducteur droit très court (voir Figure 12).

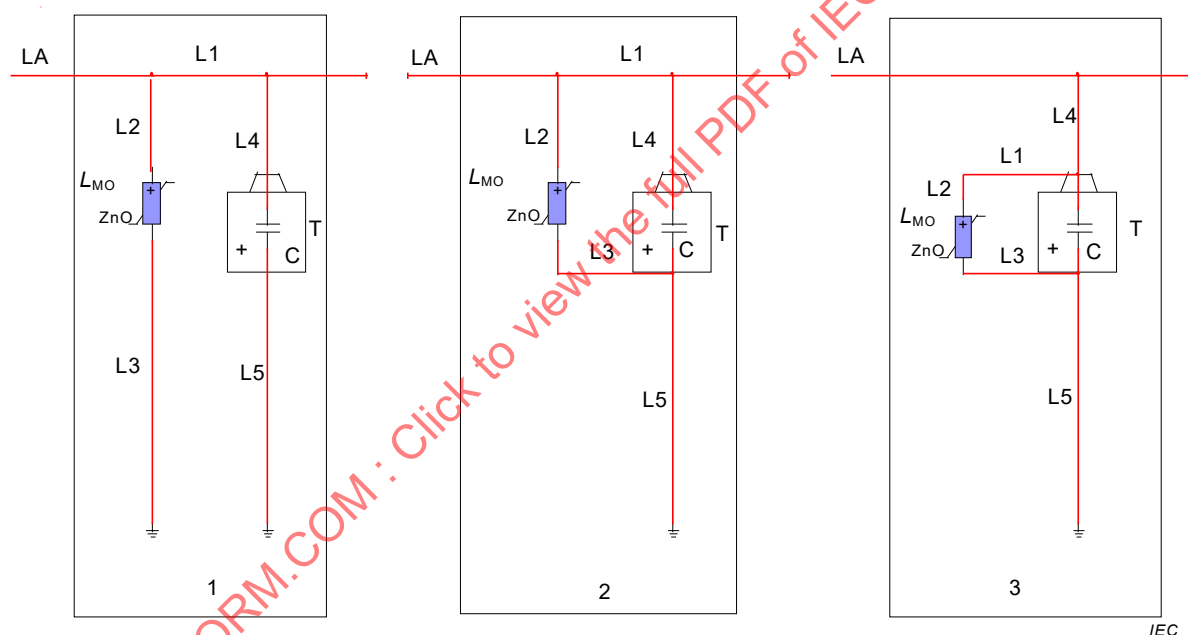
Des résistances de terre faible sont essentielles et il convient que leur nombre soit le plus faible possible, afin de limiter l'augmentation du potentiel de terre au niveau de la borne de terre, et de ce fait limiter les dangers pour la sécurité et le contournement du côté basse tension du transformateur. Une valeur de résistance de terre $\leq 10 \Omega$ est considérée comme suffisante. C'est la raison pour laquelle des installations de mise à la terre de conception spécifique sont utilisées pour la décharge du choc de courant. Les résistances de terre sont mesurées principalement avec un courant continu ou un courant alternatif de 50 Hz/60 Hz; toutefois, la valeur obtenue est généralement différente en cas de haute fréquence (ou choc de courant à haute fréquence). Dans le cas des transformateurs montés sur poteau, il est nécessaire d'accorder une attention toute particulière à la conception de la prise de terre afin d'obtenir une résistance de terre faible au moyen de tiges et de contrepoids horizontaux. Il convient de consulter les normes de mise à la terre applicables.

5.2.5.5.3 Considérations d'ordre mécanique

Les charges en porte-à-faux statiques qui s'exercent sur un parafoudre de distribution sont faibles du fait de leur courte durée. Le couple maximal admis lors de l'installation peut être plus important associé aux forces en raison des rafales de vent, dans la mesure où les parafoudres de distribution sont souvent installés au sommet de poteaux reliés aux lignes aériennes.

5.2.5.5.4 Conducteurs de connexion

L'emplacement du parafoudre de distribution par rapport au matériel protégé peut être très important lorsque le choc de foudre à front rapide est pris en compte [17]. Pour la protection contre les chocs de foudre à front rapide, la longueur des conducteurs en série avec le parafoudre et en parallèle avec le matériel protégé peut produire une tension importante en raison de son inductance intrinsèque. Cette tension de conducteur s'ajoute aux caractéristiques de front rapide du parafoudre. Les connexions doivent être aussi courtes et droites que possible. Cette condition est due au fait que des tensions inductives apparaissent à chaque conducteur en raison de l'inductance propre observée lors de l'écoulement du courant de choc. Ces tensions inductives sont importantes avec le taux de variations di/dt élevé, tel que celui observé lorsque des courants de foudre se produisent. Le matériau MO proprement dit réagit presque instantanément même avec des chocs de tension et de courant à front raide [43] [44] [45] [46]. Il existe toujours des tensions inductives du fait des dimensions du parafoudre proprement dit et des connexions, et il est nécessaire de les prendre en compte. Si les tensions résiduelles, observées sur les fiches techniques, ne contiennent pas de chute de tension inductive correspondant à une longueur de parafoudre de $1 \mu\text{H/m}$, alors la hauteur du parafoudre doit être prise en compte.



Légende:

- 1 Mauvais. Les conducteurs de connexion sont trop longs et, en (1), le transformateur et le parafoudre et n'ont pas le même point de mise à la terre. La boucle $L1 + L2 + L3 + L4 + L5 + L_{MO}$ est trop longue.
 - 2 Bon. Mise à la terre commune du parafoudre et du transformateur, et la boucle $L1 + L2 + L3 + L4 + L_{MO}$ est plus courte que la boucle $L1 + L2 + L3 + L4 + L5 + L_{MO}$ en 1.
 - 3 Très bon. Le parafoudre est mis à la terre directement sur la cuve du transformateur. La boucle $L1 + L2 + L3 + L_{MO}$ est courte. De cette manière, les inductances sont réduites le plus possible.
- $L1 - L5$ longueur des conducteurs de connexion
 L_{MO} hauteur du parafoudre
 LA ligne aérienne; il est admis par hypothèse qu'elle est de longueur infinie avant et après le point de raccordement du transformateur et du parafoudre
 C capacité interne du transformateur
 T transformateur

Figure 12 – Exemples de principes de connexion appropriés et inappropriés des parafoudres de distribution

La tension inductive supplémentaire est calculée par conséquent comme suit:

$$U_i = L \times \frac{di}{dt} \quad (2)$$

Un choc de courant à front raide avec un temps de montée de 1 μ s et une valeur de crête de 10 kV donne une tension de $U_i = 10$ kV par mètre de conducteur de connexion. Cela signifie que les connexions et la boucle complète doivent être réalisées avec le degré le plus élevé possible sans inductance. Le parafoudre et le transformateur doivent tous deux être bien entendu connectés au même point de mise à la terre.

Lorsqu'un fusible de 6 A ou moins est monté en série et placé du côté source d'un parafoudre par suite de la réduction de la longueur des conducteurs, il peut se révéler nécessaire d'augmenter la tension assignée du fusible de quelques pourcents afin d'éviter tout éclatement nuisible du fusible lorsque le parafoudre fonctionne dans des conditions normales.

5.2.5.5.5 Parafoudres immergés

Les transformateurs de distribution peuvent être équipés de résistances MO installées dans leur cuve, ce qui assure une protection optimisée de ces transformateurs. Le principal inconvénient de ce type de parafoudre est que toute défaillance de ce dernier en raison d'une surcharge due à la foudre ou pour toute autre raison doit entraîner le remplacement du transformateur dans son ensemble. Par conséquent, l'utilisation de tels parafoudres est prédominante dans les transformateurs monophasés à kVA relativement faibles.

5.2.5.6 Parafoudres de ligne (LSA)

5.2.5.6.1 Considérations d'installation

Les parafoudres de ligne pour lignes de transmission, parfois appelés parafoudres de ligne de transmission (TLA, *transmission line arrester*), sont installés directement sur la ligne aérienne. Les parafoudres de ligne sont majoritairement à enveloppe synthétique et assurent une protection contre les seules surtensions de foudre. Les parafoudres à enveloppe synthétique, par rapport aux parafoudres à enveloppe en porcelaine, sont plus légers et plus faciles à manipuler, et présentent souvent de meilleures performances aux surcharges. Il est important de noter que les facteurs liés à la sécurité (résistance mécanique, performances en court-circuit) ont un rôle très important dans les applications de parafoudres de ligne, dans la mesure où ces derniers sont installés dans des zones accessibles au grand public. Il convient par conséquent de trouver un compromis raisonnable entre les aspects économiques et de sécurité pour chaque application particulière.

Habituellement, il est plus facile d'installer des parafoudres de ligne sans éclateur (NGLA) que des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA). Dans le cas le plus simple, un parafoudre de ligne installé dans un réseau de distribution est simplement un parafoudre de distribution normal, sans aucune exigence supplémentaire concernant les caractéristiques mécaniques ou électriques. Alors que les parafoudres de ligne de distribution sont principalement non équipés d'éclateurs, nombre des parafoudres de ligne de transmission installés sont du type EGLA. La présence d'un éclateur extérieur en série permet une tension assignée moins élevée du bloc de varistances en série (SVU). Les exigences de tenue énergétique d'un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur peuvent d'une part être moins strictes, étant donné que le parafoudre n'est pas impliqué dans des événements de surtension de manœuvre; elles peuvent d'autre part être plus strictes dans la mesure où le transfert de charges (et ainsi la dissipation de l'énergie) n'est pas nécessairement partagé avec d'autres parafoudres à connexion en parallèle. Les exigences concernant le matériau constitutif de l'enveloppe synthétique peuvent être moins strictes pour le parafoudre de ligne avec éclateur extérieur, étant donné que le SVU n'est pas sous tension en permanence. Par ailleurs, il est parfois difficile de régler la tension d'amorçage; elle ne doit pas dépasser la tension de tenue au choc de foudre des isolateurs lorsque le SVU est intact, et elle doit résister aux surtensions de manœuvre observées sur la ligne en cas de défaillance du SVU.

Les parafoudres de ligne sans éclateur destinés aux lignes de transmission sont dans la plupart des cas suspendus directement au conducteur de ligne à proximité d'un isolateur. La liaison de terre est connectée à la structure en acier de pylône. L'utilisation de déconnecteurs appropriés est essentielle pour les parafoudres de lignes sans éclateur. Les caractéristiques électriques du déconnecteur diffèrent généralement de celles des déconnecteurs pour parafoudres de distribution, du fait que les fonctions de manœuvre se révèlent plus difficiles lorsqu'aucune déconnexion ne doit se produire. Il convient de s'assurer qu'aucune partie (oscillant dans le vent) n'est capable de générer un contournement à la terre après déconnexion.

Il existe différentes méthodes possibles de montage d'un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur. La suspension à partir de la traverse d'un pylône est une méthode assez courante. Il existe toutefois également des configurations dans lesquelles le parafoudre de ligne avec éclateur extérieur est connecté directement sur l'isolateur de ligne. Dans ce cas, le SVU peut être installé à l'horizontale.

5.2.5.6.2 Conducteurs de connexion et mise à la terre

La longueur du conducteur de terre doit être d'une part suffisante pour permettre au parafoudre de se déplacer en raison des charges dues au vent. D'autre part, il convient qu'elle soit la plus courte possible pour réduire le plus possible la chute de tension inductive sous des surtensions à front rapide. Le connecteur de terre des parafoudres de ligne sans éclateur comporte habituellement un déconnecteur. Celui-ci est important lorsque des parafoudres de ligne sont installés pour protéger l'isolement de la ligne avec une tension de tenue réduite, par exemple pour augmenter la distance entre les conducteurs de ligne aérienne et le sol ou pour améliorer les réseaux existants.

5.2.5.6.3 Considérations d'ordre mécanique

Il apparaît que les performances à long terme du matériel de montage sont dans de nombreux cas bien plus critiques que celles du parafoudre proprement dit. Il convient par conséquent d'accorder un soin particulier à la spécification du matériel. Il convient de choisir une conception qui expose les composants à une contrainte mécanique mineure, et il convient par ailleurs que la qualité tienne compte des conditions de fonctionnement mécaniques et environnementales extrêmes.

Lorsque le parafoudre est installé directement sur le pylône (par exemple, position droite verticale ou inclinée sur une traverse, ou horizontale au niveau de la structure principale du pylône), il convient de s'assurer que le parafoudre a une résistance mécanique suffisante. Il convient de ne pas sous-estimer que les vibrations, les charges dues au vent et les surcharges de glace posent davantage de problèmes dans cette application que dans des applications de poste normales. Lorsque le parafoudre est suspendu à la traverse, il doit être tenu compte de l'orientation correcte des ailettes (voir Figure 7).

Les installations avec parafoudres de ligne avec éclateur extérieur nécessitent des ensembles complets qui permettent au SVU et au conducteur de ligne, respectivement, de se déplacer, sans affecter la tension d'amorçage de l'éclateur. Il doit être tenu compte du fait que, dans tous les cas, les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (ainsi que tous les parafoudres de ligne en général) sont exposés à des charges dues au vent et, éventuellement, à la glace, et ce bien plus que les parafoudres des applications avec poste. Ainsi, les exigences mécaniques peuvent être plus strictes et différentes de celles relatives aux applications avec poste.

Il convient de noter que les essais de court-circuit conformes à l'IEC 60099-4, l'IEC 60099-6 ou l'IEC 60099-8 ne signifient pas automatiquement que le parafoudre de ligne est intact sur le plan mécanique après un essai satisfaisant. L'ensemble du parafoudre de ligne peut effectivement tomber. Il convient de soigneusement noter cette concession dans les normes actuelles dans la mesure où le public a accès à de nombreuses zones situées sous des lignes de distribution ou de transmission.

5.2.5.6.4 Elimination des défauts

Le risque de surcharge électrique des parafoudres de ligne et leur défaillance ultérieure par suite de la libération d'énergies trop élevées par les chocs de foudre peuvent être plus importants pour les applications avec ce type de parafoudres qu'avec des parafoudres utilisés dans des postes du fait de l'absence de l'écran de poste qui empêche les chocs de foudre directs à fortes amplitudes de courant. L'isolement d'une ligne aérienne étant généralement autorégénérateur, il est nécessaire qu'un parafoudre de ligne défaillant facilite un réenclenchement rapide. Cette opération peut être effectuée en isolant les parafoudres de ligne de la ligne concernée en cas de surcharge, et ce au moyen d'un déconnecteur pour les parafoudres de ligne sans éclateur, dans la mesure où ils peuvent présenter une défaillance en court-circuit. Dans le cas d'un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur, la tension d'amorçage de son éclateur doit être coordonnée avec la tension maximale de tenue aux chocs de manœuvre (SIWV) de l'isolement de la ligne, de sorte que la ligne puisse être de nouveau mise sous tension sans provoquer d'amorçage de l'éclateur du parafoudre.

6 Coordination de l'isolement et utilisations de parafoudres

6.1 Généralités

La coordination de l'isolement détermine la tenue diélectrique et la réponse caractéristique des réseaux de puissance aux contraintes électromagnétiques. Cela nécessite de choisir la rigidité diélectrique des matériels par rapport aux tensions qui peuvent apparaître sur le réseau pour lequel le matériel est destiné, tout en tenant compte de l'environnement de service et des caractéristiques des dispositifs de protection et de contrôle disponibles.

La première partie de cette section expose les principes de base et la pratique de coordination de l'isolement, qui affectent ou déterminent spécifiquement les caractéristiques des parafoudres. Ceci inclut la procédure d'établissement de marges de protection du matériel, les différents types de surtensions et l'application des parafoudres au matériel et au réseau.

Les autres parties de la présente section comportent des recommandations pour le choix et l'utilisation des parafoudres à utiliser sur des réseaux triphasés de tensions nominales supérieures à 1 kV. La présente section concerne les parafoudres à oxyde métallique sans éclateur définis dans l'IEC 60099-4, les parafoudres qui contiennent des structures avec éclateur en série, de tension assignée inférieure ou égale à 52 kV, comme défini dans l'IEC 60099-6, et les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur pour les lignes aériennes de transmission et de distribution (EGLA) définies dans l'IEC 60099-8.

6.2 Présentation de la coordination de l'isolement

6.2.1 Généralités

Le processus de coordination de l'isolement est défini dans l'IEC 60071-1, *Coordination de l'isolement – Partie 1: Définitions, principes et règles*. Il est approfondi dans l'IEC 60071-2, *Coordination de l'isolement – Partie 2: Guide d'application*, qui développe davantage les principes définis dans la Partie 1. La norme traite du choix de l'isolement et de la détermination de la tension de tenue assignée pour le matériel relevant de la plage I (jusqu'à 245 kV) et de la plage II (au-delà de 245 kV).

Les pratiques de coordination de l'isolement appliquées dans les réseaux de puissance peuvent être réparties en deux catégories fondamentales: à savoir, lignes de transmission et postes. La coordination de l'isolement des lignes traite principalement de la prévention des défauts de ligne dus aux chocs de foudre et aux opérations de manœuvre de lignes, tandis que la coordination des postes traite essentiellement de la protection du matériel de poste contre les chocs de foudre incidents qui frappent les lignes, et de l'effet sur le matériel local et distant lors des opérations de manœuvre du poste. Dans les pratiques modernes de coordination de l'isolement, l'utilisation de parafoudres est considérée comme une méthode économique fondamentale qui permet d'obtenir la protection du matériel et/ou le réseau aux performances souhaitées [1][2][3][4][5][6][7][12][14].

6.2.2 Procédure IEC de coordination de l'isolement

Une procédure de coordination de l'isolement type adopte le format suivant afin de déterminer les éléments suivants:

- 1) Analyse du réseau: Tensions et surtensions en service représentatives
 - Choix des caractéristiques de protection et de l'emplacement des parafoudres
- 2) Détermination de la tension de tenue de coordination (U_{cw})
 - Choix des caractéristiques de protection et de l'emplacement des parafoudres (l'étape 1 est omise pour les surtensions à front rapide)
- 3) Détermination des tensions de tenue exigées (U_{rw})
- 4) Choix du niveau d'isolement assigné

Les étapes 1 à 4 sont traitées dans l'IEC 60071-1 et l'IEC 60071-2. Ces recommandations concernant le choix et l'utilisation des parafoudres traitent des questions liées au choix de leurs caractéristiques de protection et de leur emplacement dans l'analyse correspondante, et déterminent la tension de tenue de coordination pour les surtensions à front rapide et à front lent [84].

6.2.3 Surtensions

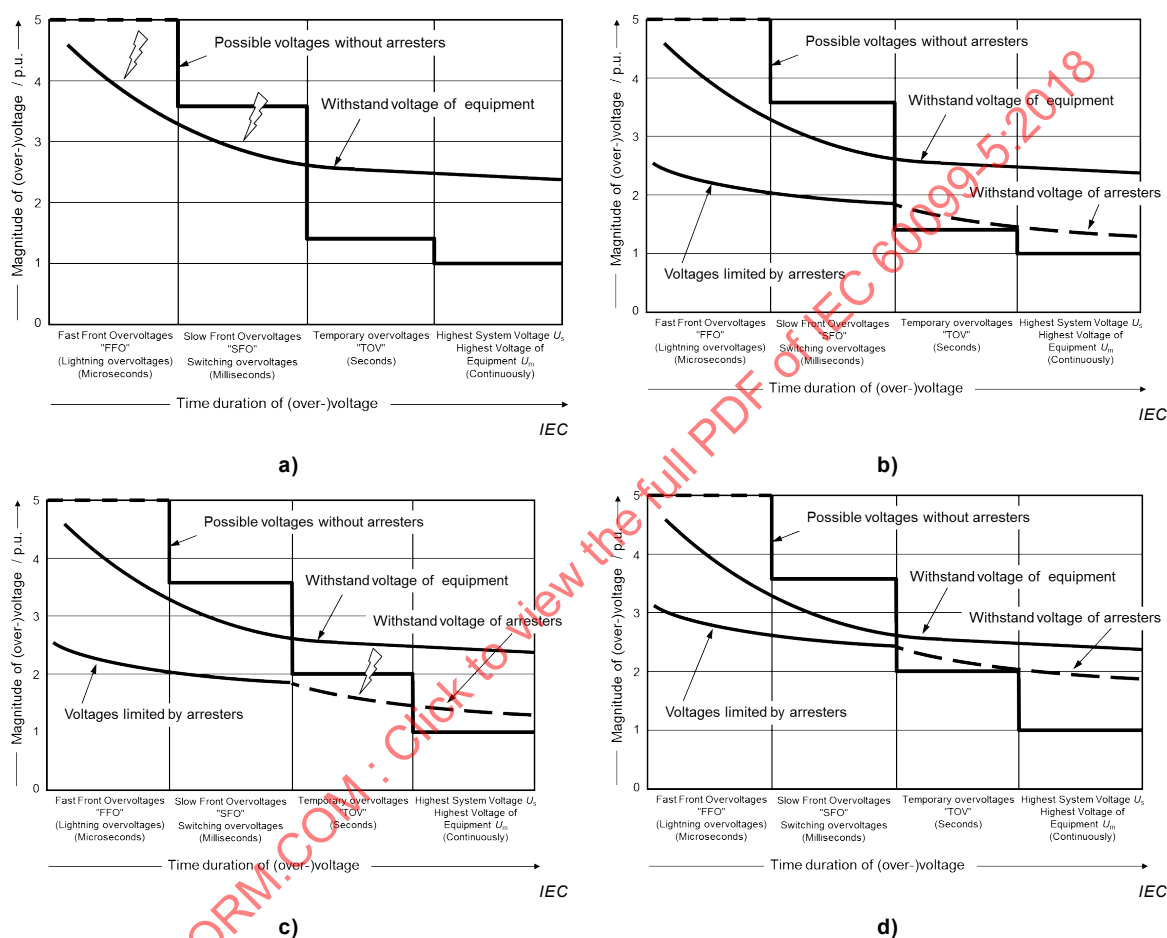
6.2.3.1 Généralités

Des surtensions apparaissent dans les réseaux de puissance par suite des perturbations de ces derniers, telles que des défauts, des chocs de foudre et de manœuvre. Ces surtensions peuvent exercer une contrainte sur le matériel au-delà de leur capacité de conception et altérer les performances du réseau. Le type de surtension est important lors de la spécification du parafoudre, dans la mesure où cet élément définit la capacité TOV, la marge de protection et la tenue énergétique exigées.

La Figure 13 représente les relations entre la contrainte de surtension type avec et sans protection du parafoudre et la résistance d'isolement observées dans le réseau de puissance. Certains exemples de surtensions observés habituellement dans le réseau de puissance, et décrits dans de nombreuses publications consacrées aux phénomènes de surtension associés, sont récapitulés à la Figure 14 ([7] [24] [25] [58] [60] [61] [62] [63] [64] [65] [66] [67] [68] [69] [70] [71] [72] [73] [74]). Le matériel électrique normal est présumé avoir une résistance d'isolement naturelle suffisante dans la plage de fréquences industrielles et de surtensions temporaires. Bien que la résistance d'isolement augmente habituellement de manière constante à mesure que les fronts de choc deviennent plus rapides, des surtensions critiques peuvent encore être prévisibles par suite des chocs de foudre et des manœuvres non contrôlées, de sorte que la protection des parafoudres est généralement exigée [27].

Les surtensions recommandées que subit le matériel électrique avec une isolation non autorégénératrice sont habituellement limitées au-dessous de 85 % de la résistance d'isolement. D'autre part, pour une isolation autorégénératrice qui tolère certains contournements, les surtensions peuvent être limitées par les parafoudres pour atteindre des performances de matériel et/ou de réseau souhaitables.

Une caractéristique tension-courant normalisée d'un parafoudre à oxyde métallique type est représentée à la Figure 15. Les parafoudres sont utilisés principalement pour les fonctions de protection contre les chocs de foudre et les surtensions de manœuvre, dans la mesure où la plupart des matériels de réseau n'exigent aucune protection contre les surtensions dans des conditions de surtension normales et temporaires. La définition des fonctions d'un parafoudre comprend par conséquent la détermination des capacités d'absorption d'énergie cumulée du parafoudre et des amplitudes de courant associées. Lorsqu'une protection des parafoudres est souhaitée dans des conditions de surtension temporaire extrêmes, une attention toute particulière doit être accordée à l'accumulation d'énergie avec la durée des surtensions et au partage du courant parmi les parafoudres montés en parallèle [19] [20] [43].



- a) Exemple d'un réseau fermement mis à la terre sans utilisation de parafoudres. La tension de tenue du matériel est dépassée dans les régions SFO et FFO.
- b) Exemple d'un réseau fermement mis à la terre équipé de parafoudres correctement dimensionnés. Les parafoudres limitent les tensions dans les régions SFO et FFO à des tensions inférieures aux tensions de tenue du matériel.
- c) Exemple d'un réseau neutre isolé équipé des mêmes parafoudres que l'exemple précédent. Les parafoudres offrent la même protection que dans l'exemple précédent, mais les surtensions sur le réseau dépassent les tensions de tenue des parafoudres dans la région TOV (les parafoudres dysfonctionnent par surtension temporaire).
- d) Exemple d'un réseau neutre isolé équipé de parafoudres dont les caractéristiques assignées sont plus élevées. Les tensions de tenue des parafoudres dépassent la tension du réseau dans la région TOV tout en offrant une distance de protection adéquate au matériel dans les régions SFO et FFO.

NOTE 1 p.u. = $\sqrt{2} \times U_s / \sqrt{3}$

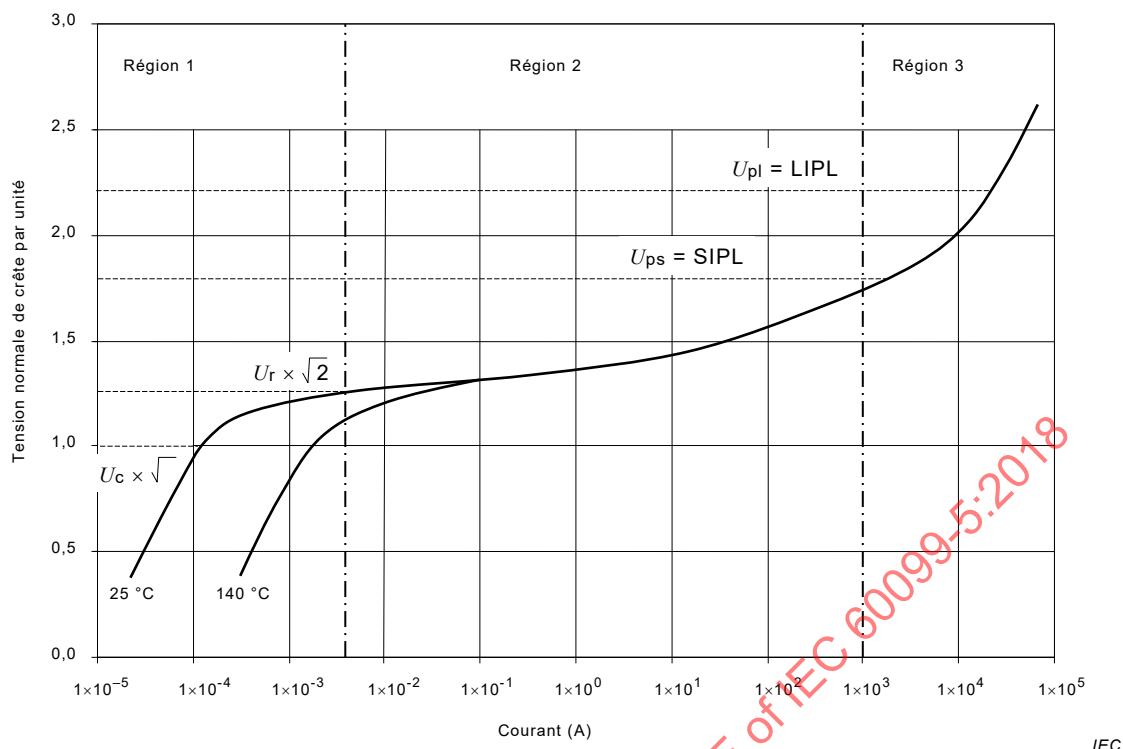
Anglais	Français
Magnitude of (over-)voltages / p.u.	Amplitude des (sur)tensions / p.u.
Time duration of (over-)voltages	Durée des (sur)tensions
Possible voltages without arresters	Tensions possibles sans parafoudres
Withstand voltage of equipment	Tension de tenue du matériel
Fast Front Overvoltages "FFO" (Lightning overvoltages) (Microseconds)	Surtensions à front rapide "FFO" (Surtensions de foudre) (microsecondes)
Slow Front Overvoltages "SFO" Switching overvoltages (Milliseconds)	Surtensions à front lent "SFO" Surtensions de manœuvre (millisecondes)
Temporary overvoltages "TOV" (Seconds)	Surtensions temporaires "TOV" (secondes)
Highest System Voltage U_s Highest Voltage of Equipment U_m (Continuously)	Tension la plus élevée du réseau U_s Tension la plus élevée du matériel U_m (en permanence)
Voltages limited by arresters	Tensions limitées par les parafoudres
Withstand voltage of arresters	Tension de tenue des parafoudres

Figure 13 – Tensions types et exemple de durée pour des réseaux mis à la terre de différentes manières

Sources	Plage type par unité (1 p.u. = $\sqrt{2 \times U_g / \sqrt{3}}$)	Disjoncteur RRRV kV/μs
Surtensions temporaires:		
• Défauts simples de ligne à la terre:		
Réseau neutre fermement mis à la terre	1,3 à 1,4	
Réseau neutre isolé	$\geq \sqrt{3}$	
Réseau neutre mis à la terre à impédance	jusqu'à 2,9	
• Perte de charge	1,2 à 1,5	
• Effet Ferranti:		
Ligne de 200 km	1,02	
Ligne de 300 km	1,10	
• Fermeture de la ligne d'extrémité d'un transformateur	1,2 à 1,8	
Surtensions à front lent:		
• Mise sous tension de la ligne		
Ligne déchargée	1,5 à 2,9	
• Refermeture triphasée sans résistances de préinsertion	3,0 à 3,7	
• Refermeture triphasée avec résistances de préinsertion	1,6 à 2,2	
• Refermeture triphasée avec parafoudres (3 jeux à 1,5 p.u. U_{ps})	1,8 à 2,5	
• Refermeture triphasée avec fermeture de la commande du disjoncteur à des tensions nulles	1,5 à 1,7	
Réenclenchement monophasé:	1,5 à 2,0	
Origine des défauts:		
• Phase saine	2,1	
• Circuit couplé	1,5	
Élimination des défauts:	1,7 à 1,9	
Manœuvre de condensateurs dérivés:		
• Mis à la terre: état du disjoncteur sans réamorçage	1,7	
• Isolé:		
disjoncteur avec réamorçages, aucun parafoudre	> 3,0	
disjoncteur avec réamorçages, avec parafoudre	~ 2 à 3 ^a	
(a Les surtensions spécifiques dépendent des caractéristiques assignées des parafoudres et de l'installation.)		
Tensions de rétablissement transitoires de disjoncteur (TRV) et tensions de raideur de front de rétablissement (RRRV, kV/μs):		
• Circuits normaux crêtes TRV	1,7	
RRRV		< 2,0
• Circuits inductifs crêtes TRV	~ 3,0	
RRRV; aucun condensateur TRV		> 4,0
RRRV; avec condensateurs TRV		< 3,0
• Surtensions de ligne à front rapide entrant dans les postes:		
Ligne sans câble de garde	> 4,0	
Ligne avec câble de garde	< 4,0	

IEC

Figure 14 – Surtensions types entre phase et terre observées dans les réseaux de puissance



Légende

- Région 1: la région de préclaquage est la région à faible courant associée à un fonctionnement en régime permanent
- Région 2: la région de claquage est la région fortement variable normalement associée à la TOV et aux chocs (de manœuvre) à front lent
- Région 3: la région à courant élevé est la région associée à des courants > 1 kA, normalement des chocs (de foudre) à front rapide

NOTE 1 U_c : La tension de régime permanent des parafoudres est normalement égale à la tension la plus élevée du réseau, $1,05 \times U_g / \sqrt{3}$.

NOTE 2 U_r : Tension assignée d'un parafoudre.

NOTE 3 $LIPL = U_{pl}$: Niveau de protection au choc de foudre d'un parafoudre, c'est-à-dire la tension résiduelle maximale au courant nominal de décharge I_n .

NOTE 4 $SIPL = U_{ps}$: Niveau de protection au choc de manœuvre d'un parafoudre, c'est-à-dire le niveau maximal de la tension résiduelle aux courants de choc de manœuvre spécifiés.

NOTE 5 Les courants avec $U_c \times \sqrt{2}$, $U_r \times \sqrt{2}$, LIPL et SIPL sont donnés uniquement à titre d'exemple.

Figure 15 – Caractéristiques tension-courant des parafoudres

6.2.3.2 Surtensions à front très rapide

Les surtensions à front très rapide (VFFO) avec des temps de montée inférieurs à $0,1 \mu s$ sont généralement produites par le fonctionnement ou des défauts des déconnecteurs dans des postes à isolation gazeuse (GIS) en raison du claquage rapide de l'éclateur au gaz SF_6 et de la propagation de chocs quasi non amortis dans les GIS. Les amplitudes des chocs sont rapidement amorties à la sortie des postes à isolation gazeuse, par exemple au niveau d'une traversée, et leurs durées de front diminuent habituellement dans la plage des raideurs de front des surtensions à front rapide.

En général, les parafoudres ne sont pas très efficaces contre les surtensions à front très rapide pour deux principales raisons. Tout d'abord, les amplitudes de tension sont habituellement inférieures au niveau de protection des parafoudres. Ensuite, les temps de réponse de

protection comparativement très rapides et nécessaires sont altérés à la fois par les distances de séparation par rapport au matériel et la dimension des parafoudres.

Les surtensions à front très rapide sont particulièrement préoccupantes pour les réseaux GIS THT [81].

6.2.3.3 Surtensions à front rapide

Ces surtensions sont souvent produites par des chocs de foudre sur les lignes et parfois par des manœuvres à proximité du matériel. Ces surtensions présentent des temps de montée compris généralement dans la plage de 0,1 μ s à 20 μ s et des queues dont la durée atteint 300 μ s.

Les chocs de courant de foudre (jusqu'à 200 kA) génèrent des tensions sur les circuits, produit de l'impédance d'onde associée à la propagation d'une onde électromagnétique. Ces ondes progressives se produisent aux limites de l'impédance d'onde (interfaces entre les différents matériels) et peuvent, lorsque ce changement est important, provoquer des contournements en cas de dépassement de la rigidité diélectrique.

Il est très difficile de prévoir et quantifier les chocs de foudre. Les données statistiques indiquent cependant que la plupart des courants de foudre sont supérieurs à 10 kA. La fréquence et l'occurrence varient considérablement entre les régions et les pays, mais peuvent être déterminées par la densité locale de coups de foudre au sol [47].

Trois types d'incidents de foudre constituent généralement des sources de préoccupation pour les lignes aériennes. Le premier cas est le choc de foudre direct sur une ligne par suite d'un défaut d'écran ou de l'absence d'écran. Le deuxième cas est le choc de foudre provoqué par des chocs qui frappent le sol à proximité, qui génèrent des chocs de tension induite sur les circuits. Le troisième cas, appelé contournement en retour, peut se produire par suite des chocs de foudre sur les câbles de garde ou le pylône en raison de l'amorçage en tension terre/sol qui provoque un amorçage en retour dans l'isolateur vers le ou les conducteurs de phase.

L'incidence d'un coup de foudre sur un poste, à l'exception des chocs de foudre directs que la protection par écran du poste permet généralement d'éviter, est déterminée le plus fréquemment par la distance de choc sur une ligne par rapport au poste, dans la mesure où uniquement un faible pourcentage de chocs générés par des chocs de foudre parvient au poste avec des amplitudes et des fronts rapides suffisants pour générer des problèmes. D'autres facteurs tels que la configuration de poste affectent les ondes progressives associées aux chocs de foudre; ceux-ci se répartissent généralement entre les circuits parallèles reliés à une barre omnibus, réduisant ainsi le choc observé par un matériel de poste critique [7].

Des surtensions à front rapide peuvent apparaître également lors de la manœuvre de matériels réactifs avec des connexions en court-circuit avec l'appareillage de connexion. La manœuvre des déconnecteurs d'un transformateur à vide et la manœuvre des bobines d'inductance en dérivation constituent vraisemblablement des sources qui génèrent un nombre élevé de surtensions de préamorçage et de réamorçage très rapides [71]. La durée et la propagation de ces surtensions sont brèves, mais peuvent se produire plusieurs fois. Généralement, les parafoudres appliqués entre le matériel et l'appareillage de connexion réduisent avec efficacité ces surtensions de manœuvre à front rapide et facilitent simultanément la réduction de la fréquence des réamorçages de l'appareillage de connexion.

6.2.3.4 Surtensions à front lent

Ces surtensions apparaissent lorsque la tension initiale de manœuvre n'est pas égale à la tension finale tant en amplitude qu'en polarité. Lors de la transition de l'état initial à l'état final, le dépassement de la tension atteint 200 % si aucune chute ne se produit. Les chutes de tension observées dans les réseaux de puissance sont généralement telles que seuls les deux ou trois premiers cycles de l'oscillation transitoire ont une amplitude importante.

La forme d'onde des chocs à front lent peut varier de manière considérable selon le circuit concerné. Généralement, les durées de front varient de 20 μ s à 5 ms.

Les surtensions de manœuvre dues à la mise sous tension et au réenclenchement rapide des lignes peuvent générer dans les parafoudres des courants jusqu'à environ 2 kA. Dans cette plage de courants, la connaissance de l'amplitude exacte du courant n'est pas essentielle du fait de la variabilité extrême de l'oxyde métallique. L'effet sur les durées de front du courant peut être ignoré pour les surtensions à front lent. La durée de surtension est toutefois très importante dans la mesure où le parafoudre peut absorber uniquement une quantité d'énergie limitée.

Outre les manœuvres de lignes, les surtensions à front lent peuvent également avoir pour origine une manœuvre réactive des condensateurs et bobines d'inductance en dérivation, la dérivation des batteries de condensateurs en série, des chocs de foudre distants ou des surtensions transitoires en cas de défauts à la terre.

Les manœuvres de circuits qui impliquent un réenclenchement rapide des circuits, ou les matériels, sensibles au réamorçage ou au rallumage, se révèlent particulièrement astreignants et peuvent remettre en cause la tenue énergétique du parafoudre. Les circuits de câbles peuvent comporter une charge immobilisée importante, notamment à une UHT, ce qui peut entraîner des décharges d'énergie importantes dans des conditions de réamorçage [85].

6.2.3.5 Surtensions temporaires

Une surtension temporaire (TOV) est une condition phase-terre ou phase-phase oscillante d'une durée relativement longue et non amortie ou faiblement amortie uniquement. Les amplitudes de TOV sont déterminables et l'effet sur l'isolement est étudié en régime permanent. Les causes de surtensions temporaires suivantes sont généralement prises en compte [25].

Les surtensions de défauts à la terre se produisent dans une grande partie du réseau. Des recommandations pour la détermination des amplitudes des surtensions temporaires sont données à l'Annexe A. La durée des surtensions est égale à la durée du défaut (jusqu'à son élimination). Sur les réseaux avec neutre à la terre, cette durée est généralement inférieure à 1 s. Sur les réseaux à neutre mis à la terre par bobine de compensation avec élimination de défaut, elle est généralement inférieure à 10 s. Sur les réseaux exploités à défaut maintenu, cette durée peut atteindre plusieurs heures.

Perte de charge, après avoir déconnecté une charge, la tension peut s'élever côté source du disjoncteur de fonctionnement. L'amplitude de la surtension dépend de la charge déconnectée et de la puissance de court-circuit du poste d'alimentation. Les amplitudes des surtensions temporaires sont particulièrement élevées après une perte de pleine charge au niveau des transformateurs de groupes selon les conditions de magnétisation et de survitesse. L'amplitude des surtensions dues aux pertes de charge n'est pas habituellement constante pendant leur durée. Dans le cas de calculs effectués avec précision, de nombreux paramètres doivent être pris en compte, et les valeurs types suivantes de telles surtensions peuvent être prises en compte.

- Une perte de pleine charge sur des réseaux d'ampleur moyenne peut donner lieu à des surtensions phase-terre dont l'amplitude est généralement inférieure à 1,2 p.u. La durée de surtension dépend du fonctionnement du matériel de régulation de la tension et peut atteindre plusieurs minutes.
- Sur les grands réseaux, après une perte de pleine charge, les surtensions phase-terre peuvent atteindre 1,6 p.u., voire être plus élevées lorsque des effets Ferranti ou de résonance se produisent. Leur durée peut être de l'ordre de quelques secondes.
- Pour les pertes de charge au niveau des transformateurs de groupes, les amplitudes des surtensions temporaires peuvent atteindre des valeurs allant jusqu'à 1,4 p.u. pour les turboalternateurs et jusqu'à 1,5 p.u. pour les alternateurs de centrales hydrauliques. La durée est de l'ordre de 3 s.

Il peut également être tenu compte des causes suivantes de surtensions temporaires selon la nature du réseau:

- effets de résonance, par exemple, lors de la charge de longues lignes déchargées, ou résonances entre réseaux;
- élévation de tension le long de lignes de grande longueur (effet Ferranti);
- surtensions harmoniques, par exemple, lors de manœuvres de transformateurs;
- transmission d'une surtension entre les enroulements d'un transformateur, par exemple, dans le cas d'un poste de transformation à deux transformateurs avec un jeu de barres secondaire commun pendant l'élimination de défauts ou la manœuvre monophasée d'un transformateur triphasé avec une charge déséquilibrée au secondaire.

Il convient que les surtensions temporaires dues à des ferrorésonances ne constituent pas la base du choix des parafoudres. L'utilisation d'un parafoudre comme charge supplémentaire qui vise à amortir la ferrorésonance n'est ni efficace, ni démontrée. Le même argument vaut pour la résonance linéaire. Il existe différents modes de ferrorésonance. La ferrorésonance en mode sous-harmonique ne produit pas de surtension. L'application d'une surtension temporaire élevée est toutefois possible pour la ferrorésonance en mode à fréquence fondamentale.

Il est nécessaire de prendre en considération la séquence de causes de surtensions temporaires, par exemple, la perte de charge provoquée par un défaut à la terre, dans la mesure où les deux surtensions sont de sévérité analogue. Cependant, dans de tels cas, le volume de charge perdue dépendant de la localisation du défaut et l'emplacement du parafoudre doivent être étudiés avec attention.

La combinaison de causes telles que des défauts à la terre et une perte de charge peut conduire à des valeurs de surtensions temporaires plus élevées que dans le cas d'événements simples. Lorsque de telles combinaisons sont jugées suffisamment probables, les surtensions de chacune des causes doivent être combinées, en prenant en compte la configuration de réseau existante et en étudiant avec attention le volume de perte de charge dépendant de la localisation du défaut et de l'emplacement du parafoudre [25].

6.2.4 Coordination de l'isolement des lignes: Méthodes d'utilisation des parafoudres

6.2.4.1 Généralités

Les défauts et les déclenchements de lignes peuvent fortement affecter la disponibilité des circuits et menacer le matériel des utilisateurs finals, ainsi que la qualité de puissance des processus industriels. Les méthodes de réduction de ces risques sont ainsi de plus en plus importantes. Afin d'améliorer le taux de coupures général d'une ligne aérienne, des parafoudres peuvent être installés en vue de prévenir le contournement de l'isolement de la ligne au niveau de l'ensemble des structures poteaux/pylône disposées le long de la ligne, ou simplement des structures choisies. Ces parafoudres, appelés parafoudres de ligne ou LSA, peuvent être employés tant pour les lignes de distribution que pour les lignes de transmission.

Les caractéristiques de protection des parafoudres de ligne sont coordonnées avec les LIWV et SIWV de l'isolement de la ligne, mais les éléments à prendre en considération par rapport aux distances de séparation ne sont pas toujours nécessaires, dans la mesure où les parafoudres sont installés directement parallèlement aux isolateurs de lignes. Ces éléments peuvent se révéler nécessaires uniquement pour les installations de parafoudres de ligne qui présentent des mous de très grande longueur qui permettent la connexion du parafoudre avec la phase et la terre.

Les parafoudres de ligne peuvent également être utilisés avec l'un des circuits constitutifs des pylônes à circuits multiples afin de prévenir le déclenchement simultané de doubles circuits. L'installation de parafoudres de ligne sur un circuit réduit également le risque de déclenchement de la ligne du circuit non protégé.

L'utilisation de parafoudres de ligne sur des lignes simples ou des lignes à circuits multiples, en combinaison avec des fonctions de réenclenchement monopolaire ou triphasé à grande vitesse, peut améliorer le contrôle des chocs de manœuvre et la disponibilité du réseau [14].

Les autres utilisations de parafoudres de ligne incluent l'amélioration des lignes existantes, l'installation de nouvelles lignes compactes, la protection étendue des postes, et la réduction du risque avéré de potentiel dangereux de contact et de pas dans les zones urbaines.

6.2.4.2 Comportement aux surtensions à front rapide des lignes

6.2.4.2.1 Généralités

Les surtensions à front rapide sont produites par l'occurrence de chocs de foudre qui frappent directement des lignes aériennes ou leur voisinage immédiat. Dans de nombreuses régions, plus de 50 % des coupures de lignes sont occasionnées par des surtensions de foudre qui provoquent le contournement des isolateurs de ligne. La majorité des parafoudres de ligne utilisés actuellement sont destinés à améliorer le comportement vis-à-vis de la foudre des lignes aériennes et à réduire le taux de coupures entre la phase et la terre.

L'isolation des lignes aériennes est généralement autorégénératrice. L'emploi d'un courant de coordination fixe pour calculer des marges de protection n'est par conséquent pas approprié. En revanche, la distribution de probabilité des courants de chocs de foudre s'applique à la ligne, et la probabilité de contournement est calculée. La valeur $U_{50\%}$ associée à une valeur σ type de 3 % permet généralement de calculer la probabilité de contournement. La résistance d'isolement de la ligne est également fonction du front et de la queue de l'onde. Associée à la densité locale de coups de foudre au sol, cette résistance produit un taux de contournements aux chocs de foudre par unité de longueur par année. Ce taux de contournements est la métrique du comportement de la ligne vis-à-vis de la foudre. Un contournement à 2,5 contournements pour 100 km et par an peut constituer un objectif type de taux de contournements pour les lignes de transmission aériennes de 72,5 kV et plus. Un objectif raisonnable peut être quelque peu plus élevé pour les lignes de distribution et les régions avec une densité de coups de foudre au sol (*GFD*, *ground flash density*) très élevée. La relation entre la densité de coups de foudre au sol, *GFD*, et T_D est exprimée dans la formule (3), où T_D est le niveau kéraunique, exprimé en jours d'orage par an. Des taux plus élevés peuvent être tolérés également dans les pays où les longueurs de lignes sont plus courtes. Il convient de calculer le taux de performances prévu de la ligne après installation de parafoudres de ligne en tenant compte également des taux de défaillances des parafoudres.

$$GFD = 0,04 \times T_D^{1,25} \quad (3)$$

L'influence d'un contournement dépend des méthodes de relais de protection et, dans le cas de poteaux en bois, également de la possibilité d'un refroidissement d'arc. La prise en compte des avantages procurés par des installations de parafoudres de ligne peut être utilisée pour évaluer les performances des lignes. Les facteurs à prendre en compte dans l'évaluation du comportement vis-à-vis de la foudre incluent la résistivité du sol, l'impédance de terre au pied des pylônes, la densité de coups de foudre au sol, les dimensions des pylônes, la longueur de portée, les emplacements des câbles de garde lorsqu'ils sont utilisés, les niveaux d'isolement, etc. Il convient qu'une partie de l'évaluation des performances des lignes inclue l'objectif du taux de contournements aux chocs de foudre, mais également les risques prévisibles de surcharge d'énergie des parafoudres, dans la mesure où cela entraîne généralement un déclenchement des lignes.

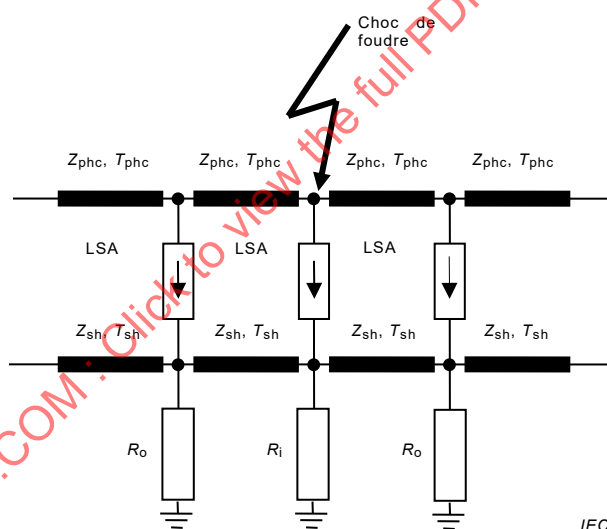
6.2.4.2.2 Chocs de foudre directs sur un conducteur de phase

Les chocs de foudre directs peuvent se produire soit sur des lignes sans câble de garde, soit sous forme de défauts d'écran sur les lignes avec câble de garde. Le contournement se produit entre le conducteur de phase et la structure de pylône/poteau. Pour les lignes aériennes sans câble de garde, des chocs de foudre directs sur les conducteurs de phase sont bien plus fréquents que pour les lignes avec câble de garde, et impliquent le spectre complet des

courants de chocs de foudre. Généralement, des études de réseaux doivent être menées afin de déterminer les exigences appropriées de décharge d'énergie des parafoudres dans ce cas, étant donné que cette application est plus stricte que les applications de lignes avec câble de garde. L'exigence énergétique des parafoudres de ligne est alors choisie en fonction du taux de coupures et des risques de défaillance prévus.

Les contournements de défaut d'écran se produisent généralement dans l'extrémité inférieure de la plage d'amplitude de courant, généralement au-dessous de 20 kA, la queue de la forme d'onde étant toutefois plus longue que pour les contournements en retour. Pour les lignes correctement protégées par des câbles de garde, les taux de contournements de défaut d'écran choisis pour le modèle de pylône sont très faibles (les valeurs de calcul types sont de 0,05 défaut pour 100 km par an) par rapport aux contournements en retour [7].

Pour un choc de foudre direct qui s'achève sur le conducteur de phase (Figure 16), la plus grande partie du courant se décharge dans la terre par le parafoudre de ligne le plus proche, en l'absence de tout autre trajet de courant vers la terre. Les parafoudres contigus déchargent une partie de l'énergie, limitée par l'inductance de portée. La réduction de la résistance à la terre du poteau ou du pylône frappé par la foudre, et ce en raison de l'ionisation du sol, entraîne un partage de l'énergie moins efficace. Il ne doit être tenu compte d'aucun partage de l'énergie au niveau de la queue du choc de foudre, du fait de la variabilité très élevée des caractéristiques U-I des parafoudres pour des amplitudes de courant moins élevées. Plus la résistance au pied du pylône concerné, R_i , est faible, plus le courant de décharge qui circule dans le parafoudre de ligne en question est élevé.



Légende

Z_{sh}	impédance des chocs de foudre dans les câbles de garde
T_{sh}	temps de propagation des chocs de foudre dans les câbles de garde
Z_{phc}	impédance des chocs de foudre dans les conducteurs de phase
T_{phc}	temps de propagation des chocs de foudre dans les conducteurs de phase
LSA	parafoudre de ligne
R_i	résistance au pied du pylône le plus proche
R_o	résistance au pied des pylônes contigus

Figure 16 – Choc de foudre direct sur un conducteur de phase avec parafoudre de ligne

Dans la mesure où la surtension issue de la fin d'un choc de foudre se situe le long d'un déplacement de portée dans deux directions, un parafoudre de ligne doit être installé sur les

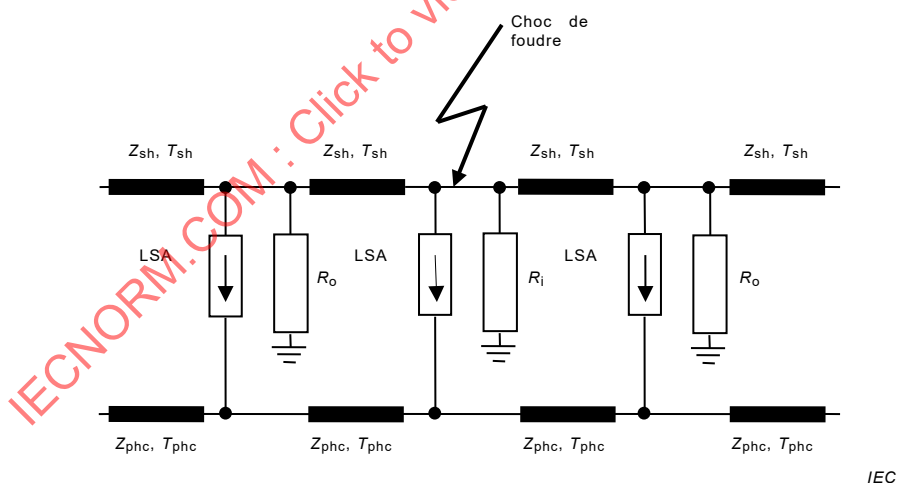
deux structures pour éviter tout contournement. C'est la raison pour laquelle il peut être envisagé d'installer des parafoudres de ligne sur des structures consécutives afin qu'ils traitent en toute efficacité les chocs de foudre directs ou les amorçages de défaut d'écran.

Des parafoudres de ligne peuvent également être utilisés en lieu et place de câbles de garde, notamment lorsque les conditions de mise à la terre sont défavorables ou sur des lignes avec des dispositions de conducteur de phase triangulaires. En lieu et place d'un câble de garde aérien, les parafoudres de ligne permettent de "protéger" la phase principale contre le contournement et agissent effectivement de manière analogue à un câble de garde avec lequel la phase principale intercepte la plupart des chocs de foudre. Il convient d'installer les parafoudres de ligne sur chaque poteau/pylône afin d'éliminer les contournements de chocs de foudre directs sur les lignes de distribution.

6.2.4.2.3 Chocs de foudre sur les câbles de garde ou les structures de pylône, contournements en retour

Ces événements ont pour origine un choc de foudre qui s'achève sur le câble de garde ou le pylône, qui génère une augmentation de potentiel dans les isolateurs de lignes, ce qui provoque un contournement entre le pylône et le conducteur de phase. Il s'agit ainsi de contournements en retour, qui constituent la principale raison des coupures de lignes avec câble de garde, déclenchées par un choc de foudre. Les conditions de mise à la terre locales (résistivité du sol et conception des pieds) ont une influence majeure sur les performances aux contournements en retour.

Un câble de garde aérien est conçu pour intercepter la plupart des chocs de foudre qui frappent normalement les conducteurs de phase. La plus grande partie du courant se décharge dans les masses des pylônes et des poteaux, une partie relativement faible du courant s'écoulant dans les parafoudres de ligne (Figure 17). Le contournement en retour réduit la fonction énergétique sur les parafoudres de ligne, la contrainte énergétique de ces derniers augmentant toutefois avec une résistance au pied des pylônes plus élevée.



Légende

Z_{sh}	impédance des chocs de foudre dans les câbles de garde
T_{sh}	temps de propagation des chocs de foudre dans les câbles de garde
Z_{phc}	impédance des chocs de foudre dans les conducteurs de phase
T_{phc}	temps de propagation des chocs de foudre dans les conducteurs de phase
LSA	parafoudre de ligne
R_i	résistance au pied du pylône le plus proche
R_o	résistance au pied des pylônes contigus

Figure 17 – Choc de foudre sur un câble de garde ou un pylône avec parafoudre de ligne

Les coupures occasionnées par des contournements en retour peuvent être réduites en disposant des parafoudres de ligne sur toutes les phases ou uniquement sur la ou les phases comportant le facteur de couplage le plus faible avec les câbles de garde. Le facteur de couplage le plus faible, dans le cas des conducteurs installés sur le pylône, est associé normalement au(x) conducteur(s) inférieur(s). Dans de nombreux cas, la phase la plus faible présente la tension couplée la plus faible et la contrainte de tension d'isolateur la plus élevée. Les parafoudres de ligne peuvent être appliqués uniquement sur les phases soumises à des contraintes maximales. Ces parafoudres de ligne fonctionnent lors d'un contournement en retour présumé, générant effectivement la mise à la terre d'un autre conducteur, et améliorant le couplage avec les phases restantes. Ce couplage renforcé réduit la probabilité d'occurrence d'un contournement en retour sur les phases qui ne comportent aucun parafoudre de ligne. Sur les pylônes à conducteurs verticaux, la contrainte de tension d'isolateur exercée sur chaque phase dépend des paramètres spécifiques de la ligne, tels que la résistance au pied des pylônes ou l'impédance de surtension de l'OHWG (*overhead ground wire*) et de la structure des pylônes. La ou les phases d'application des parafoudres de ligne peuvent par conséquent être déterminées par une approche analytique.

Des études de réseau peuvent se révéler utiles pour déterminer l'emplacement, le nombre de parafoudres de ligne et la ou les phases à protéger. Pour les utilisations de parafoudres de ligne dans des zones à résistance au pied élevée, il est important d'appliquer les parafoudres non seulement sur les structures présentes dans ces zones, mais également sur une ou deux structures éloignées des zones à résistance au pied élevée. Dans le cas contraire, la contrainte d'isolement est transférée au poteau/pylône contigu non équipé de parafoudre de ligne.

Pour les réseaux de distribution, les parafoudres à transformateur de distribution existants assurent une certaine protection des lignes. Il convient d'intégrer ces parafoudres dans l'évaluation des performances des lignes. Lorsque les parafoudres de ligne sont appliqués en complément pour améliorer le taux de contournements des lignes, il convient de les placer en premier lieu sur les poteaux avec un neutre mis à la terre qui ne comportent pas déjà un parafoudre, et sur les poteaux qui ont une résistance d'isolement inférieure à la résistance normale, tels que les poteaux de fin de ligne et les poteaux haubanés.

Un cas spécial concerne les contournements qui se produisent sur une ligne de distribution souterraine qui partage un pylône avec un circuit de transmission protégé par un câble de garde. Il est peu probable que les conducteurs de distribution souterrains soient frappés directement par la foudre. Cependant, la ligne de distribution est plus vulnérable aux contournements en retour, dans la mesure où le couplage entre les conducteurs de distribution et les câbles de garde est le plus faible. La résistance d'isolement de la ligne de distribution est également plus faible. L'amorçage d'un conducteur de distribution participe à l'augmentation du couplage avec les conducteurs de transmission, ce qui rend moins probable l'occurrence d'un contournement en retour sur le circuit de transmission. Le comportement vis-à-vis de la foudre du circuit de transmission peut se renforcer au détriment du comportement du circuit de distribution. L'installation de parafoudres de ligne sur le circuit de distribution peut résoudre ce problème. Il est normalement nécessaire d'installer des parafoudres sur chaque pylône, et ce dans au moins une phase.

6.2.4.2.4 Chocs de foudre à la terre au voisinage de la ligne

Les contournements peuvent se produire par suite des chocs de foudre proches qui génèrent des tensions sur les conducteurs de phase d'une ligne aérienne. Les tensions induites dépassent rarement 300 kV. Ceci pose problème principalement pour les lignes de distribution dans la mesure où la LIWV est généralement supérieure à 300 kV pour les isolateurs des lignes de transmission. Le contournement se produit entre le conducteur de phase et la masse du pylône/poteau et l'écoulement du courant est conforme à la Figure 16.

Pour les lignes sensibles aux contournements de tensions induites, l'installation de parafoudres de ligne est habituellement exigée pour toutes les phases, et ce tous les 200 mètres à 400 mètres, afin de réduire le plus possible les effets de ces surtensions induites.

6.2.4.3 Comportement aux surtensions à front lent des lignes

6.2.4.3.1 Généralités

Un réenclenchement à grande vitesse opéré sur les lignes de transmission génère des ondes progressives sur les conducteurs de phase qui peuvent provoquer un contournement sur le pylône le long de la ligne, en l'absence de tout contrôle. La quasi-totalité des lignes UHT actuelles est conçue en appliquant la méthode probabiliste [7]. Cette méthode utilise des tensions de 362 kV et plus, mais moins souvent de 245 kV. Les méthodes d'évaluation de leurs performances sont fondées sur le profil de surtension de ligne à front lent prévue et les niveaux d'isolement de lignes spécifiés. Pour les lignes de tension inférieure à 245 kV, l'exigence relative à l'isolement des lignes et applicable aux performances aux chocs de foudre offre une résistance de manœuvre suffisante pour les transitoires de manœuvre inférieurs générés au niveau inférieur.

6.2.4.3.2 Risque de contournement: Organigrammes de facteurs de coordination statistique

La méthode décrite à la Figure 7 de l'IEC 60071-2:1996 pose comme hypothèse que les répartitions de la surtension et de la rigidité diélectrique peuvent être définies par un point sur chacune de ces courbes. La répartition des surtensions est identifiée par la surtension statistique, qui représente la surtension ayant une probabilité de dépassement de 2 %. La répartition de la résistance d'isolement est identifiée par la tension de tenue statistique, qui représente la tension à laquelle l'isolation présente une probabilité de tenue de 90 %.

Le facteur de coordination statistique est le rapport de la tension de tenue statistique à la surtension statistique, le risque de contournement étant obtenu à partir des organigrammes des risques en fonction des facteurs de coordination (IEC 60071-2:1996, Figure 8). La corrélation entre le facteur de coordination statistique et le risque de contournement ne semble que très légèrement affectée par les modifications de la forme des surtensions, du fait que la valeur à 2 % choisie se situe dans la région de surtensions qui contribue pour la plus large part au taux de contournements.

6.2.4.3.3 Taux de contournements par chocs de manœuvre (SSFOR)

Les études de manœuvre statistiques peuvent être combinées au traitement numérique informatisé pour estimer le taux de contournements par chocs de manœuvre (SSFOR). Les deux méthodes valeur de crête par cas et valeur de crête par phase peuvent être appliquées pour obtenir la répartition des surtensions et le profil de surtension de ligne appropriés au type de contrôle de manœuvre employé, notamment l'influence des parafoudres de ligne lorsqu'ils sont présents. Il est également de règle de contrôler les courants et les énergies de LSA associés à ces surtensions de manœuvre.

L'intégration numérique de la relation contrainte-tenue permet de déterminer le SSFOR. La répartition des surtensions de contrainte ou de manœuvre (SOV, *stress or switching overvoltage*) peut être calculée de manière approchée par l'une des trois fonctions de densité de probabilité suivantes: gaussienne, valeur extrême: rupture de pente positive ou valeur extrême: rupture de pente négative, tandis que la résistance est définie par la répartition de la tenue équivalente pour un grand nombre d'isolations en parallèle [7].

6.2.4.3.4 Parafoudres pour la protection contre les surtensions à front lent des lignes

Il existe différentes méthodes de contrôle des surtensions de manœuvre, telles que les résistances de fermeture, les manœuvres contrôlées et/ou la présence de parafoudres de ligne. Contrairement aux applications liées aux coups de foudre avec lesquelles des parafoudres peuvent être installés sur des structures consécutives, l'installation de parafoudres destinés à contrôler les chocs de manœuvre n'est nécessaire qu'aux deux extrémités de la ligne et éventuellement en un ou deux autres emplacements le long de la ligne, selon la SIWV de l'isolation de la ligne et la longueur de cette dernière. Généralement, les parafoudres de ligne sont installés environ au centre ou approximativement à un tiers et deux tiers de la longueur de

ligne pour les installations à un ou deux points, respectivement. De même, en sachant que les surtensions de manœuvre les plus élevées apparaissent sur une courte section de la ligne entre les positions de parafoudres de ligne en direction de l'extrémité de réception de la ligne, une résistance d'isolement supérieure peut être envisagée pour les pylônes concernés en vue d'obtenir de meilleures performances de manœuvre de la ligne. Les parafoudres disposés aux extrémités de la ligne peuvent être des parafoudres de ligne installés sur les derniers pylônes ou des parafoudres de poste à montage normal en place sur la borne de ligne. Il convient d'installer des parafoudres de ligne sur toutes les phases pour le contrôle des surtensions de manœuvre.

Les parafoudres de ligne dédiés à cette application sont généralement employés pour des tensions du réseau supérieures ou égales à 245 kV. Les avantages que présente l'utilisation de parafoudres pour cette application, par comparaison à l'utilisation de résistances de fermeture de disjoncteurs, résident dans le fait que ces parafoudres sont des dispositifs passifs qui ne nécessitent aucun entretien, qui peuvent assurer un meilleur contrôle du profil de tension le long de la ligne, et qui ne subissent aucune influence des harmoniques de tension. Pour les lignes de très grande longueur et/ou les lignes avec une faible SIWV, des parafoudres de ligne sans éclateur combinés à une manœuvre contrôlée peuvent représenter l'une des solutions les plus avantageuses [15] [16] [80] [81] [83] [84] [85].

6.2.5 Coordination de l'isolement des postes: Méthodes d'utilisation des parafoudres

6.2.5.1 Généralités

Les performances des postes peuvent être affectées à la fois par les exigences de fonctionnement du poste et de la ligne dans différentes conditions de réseau. Généralement, les postes comportent bien souvent plusieurs matériels coûteux dont l'isolation n'est pas récupérable, tels que les transformateurs, disjoncteurs et omnibus à isolation gazeuse, avec lesquels la protection contre les surtensions souhaitée qui utilise des parafoudres est de nature plus déterministe que statistique.

6.2.5.2 Protection contre les surtensions à front rapide, FFOV

6.2.5.2.1 Généralités

Les surtensions à front rapide sont habituellement générées par la foudre. La protection d'un poste contre la foudre implique deux tâches fondamentales:

- empêcher que les coups de foudre ne s'achèvent directement sur le matériel du poste et les barres omnibus. La présence d'une protection du poste permet d'atteindre cet objectif. L'installation de parafoudres à proximité immédiate du matériel important du poste fournit une protection supplémentaire, et ce en tant que sécurité complémentaire en cas de défaut d'écran;
- protéger le matériel du poste contre les ondes incidentes qui se produisent à l'intérieur du réseau. Cette protection repose sur la conception de la ligne, la configuration du poste et l'application stratégique des parafoudres. La gravité d'une onde incidente est estimée par un choc de foudre qui se produit à une distance de calcul minimale par rapport au poste, qui est atténué par un effet couronne selon les caractéristiques électriques de la ligne.

L'efficacité de la protection par câble de garde des lignes et du poste est un facteur important dans la localisation des parafoudres à l'intérieur d'un poste. Il est habituellement possible de protéger le poste même si les lignes associées ne sont pas équipées de câble de garde. La protection du poste réduit la probabilité d'apparition de tensions élevées et de fronts d'onde raides à l'intérieur du poste qui proviennent de coups de foudre élevés. Cependant, il convient de reconnaître que la majorité des coups de foudre frappent les lignes, provoquant des surtensions qui se propagent sur la ligne et jusque dans le poste. Si les lignes sont protégées par câble de garde, les surtensions qui pénètrent dans le poste sont habituellement moins sévères que dans le cas des lignes sans câble de garde. Par conséquent, l'amplitude du courant de parafoudre est moins élevée, ce qui produit une tension résiduelle également moins élevée et une meilleure protection du matériel [23].

6.2.5.2.2 Protection d'un poste

La base de calcul de la protection d'un poste isolé dans l'air (AIS) diffère quelque peu de celle de la protection des lignes. Alors que le même principe de conception selon un taux de contournements par défaut d'écran spécifique (SFFOR) est valable pour les barres omnibus du poste, il est difficile d'appliquer la conception fondée sur un SFFOR pour des matériels spécifiques. Pour cette raison et à des fins de simplicité, une méthode de conception est élaborée sur la base de l'établissement d'un courant de conception pour le poste [3] [4] [5].

Une autre différence relative à la protection du poste réside dans le fait que des câbles de garde et/ou des mâts peuvent être utilisés, le choix relevant de la décision du concepteur. Les câbles de garde sont généralement utilisés pour des postes de grandes dimensions, tandis que l'utilisation de mâts est courante pour les postes de petites dimensions à basse tension. Les câbles de garde fournissent habituellement une meilleure protection.

6.2.5.2.3 Postes isolés dans l'air (AIS), ondes incidentes qui proviennent des chocs de foudre qui frappent les lignes

Dans la mesure où les postes sont généralement protégés contre les chocs de foudre directs sur le ou les matériels d'un poste, le comportement vis-à-vis de la foudre d'un poste dépend principalement des ondes incidentes qui proviennent des lignes [7]. La procédure générale est décrite comme suit:

- 1) évaluer la nécessité d'une protection par disjoncteurs ouverts et le type de protection nécessaire. La nécessité d'une protection par disjoncteurs ouverts est évaluée en premier lieu. Si la présence de parafoudres se révèle alors nécessaire, il convient d'inclure ces derniers dans l'étude initiale du poste;
- 2) choisir les ondes incidentes: il convient d'appliquer la méthodologie fondée sur un critère de fiabilité d'un temps moyen entre pannes (MTBF, *mean time between failures*);
- 3) choisir les LIWV potentielles: les LIWV potentielles sont normalement limitées entre une et trois valeurs fondées sur la tension du réseau ou U_m , la tension la plus élevée pour le matériel;
- 4) évaluer les conditions normales et de contingence: pour un poste qui comporte plusieurs lignes, une contingence type peut inclure la perte de circuits. Toutefois, des conditions sans la totalité des lignes sont peu probables et, conformément à l'IEC 60071-2, le nombre de lignes est limité à 2 lignes connectées au maximum, afin de déterminer la surtension représentative;
- 5) choisir le type, les caractéristiques assignées et l'emplacement préliminaire des parafoudres: les parafoudres sont généralement utilisés sur la borne du transformateur et éventuellement à l'entrée des lignes du poste;
- 6) suivre l'IEC 60071-1.

Les ondes incidentes qui proviennent de lignes avec câble de garde ont une amplitude et une raideur de front habituellement moins fortes que dans le cas de lignes sans câble de garde. Dans beaucoup de cas, cela permet une certaine séparation entre les parafoudres et l'isolation à protéger. Dans le cas d'une ligne aérienne entrante unique protégée par câble de garde, un jeu de parafoudres peut être placé en un point qui assure la protection de tous les matériels, bien qu'il convienne toutefois de donner la préférence au transformateur (dans la mesure où il est l'élément clé soumis à un risque).

La méthode d'estimation de l'amplitude et de la constante de temps propres à la forme (raideur) et à la queue de la tension de choc qui parvient à l'entrée du poste repose sur:

- la distance entre le poste et le point d'achèvement des chocs de foudre;
- l'amplitude du courant de choc;
- l'événement déclencheur: défaut d'écran ou amorçage en retour.

De même, le nombre de tensions de choc qui parviennent au poste est fonction de cette distance, du taux de contournements en retour (BFOR) et du taux de défauts d'écran (SFR). Dans la mesure où le courant de choc et le rapport BFOR/SFR sont des grandeurs statistiques, l'amplitude et la forme de la surtension constituent un événement aléatoire qui doit être considéré sur le plan de la probabilité. Ainsi, l'onde incidente est statistique, ce qui conduit au principe selon lequel l'amplitude et la forme de cette onde peuvent être fondées sur un taux de calcul du nombre de surtensions par an égales ou supérieures à une raideur et une amplitude spécifiques.

Le temps de retour ou le temps moyen entre surtensions en unités d'années/surtension représente l'inverse du nombre de surtensions. Ainsi, une surtension peut être choisie de sorte que la probabilité que sa gravité soit dépassée est, par exemple, une fois tous les 400 ans. Si cette surtension, dont la probabilité de dépassement de la gravité est de 400 ans, produit des tensions au sein du poste juste équivalentes à la résistance d'isolement, le temps moyen entre pannes (MTBF) du matériel est de 400 ans.

La situation est plus complexe pour les postes à plusieurs lignes, dans la mesure où chaque ligne peut soumettre le poste à un nombre différent de surtensions. Le nombre total de surtensions constatées est la somme de toutes les lignes, et ce pour les transformateurs de poste et l'ensemble du matériel de la barre omnibus du transformateur. Pour le matériel qui équipe d'autres barres omnibus, ce nombre est toutefois fondé sur la ligne unique, étant donné qu'elle génère la tension la plus sévère sur la barre omnibus.

6.2.5.2.4 Chocs de foudre subséquents (conditions de disjoncteurs ouverts)

Les chocs de foudre subséquents constituent une source de préoccupation pour les disjoncteurs de ligne et le matériel de borne, notamment pour les lignes sans câble de garde, car tous les chocs de foudre subséquents présentent une forte probabilité de contournement. Par suite de l'élimination des défauts, la durée d'ouverture des disjoncteurs peut être supérieure à 500 ms et le matériel de borne de la ligne peut être exposé à des surtensions dues à des chocs de foudre subséquents qui se produisent généralement entre 30 ms et 300 ms après le choc de foudre initial.

Les disjoncteurs installés sur des réseaux de plus basse tension sont enclins à cette situation. Il convient ainsi de les protéger en cas de problèmes avérés, tandis que les disjoncteurs installés sur des réseaux de plus haute tension peuvent ne pas nécessiter de protection, dans la mesure où ils sont conçus pour résister à des surtensions à front rapide élevées. Une protection type comprend l'installation de parafoudres côté ligne du disjoncteur [6].

6.2.5.2.5 Liaisons par câbles

Lorsque de courtes sections de câbles sont utilisées pour relier le matériel aux postes AIS, des problèmes peuvent survenir concernant la disposition de marges de protection adéquates par les parafoudres.

Seule une fraction des chocs de foudre générés sur la ligne aérienne est transmise initialement au câble en raison du faible rapport d'impédance entre le câble et la ligne. Pour les câbles dont la longueur est supérieure à 1 km, l'onde progressive établie à l'intérieur du câble est supposée être amortie par les pertes de résistance naturelle au moment de la propagation avant et arrière de la surtension transmise dans le câble. Pour les câbles dont la longueur est inférieure à 1 km, un amorçage en tension aux bornes des câbles est toutefois possible du fait des réflexions multiples et d'un amortissement insuffisant. Ainsi, une protection par parafoudres peut être exigée aux deux extrémités des câbles de courte longueur, entre la borne ligne aérienne-câble et l'appareil. Le problème est plus important pour les réseaux de plus basse tension.

Pour les câbles de courte longueur entre les appareils, les parafoudres qui protègent les appareils protègent également les câbles.

Les parafoudres doivent être placés directement à proximité des extrémités de câbles. Il convient que les conducteurs de connexion soient les plus courts possible. Si la gaine de câble est mise en terre, la connexion de terre du parafoudre doit être reliée le plus directement possible à la gaine du câble.

Dans l'ensemble, les postes raccordés par câbles sont mieux protégés que les postes ouverts, et ce pour les mêmes dimensions.

En l'absence d'études détaillées sur la coordination de l'isolement, il est recommandé de placer des parafoudres aux deux extrémités des câbles de courte longueur et au niveau de la borne ligne aérienne-câble pour des câbles plus longs.

6.2.5.2.6 Protection par parafoudres de postes à isolation gazeuse (GIS)

6.2.5.2.6.1 Généralités

Du fait de la complexité d'un poste GIS dans lequel des surtensions à front raide peuvent apparaître pour diverses conditions de manœuvre, il est recommandé d'étudier le poste au moyen d'un programme sur les courants transitoires électromagnétiques. Aucun contournement n'est admis dans un poste GIS du fait que la possibilité d'un dommage permanent est bien plus élevée.

Contrairement au poste AIS, un claquage dans le poste GIS qui contient du gaz SF₆ ne peut être considéré simplement comme autorégénérateur et faisant l'objet d'une inspection subséquente. De ce fait, il est nécessaire de supprimer dans toute la mesure du possible toute menace provenant des contournements. En règle générale, il convient d'installer des parafoudres à l'entrée de la ligne du poste GIS. Il convient de contrôler la tension avant qu'elle ne pénètre dans le GIS.

6.2.5.2.6.2 Protection contre les surtensions à front rapide

Le gaz SF₆ déclenche un claquage diélectrique plus rapide que celui de l'air, générant ainsi des courants transitoires à front rapide et à front très rapide.

L'emploi de la formule générale pour le poste ouvert aboutit à des estimations prudentes. L'utilisation de modèles numériques se révèle véritablement nécessaire pour déterminer les contraintes observées dans la tension de tenue de coordination aux chocs de foudre d'un poste GIS ou de la distance de protection. Cependant, à titre de valeur directive de base, une diminution de la constante A à la moitié de la valeur indiquée au Tableau 3 peut être envisagée.

Des parafoudres supplémentaires installés sur les transformateurs peuvent se révéler nécessaires, soit lorsque les distances de séparation avec les parafoudres installés à l'entrée de la ligne sont trop grandes, soit lorsque des surtensions élevées sont prévisibles au niveau du transformateur dans des conditions de déconnexion de ces parafoudres. Des parafoudres installés dans des emplacements adéquats à l'intérieur des postes GIS peuvent être aussi nécessaires pour des postes GIS de grandes dimensions.

Lorsque des parafoudres AIS ne peuvent pas être utilisés pour assurer une protection adéquate de l'entrée de la ligne, l'installation du parafoudre d'entrée de ligne à l'intérieur du poste GIS permet une meilleure protection contre les surtensions à front rapide. Ceci supprime les effets des conducteurs des parafoudres extérieurs. Bien que ce parafoudre soit plus onéreux qu'un parafoudre extérieur, il peut rendre l'utilisation de parafoudres supplémentaires superflue et représenter la solution la plus économique.

Lorsque les distances de protection indiquent qu'il convient d'installer des parafoudres supplémentaires à l'intérieur du poste GIS, il convient de ne pas appliquer la formule approximative, mais de réaliser des calculs de propagation d'ondes.

6.2.5.2.6.3 Protection contre les surtensions à front très rapide

Les très hautes fréquences et faibles amplitudes observées rendent généralement impossible toute protection des parafoudres contre les surtensions à front très rapide générées à l'intérieur du poste GIS, par exemple, par la manœuvre de déconnecteurs. Des améliorations au niveau de la disposition des postes GIS et de la conception du matériel constituent des méthodes possibles de réduction de ce type de risques [82].

6.2.5.3 Protection contre les surtensions à front lent (manœuvre)

6.2.5.3.1 Manœuvre de poste de base

En général, les surtensions à front lent sont générées par des manœuvres. L'IEC 60071-2 décrit une méthode de coordination de l'isolement contre les surtensions générées dans un poste. Tandis que l'application de la méthode de coordination de l'isolement est semblable à celle de la méthode afférente aux lignes, des différences importantes existent toutefois [7].

- l'isolement du poste et l'isolement de la ligne doivent être coordonnés;
- le nombre d'isolateurs en parallèle est faible par comparaison aux lignes aériennes;
- le profil de tension $E_s/E_r = 1,0$ (E_s : extrémité émettrice, E_r : extrémité réceptrice);
- le matériel de poste avec différentes rigidités diélectriques;
- les résistances d'isolement de poste sont décrites par la LIWV pour les appareils (transformateurs) ou le CFO pour les distances dans l'air (barre omnibus);
- la valeur de calcul du SSFOR pour le poste peut être inférieure (de 1 à 10) à la valeur de calcul de la ligne. L'IEC spécifie les SIWV et LIWV pour chaque tension de réseau.

Le rapport des distances entre phase-terre et phase-phase recommandées par l'IEC augmente avec la classe de tension.

6.2.5.3.2 Manœuvre pratique du matériel de poste

Il n'y a pas de différence entre la protection d'un poste AIS et d'un poste GIS. Toutefois, une coordination entre le(s) matériel(s) AIS et le(s) matériel(s) GIS est nécessaire.

Outre les manœuvres de lignes, de nombreux autres types de matériels, tels que les condensateurs, bobines d'inductance et transformateurs font l'objet de manœuvres dans des conditions de charge et de panne. Normalement, les sectionneurs (DS, *disconnect switches*) se limitent à l'isolement des sections de barres omnibus et éventuellement des transformateurs à vide. Les interrupteurs de circuits et les disjoncteurs sont utilisés dans des conditions de charge, tandis que seuls les disjoncteurs peuvent interrompre la plupart des défauts en toute sécurité. Les parafoudres doivent être situés côté matériel du sectionneur pour une protection efficace dudit matériel contre les surtensions de manœuvre.

Les charges de manœuvre et les courants de défaut peuvent générer des tensions de rétablissement transitoires (TRV, *transient recovery voltages*) importantes dans le sectionneur. Lorsque les TRV sont trop rapides ou trop importantes par rapport au taux de rétablissement thermique ou diélectrique des sectionneurs, ces derniers peuvent se rallumer ou se réamorcer, entraînant des défaillances et/ou des dommages au matériel non protégé, générés par des transitoires de réamorçage simples ou multiples. Une défaillance des parafoudres par suite d'une absorption d'énergie trop importante lors du réamorçage est possible si le matériel est protégé par des parafoudres.

6.2.6 Etudes sur la coordination de l'isolement

6.2.6.1 Généralités

Les études sur la coordination de l'isolement peuvent être complexes selon la profondeur de l'analyse entreprise pour obtenir l'exactitude souhaitée. De plus, l'analyse associée aux perturbations et/ou tensions transitoires du réseau peut être très subjective selon le type de phénomènes de réseau de puissance étudiés.

6.2.6.2 Guide de calcul et techniques de modélisation

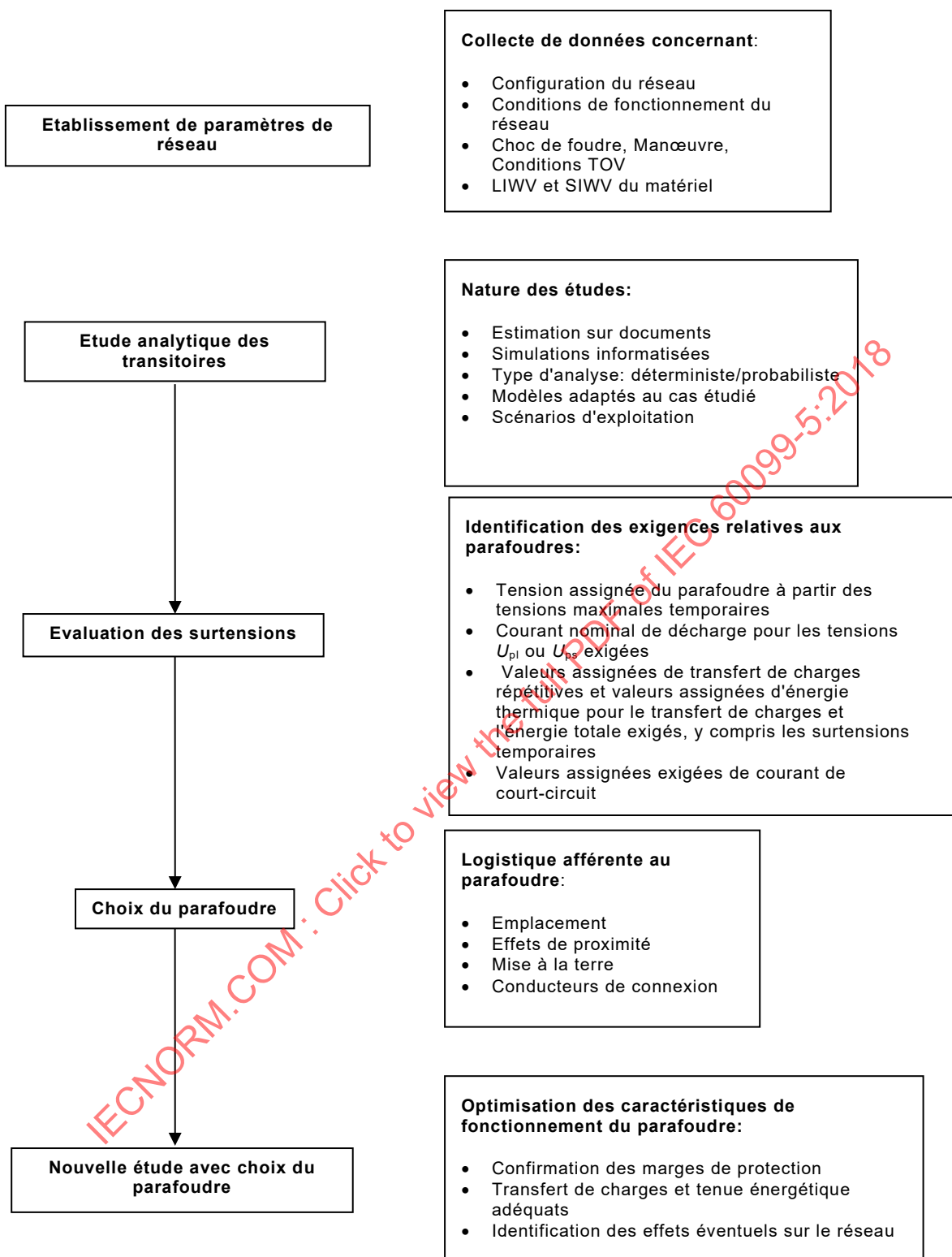
Certains cas sont plus simples à examiner que d'autres, de sorte que les équations et règles de méthodes empiriques issues de méthodes statistiques telles que celles décrites dans l'IEC 60071-2 peuvent être utilisées pour des estimations préliminaires. Pour des applications plus complexes et/ou pratiques, les résultats fournis par ces formules simplifiées sont considérés comme trop prudents. Lorsque des résultats plus précis sont souhaités et/ou lorsque des solutions sont appliquées avec des réseaux et du matériel complexes qui comprennent des ondes progressives et des effets importants tels que des caractéristiques variables des parafoudres et des distributions statistiques des manœuvres, il convient d'utiliser des simulations informatisées qui utilisent des outils d'analyse des courants transitoires électromagnétiques.

Les modèles numériques fondamentaux ont tendance à fournir des résultats prudents, principalement du fait qu'il est difficile de prévoir ou de modéliser avec exactitude certains effets tels que l'atténuation. L'IEC 60071-4, qui constitue un rapport technique portant sur un guide relatif aux études sur la coordination de l'isolement, fournit des informations détaillées et des exemples des subtilités associées à la représentation des réseaux et matériels pour différents types d'analyses, transitoires de chocs de foudre ou de manœuvre et sursensions temporaires. L'IEC 60071-2 décrit également les méthodes déterministe et statistique de coordination de l'isolement.

Il convient que les modèles de parafoudres précis pour des simulations à front rapide comportent les effets inductifs des conducteurs de connexion ainsi que du parafoudre lui-même. L'Annexe C décrit certaines techniques de modélisation des parafoudres recommandées pour des simulations à front rapide et à front lent.

6.2.6.3 Procédure d'étude

La Figure 18 décrit une procédure d'étude de coordination de l'isolement à suivre lors de l'examen du caractère approprié de l'utilisation d'un parafoudre. Généralement, le type exigé d'utilisation des parafoudres et le ou les emplacements de ces derniers dépendent des marges de protection du matériel souhaitées compte tenu de la nature des phénomènes et de la complexité et/ou des variations des conditions d'exploitation du réseau en cours d'examen. Le dimensionnement des parafoudres peut généralement (mais pas toujours) être évalué dans les conditions les plus défavorables associées aux niveaux de protection contre la foudre ou les manœuvres et à la tenue énergétique des parafoudres [28].



IEC

Figure 18 – Procédure type d'une étude sur la coordination de l'isolement des parafoudres

6.3 Choix des parafoudres

6.3.1 Généralités

Les parafoudres sont considérés comme un dispositif de protection essentiel dans les applications modernes de coordination de l'isolement pour les lignes et les postes. L'utilisation la plus courante des parafoudres consiste à protéger les postes et le matériel de répartition haute tension contre les surtensions à front rapide et à front lent. Pour assurer la fiabilité et la sûreté du réseau, le niveau de protection du parafoudre, son transfert de charges et sa tenue énergétique doivent être examinés pour l'ensemble des conditions de surtension. Dans un deuxième temps, un parafoudre approprié doit être choisi pour les conditions de service appropriées.

6.3.2 Procédure générale de choix des parafoudres

6.3.2.1 Généralités

La procédure exhaustive de choix d'un parafoudre comprend le choix d'un parafoudre approprié qui satisfait aux exigences électriques et mécaniques. Il est recommandé d'effectuer tout d'abord un choix par rapport aux performances électriques, puis de compléter ce choix compte tenu des exigences d'ordre mécanique.

La procédure itérative suivante, décrite dans l'organigramme de la Figure 19a et de la Figure 19b, est recommandée pour le choix normal des parafoudres destinés à la protection du matériel de poste haute tension [21] [24] [26]:

- 1) déterminer la tension de régime permanent du parafoudre par rapport à la tension de régime la plus élevée du réseau;
- 2) déterminer la tension assignée du parafoudre par rapport aux surtensions temporaires;
- 3) estimer les amplitudes et la probabilité des courants de décharge de foudre prévisibles à travers le parafoudre, déterminer les exigences liées à la décharge des lignes de transmission et choisir le courant nominal de décharge, la valeur du choc de courant de grande amplitude, les caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives et les caractéristiques assignées d'énergie thermique du parafoudre;
- 4) choisir un parafoudre qui satisfait aux exigences formulées ci-dessus;
- 5) déterminer les caractéristiques de protection contre les chocs de foudre et de manœuvre du parafoudre;
- 6) placer le parafoudre aussi près que possible du matériel à protéger;
- 7) déterminer la tension de tenue de coordination aux chocs de manœuvre du matériel protégé, en tenant compte des surtensions à front lent représentatives et de la configuration du réseau;
- 8) déterminer la tension de tenue de coordination aux chocs de foudre, en prenant en considération:
 - a) la surtension de foudre incidente représentative telle que définie par le comportement vis-à-vis de la foudre de la ligne aérienne à laquelle est raccordé le parafoudre et le taux de défaillances acceptable du matériel protégé;
 - b) la configuration du poste;
 - c) la distance entre le parafoudre et le matériel protégé;
- 9) déterminer le niveau d'isolement assigné du matériel selon l'IEC 60071;
- 10) si un niveau d'isolement assigné du matériel moins élevé est souhaité, il convient alors d'étudier des solutions telles que le choix d'une tension assignée moins élevée, d'un courant nominal de décharge plus élevé, d'une valeur assignée de transfert de charges répétitives ou d'énergie thermique plus élevée, d'une conception différente de parafoudre ou une réduction de la distance entre le parafoudre et le matériel protégé. Concernant le choix d'une tension assignée moins élevée, il convient de noter qu'une tension assignée trop faible peut affecter la fiabilité de service du parafoudre;

- 11) choix des données électriques achevé – procéder en premier au choix des données mécaniques;
- 12) tenir compte du niveau de pollution et des tensions de tenue exigées du parafoudre;
- 13) choisir une ligne de fuite, une longueur préliminaire du parafoudre et une distance de contournement;
- 14) choisir la valeur assignée de tenue aux courts-circuits par rapport au courant de défaut prévisible.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

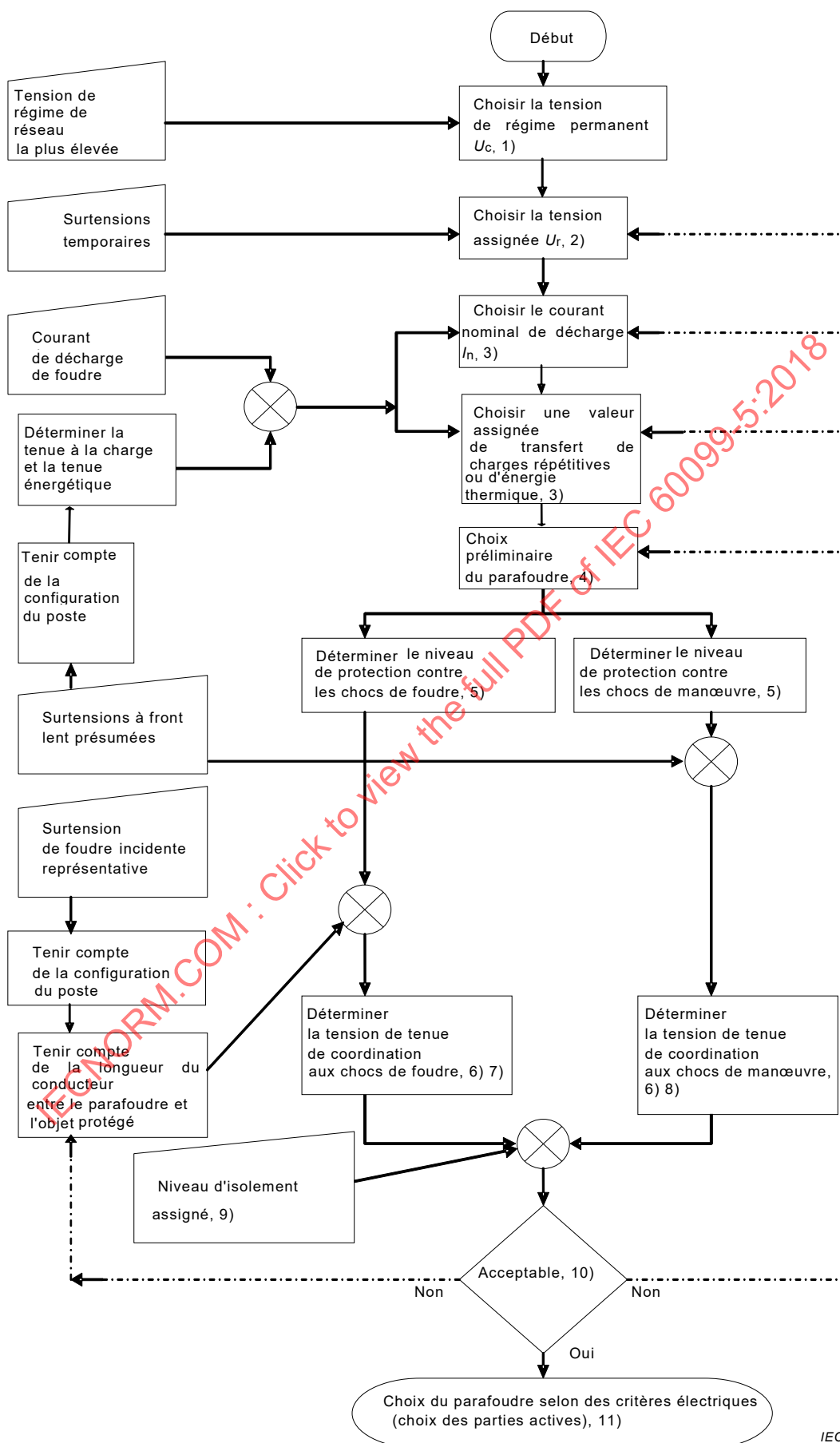


Figure 19a – Choix par rapport aux données électriques

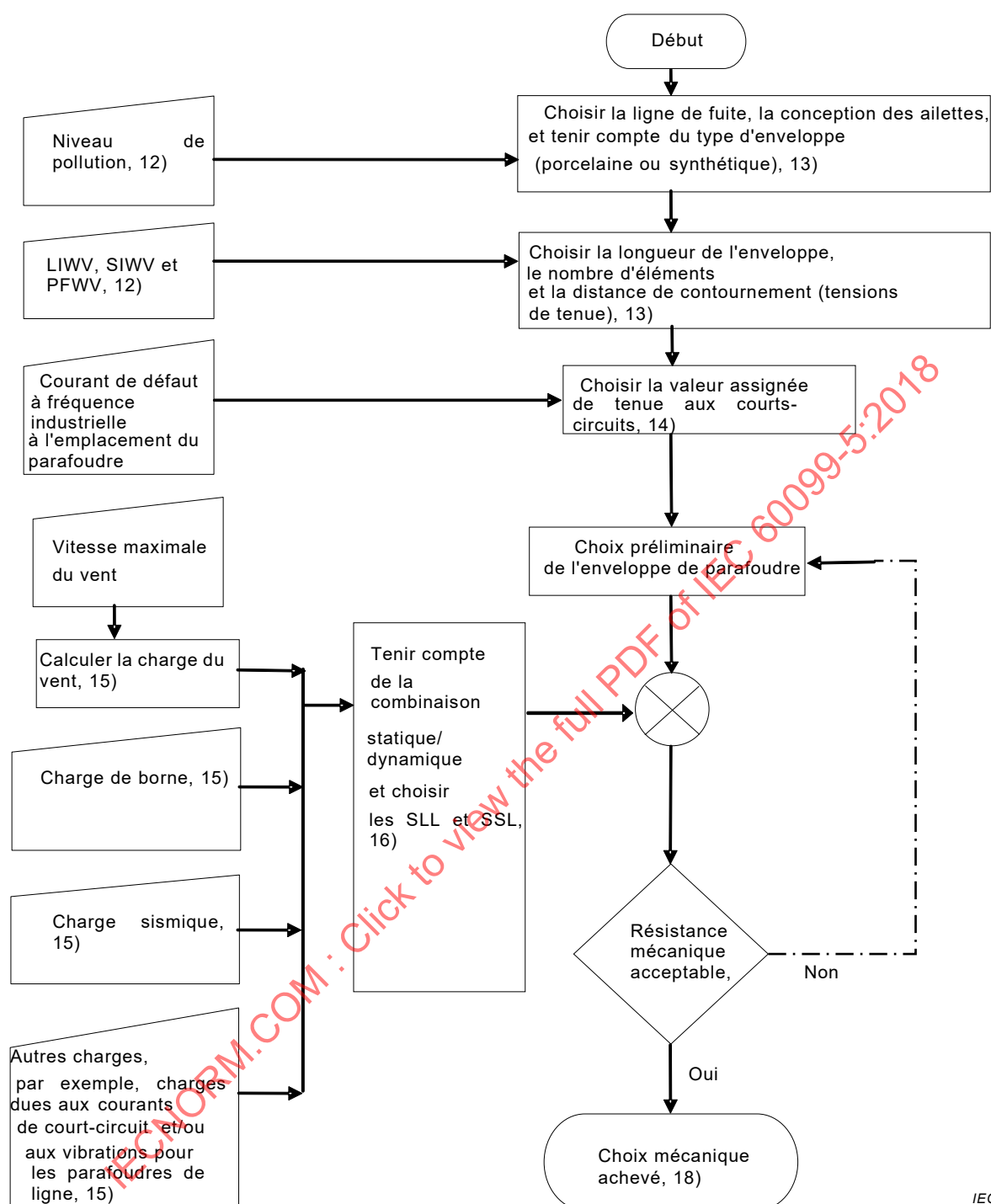


Figure 19b – Choix par rapport aux données mécaniques

Figure 19 – Organigrammes pour le choix normal de parafoudres

6.3.2.2 Choix de la tension de régime permanent U_c et de la tension assignée U_r

La tension de régime permanent U_c du parafoudre est choisie supérieure ou égale à la tension de régime permanent réelle la plus élevée du parafoudre. Elle est normalement égale à $1,05 \times U_s / \sqrt{3}$ pour les parafoudres de phase-terre.

Une tension assignée adaptée est ensuite choisie pour satisfaire aux exigences concernant la capacité TOV.

La tension assignée telle que définie dans la norme est la tension à fréquence industrielle de 10 s utilisée dans l'essai de fonctionnement après application de chocs de courant élevé ou de longue durée. La tension assignée est ainsi une capacité TOV minimale pour une durée de 10 s selon la norme. Pour d'autres combinaisons d'amplitude et de durée de TOV, les fabricants spécifient la capacité TOV soit comme un facteur de la tension assignée, U_r , soit comme un facteur de la tension continue U_c .

Les facteurs qui affectent la capacité TOV sont la température ambiante et l'énergie absorbée (c'est-à-dire la température initiale des résistances préalable à l'application de la TOV) et la tension appliquée par suite de la TOV. Par conséquent, les fabricants fournissent les courbes relatives à la capacité TOV avec et sans fonctionnement préalable.

Les deux méthodes d'expression du facteur TOV, soit selon un facteur $T_r = U/U_r$, soit selon un facteur $T_c = U/U_c$, sont représentées sous forme d'exemples à la Figure 20a et à la Figure 20b, respectivement. Noter que les exemples mentionnés dans ce cas s'appliquent au même parafoudre avec une tension U_c égale à $0,8 \times U_r$.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

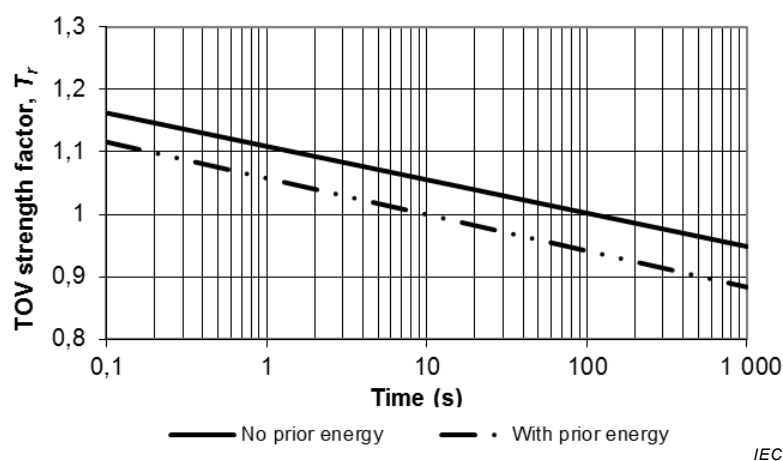


Figure 20a – Donnée comme un facteur de la tension assignée, $T_r = U/U_r$

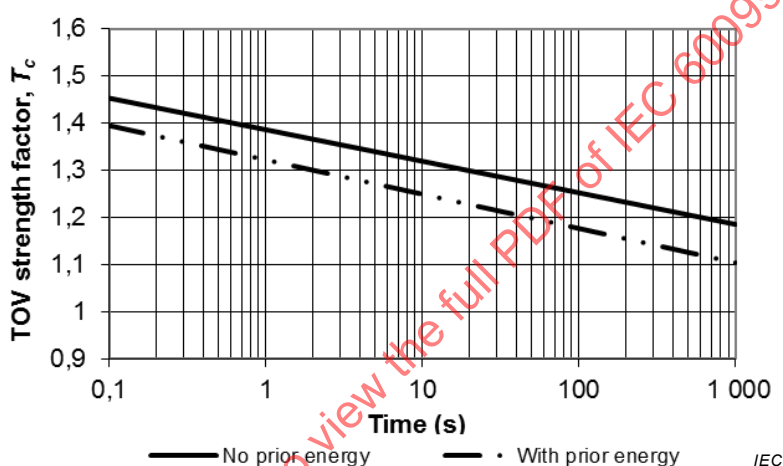


Figure 20b – Donnée comme un facteur de la tension de régime permanent, $T_c = U/U_c$

Anglais	Français
TOV strength factor, T_r	Facteur de résistance de TOV, T_r
TOV strength factor, T_c	Facteur de résistance de TOV, T_c
No prior energy	Pas d'énergie préalable
With prior energy	Avec énergie préalable
Time (s)	Temps (s)

NOTE 1 Le fabricant fournit des courbes uniques pour chaque parafoudre.

NOTE 2 Les Figures 20a et 20b s'appliquent au même parafoudre avec une valeur $U_c = 0,8 \times U_r$.

Figure 20 – Exemples de capacité TOV d'un parafoudre

Pour les parafoudres dont la capacité TOV est exprimée sous forme de facteur de la tension assignée T_r , la tension U_r doit être supérieure ou égale à la surtension temporaire prévisible aux bornes du parafoudre pour la durée prise en considération.

Pour les parafoudres dont la capacité TOV est exprimée sous forme de facteur de la tension de régime permanent T_c , la tension $\times U_c$ doit être supérieure ou égale à la surtension temporaire prévisible aux bornes du parafoudre pour la durée prise en considération.

6.3.2.3 Choix du courant nominal de décharge et des caractéristiques assignées de transfert de charges ou d'énergie thermique

Le courant nominal de décharge a deux objectifs distincts (mais pas indépendants l'un de l'autre): il s'agit d'un courant de coordination nécessaire à la coordination de l'isolement, et d'un courant de classification des parafoudres, auquel se réfèrent deux autres caractéristiques de parafoudre.

Pour la coordination de l'isolement, le courant nominal de décharge est un paramètre important, car le niveau de protection au choc de foudre, U_{pl} , d'un parafoudre fait référence à I_n plutôt qu'à une certaine valeur du courant. L'utilisation de la tension U_{pl} dans le processus de coordination de l'isolement repose ainsi sur l'hypothèse de courants de foudre qui se produisent généralement dans le réseau. I_s étant par exemple d'une valeur de 5 kA choisie comme I_n , U_{pl} est alors la tension résiduelle du parafoudre liée à ce courant. Toutefois, si les courants de foudre sont généralement plus élevés, par exemple 10 kA, il est admis par hypothèse que U_{pl} est trop faible, car la tension résiduelle du parafoudre à ces courants est supérieure à U_{pl} , et la procédure de coordination de l'isolement sera effectuée sous des hypothèses trop optimistes. Autre exemple: si deux parafoudres ont la même U_{pl} , mais l'une provenant d'un courant $I_n = 5$ kA et l'autre d'un courant $I_n = 10$ kA, les deux parafoudres ont des caractéristiques U_l différentes, et le parafoudre qui a la valeur I_n la plus élevée (c'est-à-dire une caractéristique U_l plus faible) est soumis à une contrainte énergétique plus sévère que son voisin dont la valeur I_n est plus faible.

Il convient également de noter que les parafoudres peuvent normalement résister à des courants nettement supérieurs à I_n . Par exemple, un parafoudre dont le courant $I_n = 10$ kA peut être soumis à la contrainte d'un choc de courant 8/20 de 20 kA ou même plus sans risque de dommages. Il développe simplement une tension résiduelle $U_{res} > U_{pl}$ dans cette condition.

Les parafoudres d'un réseau électrique sont soumis aux contraintes de courants de foudre qui proviennent de contournements en retour et de chocs de foudre directs sur la ligne située en amont du poste dans lequel se trouve le parafoudre. Le courant déchargé par le parafoudre dépend de plusieurs paramètres, par exemple:

- le degré de protection par écran de la ligne;
- la géométrie de la ligne;
- le nombre et l'emplacement des câbles de garde;
- la résistance à l'isolement de la ligne;
- la mise à la terre du pylône;
- le nombre de lignes vers le poste;
- l'emplacement du parafoudre au niveau d'une extrémité ouverte de la ligne ou au niveau d'un transformateur.

En prenant pour hypothèse que le parafoudre est installé au niveau d'une extrémité ouverte de la ligne, le courant du parafoudre dû aux réflexions des ondes progressives augmente jusqu'à une valeur qui peut être approximativement estimée comme suit:

$$I_{\text{parafoudre}} = (2 \times U_{\text{incidente}} - U_{pl}) / Z_{\text{ligne}} \quad (4)$$

où

$U_{\text{incidente}}$ due aux contournements en retour est estimée à $1,2 \times U_{50 \text{ positive}}$ et, pour les surtensions liées à un défaut d'écran, à $1,2 \times U_{50 \text{ négative}}$ des isolateurs de ligne [7]. Il convient, dans la plupart des cas, que ces valeurs d'amplitudes d'ondes incidentes soient du côté sûr, mais pour un calcul plus précis de l'amplitude des ondes incidentes, les méthodes données

dans [7] sont recommandées. De plus, il est admis par hypothèse que la tension U_{50} négative est égale à 1,08 fois la tension U_{50} positive [7].

Exemple avec $U_s = 420$ kV (hypothèses: distance de contournement de l'isolateur = 3 m, $U_{50} = 1,6$ MV, $Z_{\text{ligne}} = 350 \Omega$, $U_{\text{pl}} = 800$ kV):

$$I_{\text{parafoudre}} = (2 \times U_{\text{incidente}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{ligne}} = (3,84 \text{ MV} - 800 \text{ kV})/350 \Omega = 8,7 \text{ kA}.$$

Exemple avec $U_s = 145$ kV (hypothèses: distance de contournement de l'isolateur = 1,5 m, $U_{50} = 800$ kV, $Z_{\text{ligne}} = 450 \Omega$, $U_{\text{pl}} = 250$ kV):

$$I_{\text{parafoudre}} = (2 \times U_{\text{incidente}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{ligne}} = (1,92 \text{ MV} - 250 \text{ kV})/450 \Omega = 3,7 \text{ kA}.$$

Le courant traversant le parafoudre peut dépasser ces valeurs pour deux raisons:

- 1) le parafoudre est installé en amont d'un transformateur, et la capacité du transformateur augmente le courant du parafoudre avec un facteur d'environ 1,6 [7], selon la formule (5) ci-dessous.

$$I_{\text{parafoudre}} = 1,6 \times (2 \times U_{\text{incidente}} - U_{\text{pl}})/Z_{\text{ligne}} \quad (5)$$

Les résultats obtenus sont respectivement de 13,9 kA et 5,9 kA pour les exemples avec 420 kV et 145 kV ci-avant;

- 2) si le défaut d'écran provoque un contournement au point d'impact ou un contournement en retour, le courant du parafoudre est augmenté en raison des réflexions issues du point d'impact [7].

En considérant un défaut d'écran qui provoque un contournement ou un contournement en retour en amont du poste, selon la formule (5) ci-dessus, les réflexions issues du point d'impact entraînent un courant de parafoudre selon la formule (6):

$$I_{\text{parafoudre}} = 2 \times (N+1) \times U_{\text{incidente}}/Z_{\text{ligne}} \times (1-N \times T_s/\tau) - 2 \times N \times U_{\text{incidente}}/Z_{\text{ligne}} \quad (6)$$

où

T_s = temps de propagation entre le parafoudre et le point d'impact, en μs ;

τ = constante de temps propre à la queue de l'onde incidente, en μs ; par hypothèse: 10 μs ... 20 μs ;

N = nombre de réflexions issues du point d'impact ($N = 0, 1, 2, 3$, etc.).

Le courant maximal est obtenu pour $N = N_m = 0,5 \times (\tau/T_s \times (1-U_{\text{pl}}/U_{\text{incidente}})-1)$ [7].

Noter que dans ce cas, la tension à la fréquence industrielle est ignorée et qu'une seule ligne est prise en compte dans le poste.

Sous hypothèse que le point d'impact est à 600 m du poste, T_s est de 2 μs . Pour l'exemple ci-avant avec 420 kV, le courant du parafoudre est de 14,9 kA, et de 8,1 kA pour l'exemple avec 145 kV.

Par conséquent, dans l'exemple avec 420 kV, $I_n = 10$ kA ou $I_n = 20$ kA est un choix raisonnable, et dans l'exemple avec 145 kV, $I_n = 10$ kA est suffisant.

A partir de ces observations, il est évident que le courant nominal de décharge approprié des parafoudres d'un réseau dépend des performances de la ligne et du fait qu'elle est ou non protégée par écran, et qu'un contournement survient ou non, et de l'emplacement du parafoudre au niveau d'une extrémité ouverte de la ligne ou au niveau d'un transformateur.

Les lignes de distribution ne sont généralement pas protégées par écran, et donc presque toutes les amplitudes de courant sont possibles (jusqu'à 200 kA) en cas de choc de foudre sur les conducteurs. Les tensions de contournement atteintes dépendent maintenant de la conception de la ligne. En cas de traverses parfaitement mises à la terre, la tension de contournement des isolateurs est pertinente. Par exemple, dans un réseau (neutre isolé) de 24 kV, les isolateurs (distance de contournement de 230 mm par hypothèse) peuvent provoquer un contournement à une tension $U_{50} = 135$ kV. Le courant qui s'écoule dans un poste en traversant le parafoudre est donné par l'équation (1) ($Z = 450 \Omega$, $U_{pl} = 80$ kV):

$I_{\text{parafoudre}} = (2 \times U_{\text{incidente}} - U_{pl})/Z_{\text{ligne}} = (324 \text{ kV} - 80 \text{ kV})/450 \Omega \approx 0,54 \text{ kA}$ (ligne ouverte à une extrémité);

$I_{\text{parafoudre}} = 1,6 \times (2 \times U_{\text{incidente}} - U_{pl})/Z_{\text{ligne}} = (324 \text{ kV} - 80 \text{ kV})/450 \Omega \approx 0,87 \text{ kA}$ (transformateur connecté à l'extrémité de la ligne).

La plupart du temps, un choc direct sur une ligne de distribution entraîne des contournements entre les trois phases et, par conséquent, les parafoudres des trois phases se partagent la charge. D'autre part, l'impédance d'onde est plus faible, de l'ordre de 250Ω , en raison d'une onde qui se propage sur les trois phases. Par conséquent, le courant total est plus élevé que celui indiqué ci-avant. Un courant nominal de décharge $I_n = 2,5$ kA est certainement un choix approprié dans ce cas, soit un parafoudre "DL".

Dans le cas des poteaux en bois, les traverses n'étant pas mises à la terre, un contournement qui va du conducteur vers le sol se développe. Pour une distance type de 5 m vers le sol, cela donne une tension de contournement de l'ordre de 2 MV à 3 MV. En prenant pour hypothèse une valeur de 3 MV, le courant qui s'écoule dans un poste en traversant le parafoudre est alors, selon les équations (1) et (2) et en prenant en outre pour hypothèse une onde qui se propage sur les trois phases avec une impédance de 250Ω :

$I_{\text{parafoudre}} \approx 28 \text{ kA}$ (ligne ouverte à une extrémité);

$I_{\text{parafoudre}} \approx 46 \text{ kA}$ (transformateur connecté à l'extrémité de la ligne).

Cependant, encore une fois, comme les trois phases sont en jeu, les parafoudres de chaque phase ne sont soumis qu'à une contrainte d'environ un tiers de cette valeur (s'ils sont exactement identiques). Par conséquent, le courant est généralement de l'ordre de 10 kA dans le premier cas, et $I_n = 10$ kA (un parafoudre "DH") constitue le bon choix. Dans le second cas, où des courants compris entre 10 kA et 20 kA à travers chaque parafoudre peuvent être présumés, il est possible de choisir un parafoudre "DH" avec $I_n = 10$ kA ou un parafoudre "SL" avec $I_n = 10$ kA, selon les informations complémentaires disponibles sur le réseau.

Lorsqu'une valeur raisonnable du courant nominal de décharge a été déterminée pour les configurations de réseau données, cette valeur de courant est alors utilisée pour le choix ultérieur des parafoudres. Elle constitue la fonction d'un paramètre de classification du parafoudre, et d'autres caractéristiques de parafoudres sont choisies en fonction de son courant nominal de décharge I_n .

S'il est avéré que la charge à transférer est généralement plus élevée que celle qui est liée au courant I_n ainsi déterminé (Tableau 1 de l'IEC 60099-4:2014) et qu'elle prend une valeur qui serait liée à la valeur I_n supérieure suivante, il convient de choisir cette valeur I_n . Pour la valeur assignée de transfert de charges $Q_{rs} \geq 1,1 \text{ C}$, $I_n = 10$ kA doit généralement être choisi.

Toutefois, l'utilisateur peut toujours employer un courant de coordination autre que le courant nominal de décharge pour déterminer la valeur du LIPL du parafoudre, tel que 0,5 fois ou 2 fois I_n . Les corrélations entre le courant nominal de décharge I_n et d'autres caractéristiques assignées spécifiques sont données dans le Tableau 2.

Les parafoudres avec la désignation SL, SM ou SH sont généralement utilisés pour protéger le matériel de poste haute tension. Dans les réseaux moyenne tension, les principaux parafoudres utilisés ont la désignation DL, DM ou DH. Pour des applications spécifiques telles que la protection des câbles, machines tournantes ou batteries de condensateurs, des parafoudres qui ont des caractéristiques assignées de transfert de charges répétitives plus élevées peuvent également être nécessaires pour les réseaux moyenne tension.

Tableau 2 – Classification des parafoudres

Classe de parafoudre	Poste			Distribution		
Désignation	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Courant nominal de décharge ^a	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Courant de décharge de choc de manœuvre ^a	2 kA	1 kA	0,5 kA	–	–	–
Q_{rs} (C)	$\geq 2,4$	$\geq 1,6$	$\geq 1,0$	$\geq 0,4$	$\geq 0,2$	$\geq 0,1$
W_{th} (kJ/kV)	≥ 10	≥ 7	≥ 4	–	–	–
Q_{th} (C)	–	–	–	$\geq 1,1$	$\geq 0,7$	$\geq 0,45$
NOTE Les lettres "H", "M" et "L" dans la désignation signifient respectivement "high" (haut), "medium" (moyen) et "low" (bas).						
^a D'autres courants peuvent être spécifiés sous réserve d'un accord entre le fabricant et l'utilisateur.						

6.3.2.4 Transfert de charges et dissipation de l'énergie des parafoudres au cours des décharges de courant de foudre

Pour les parafoudres de poste, la charge qui provient des chocs de foudre peut être estimée approximativement à l'aide de la formule (7) [3] [4]:

$$Q = \left[2 \times U_f - N \times U_{res} \left(1 + \ln \left(2 \times \frac{U_f}{N \times U_{res}} \right) \right) \right] \frac{T_1}{Z} \quad (7)$$

où

Q est la charge. Si les distances entre postes dans les réseaux de distribution sont courtes, la charge peut être divisée à cause de la répartition du courant;

$\ln$ est le logarithme népérien;

U_{res} est la tension résiduelle au courant de foudre réel traversant le parafoudre; comme première approche, la tension U_{pl} du parafoudre peut être utilisée;

U_f est la tension de contournement négative de l'isolation de la ligne;

Z est l'impédance d'onde de la ligne;

N est le nombre de lignes raccordées au parafoudre ($N = 1$ ou $N = 2$), expliqué dans l'IEC 60071-2;

T_1 est la durée équivalente du courant d'un choc de foudre qui comprend les premiers chocs et les chocs subséquents. Valeur type 3×10^{-4} s.

L'énergie est obtenue en multipliant la charge par la tension résiduelle réelle U_{res} du parafoudre.

NOTE La formule provient de l'intégration d'une surtension à décroissance exponentielle.

Une analyse numérique conforme à l'IEC 60071-4 portant sur la dissipation de l'énergie des chocs de foudre dans les parafoudres peut fournir des valeurs plus précises.

6.3.2.5 Transfert de charges et énergie cumulés des parafoudres lors d'une manœuvre de ligne

Le transfert de charges et l'énergie cumulés de manœuvre des parafoudres dépendent de l'amplitude des surtensions, de la forme d'onde, de l'impédance et de la configuration du réseau, des caractéristiques de protection des parafoudres et de la fréquence des manœuvres sur une courte période. En dernier lieu, le parafoudre choisi doit avoir une capacité assignée de charge et d'énergie supérieure au cumul des charges transférées et d'énergie dans les conditions de service les plus strictes. Le service de transfert des charges et d'énergie des parafoudres exigé est obtenu au cours de la phase de coordination de l'isolement qui détermine les surtensions représentatives. Dans la plupart des cas pratiques, il est souhaitable de mener des études de simulation informatisée étant donné la nature statistique de la manœuvre et du fait que les formes d'ondes générées sont généralement complexes, notamment avec des caractéristiques de parafoudre extrêmement variables. En l'absence d'études consacrées à la manœuvre de lignes, une équation similaire à celle utilisée pour évaluer les classes et les capacités énergétiques de décharge de ligne des parafoudres (voir formule H.1 de l'Annexe H) peut être utilisée pour obtenir une estimation prudente.

La charge cumulée simplifiée des parafoudres (8a) et l'énergie correspondante (8b) sont déduites de l'hypothèse selon laquelle l'ensemble de la ligne est chargé à une tension de chocs de manœuvre présumée et déchargé par le parafoudre à son niveau de protection pendant une durée égale à deux fois le temps de propagation de la ligne [7]. Par conséquent, la précision dépend de l'identification de la tension résiduelle et du courant appropriés du parafoudre qui correspondent à l'amplitude de la tension de manœuvre présumée et à l'impédance d'onde de la ligne.

Le concept de décharge de ligne établit une relation intéressante entre la charge et l'énergie des parafoudres, car au cours de la période de décharge de ligne concernée, les courants et les tensions des parafoudres sont pratiquement constants. Par conséquent, pour les cas de décharge de ligne, les formules simplifiées peuvent fournir une précision similaire à celles obtenues à partir de simulations informatisées détaillées, comme représenté à l'Annexe I. Cette annexe contient également des formules utiles pour estimer les tensions et les courants de décharge des parafoudres en linéarisant la caractéristique tension-courant dans la région de la manœuvre.

$$Q_s = \frac{U_{\text{rp}} - U_{\text{res}}}{Z} \times 2 \times \frac{l}{c} \quad (8a)$$

$$W_s = U_{\text{res}} \times Q_s \quad (8b)$$

où

U_{rp} est la tension de manœuvre maximale représentative;

U_{res} est la tension résiduelle du parafoudre au cours de la décharge de ligne;

l est la longueur de la ligne dont le temps de propagation des chocs de foudre correspond à la vitesse de la lumière, c ;

Q_s est la charge cumulée transférée au cours d'une seule manœuvre de ligne;

- W_s est l'énergie cumulée absorbée par le parafoudre au cours d'une seule manœuvre de ligne;
- Z est l'impédance d'onde de la ligne;
- c est la vitesse de la lumière.

NOTE La valeur assignée de l'énergie thermique exigée du parafoudre, W_{th} , est égale à deux fois W_s .

Les principales différences caractéristiques entre un événement de remise sous tension/manœuvre de ligne et les opérations de décharge de ligne sont que les formes d'ondes de la tension et du courant des parafoudres ne sont ni constantes ni similaires sur chacune des nombreuses décharges. Par conséquent, il est nécessaire de faire preuve de prudence puisque la possibilité d'impédances d'onde de ligne, de longueurs de ligne et de surtensions de manœuvre présumées irréalistes peut se produire lorsqu'elles sont fondées sur les caractéristiques assignées des parafoudres indiquées dans l'IEC 60099-4:2009 pour établir les classes de décharge de ligne des parafoudres. Par souci d'exhaustivité, certains exemples de charges et d'énergies de parafoudre générées pendant la mise sous tension pratique de la ligne à l'aide de simulations informatisées sont comparés à celles obtenues à partir de formules simplifiées de décharge de ligne.

6.3.2.6 Protection contre les surtensions à front lent

Les parafoudres à oxyde métallique sont appropriés pour la limitation des surtensions à front lent dues à l'enclenchement et à la manœuvre de lignes de courants inductifs et capacitifs, mais ils ne conviennent généralement pas pour limiter les surtensions de plus faible amplitude qui résultent habituellement des défauts à la terre et de l'élimination des défauts.

L'influence des durées de front du courant peut être ignorée pour les surtensions à front lent. De plus, les effets de distance de séparation à l'intérieur des postes peuvent ne pas être pris en compte.

Les parafoudres sont généralement installés entre phase et terre, et, si des parafoudres à oxyde métallique permettent de limiter les surtensions à front lent à un niveau peu élevé, les surtensions entre phases atteignent environ deux fois le niveau de protection du parafoudre placé entre phase et terre, quel que soit l'état du neutre du transformateur. La surtension entre phases comporte deux composantes phase-terre qui sont le plus souvent égales l'une à l'autre. Si des niveaux de protection entre phases moins élevés sont exigés, des parafoudres supplémentaires entre phases sont nécessaires.

Les problèmes rencontrés avec les surtensions de manœuvre résident dans:

- la capacité des résistances MO à résister aux contraintes thermiques et mécaniques imposées;
- la capacité des parafoudres à se rétablir de l'élévation de température des résistances MO qui résulte de l'absorption des énergies.

Ces problèmes ne peuvent être résolus que par l'identification adéquate des sources potentielles de surtensions et la spécification appropriée d'un parafoudre avec une capacité d'énergie thermique et de transfert de charges répétitives adaptée.

L'influence des surtensions de manœuvre augmente avec les tensions de réseau plus élevées; de ce fait, les réseaux de transmission sont généralement plus sensibles aux dommages au matériel provoqués par ces surtensions que les réseaux de la plage I. Dans la pratique, l'effet des surtensions de manœuvre devient important pour les réseaux de tension nominale supérieure à 245 kV (plage II).

Dans la plage I, à l'exception des machines tournantes, le matériel installé a en règle générale un niveau d'isolement si élevé que la protection contre les surtensions au front lent n'est généralement pas nécessaire. Toutefois, l'utilisation courante de matériel de compensation réactive avec des tensions de plage I renforce l'utilisation des parafoudres et la sensibilisation à la protection contre les surtensions à front lent.

La surtension représentative au niveau du matériel protégé par des parafoudres est égale au niveau de protection au choc de manœuvre, parce que, à l'exception des lignes de transmission, les effets de la propagation des ondes peuvent être ignorés et les tensions aux bornes du matériel et du parafoudre sont identiques. Pour les surtensions entre phases, elle peut valoir jusqu'à deux fois cette valeur sans parafoudres entre phases.

Dans le cas de la protection par parafoudre contre les surtensions de manœuvre, il se produit une rupture de pente brutale de la répartition statistique des surtensions. Cette rupture de pente est d'autant plus prononcée que le niveau de protection est bas comparé aux amplitudes des surtensions à front lent présumées. Dans ces cas, de petites variations de la tenue diélectrique ont un effet significatif sur le risque de défaillance. Pour couvrir cet effet, il est proposé de rendre le facteur de coordination déterministe dépendant de la relation entre le niveau de protection du parafoudre et la valeur à 2 % des surtensions présumées, formules (9), (10), (11) et (12) [68]:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} \leq 0,7 ; K_{cd} = 1,1 \quad (9)$$

$$0,7 < \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \leq 1,2 ; K_{cd} = 1,24 - 0,2 \times \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \quad (10)$$

$$1,2 < \frac{U_{ps}}{U_{e2}} ; K_{cd} = 1,0 \quad (11)$$

et la tension de tenue de coordination au choc de manœuvre s'écrit

$$U_{cw} = K_{cd} \times U_{ps} \quad (12)$$

où

U_{ps} est le niveau de protection au choc de manœuvre du parafoudre;

U_{e2} est la valeur à 2 % de l'amplitude de la surtension à front lent présumée entre phase et terre;

U_{cw} est la tension de tenue de coordination au choc de manœuvre du matériel;

K_{cd} est le facteur de coordination déterministe.

NOTE 1 Le facteur de 1,0 à 1,1 prend en compte la fréquence élevée de surtensions dont les amplitudes sont égales au niveau de protection du fait de la troncature de la répartition des surtensions par le parafoudre. Plus le niveau de protection est faible, plus la fréquence des surtensions est grande. Du fait des incertitudes concernant la tenue du matériel, il convient d'augmenter la marge entre la tension de tenue et le niveau de protection conjointement à la plus grande fréquence des surtensions, et ce afin de maintenir un degré de risque donné.

NOTE 2 Si U_{e2} est inférieure à $U_{ps}/1,2$ U_{cw} , la protection par les parafoudres ne doit pas obligatoirement être prise en compte.

6.3.2.7 Protection contre les surtensions à front rapide

6.3.2.7.1 Généralités

En général, les parafoudres ne peuvent pas protéger de manière appropriée le matériel avec des distances de séparation importantes entre les entrées de ligne et le matériel à protéger. La hauteur des parafoudres allant jusqu'à plusieurs mètres, en particulier pour les parafoudres haute tension de poste, cela peut réduire de façon significative la distance de protection et, par conséquent, affecter la marge de protection en ce qui concerne les transitoires à front rapide. Cela est dû au fait que la hauteur du parafoudre est contenue dans la distance maximale de protection globale. Par conséquent, les parafoudres sont généralement installés aussi près que possible du matériel essentiel. Il peut être nécessaire d'installer des parafoudres supplémentaires aux entrées de ligne pour limiter l'amplitude des surtensions qui entrent dans le poste.

La présence d'une capacité d'onde substantielle à la borne de ligne ou à l'entrée d'un poste peut réduire la raideur de l'onde incidente. La tension de tenue pour la coordination des surtensions à front rapide (tension de tenue de coordination, U_{cw}) peut alors être déterminée à partir d'une formule empirique "modifiée", qui tient compte des caractéristiques fondamentales du comportement de surtension de la foudre dans les postes (voir IEC 60071-2). Le facteur de réduction de la raideur, f_s , est introduit afin de tenir compte des effets des capacités à l'entrée de la ligne. Comme indiqué à l'Annexe G, ce facteur est:

$$f_s = \frac{S_s}{S_0} = \frac{C_0}{(C_0 + C_s)} = \frac{1}{(1 + C_s/C_0)} \quad (13)$$

où

S_0 est la raideur due au seul effet couronne (voir formule G.4);

S_s est la raideur avec la capacité ajoutée;

C_s est la capacité d'onde effective à la borne de la ligne, en μF ;

C_0 est la capacité d'onde équivalente de l'onde incidente par rapport à l'effet couronne (voir formule G.5).

La tension de tenue de coordination résultante compte tenu des capacités d'entrée de ligne est:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \times f_s}{N} \times \frac{L_t}{L_{sp} + L_f} \quad (14)$$

où

U_{cw} est la tension de tenue de coordination au choc de foudre;

U_{pl} est le niveau de protection au choc de foudre du parafoudre;

A est la tension conforme au Tableau 3 qui décrit le comportement vis-à-vis de la foudre de la ligne aérienne raccordée au poste;

f_s est le facteur de réduction de la raideur avec capacité d'onde à la borne de la ligne;

N est le nombre de lignes raccordées au poste ($N = 1$ ou $N = 2$);

L_t est la longueur totale $L + L_1 + L_2 + L_A$, (voir Figure 8 et Figure 9);

L_{sp} est la longueur d'une portée;

$L_f = R_a/r$ est la longueur de la ligne aérienne en amont du poste dont le taux d'événements de foudre est égal au taux de défaillances acceptable. La fraction de droite multipliée par A/N est proportionnelle à la raideur de l'onde incidente représentative. Noter que des unités cohérentes doivent être utilisées dans la formule (14);

- R_a est le taux de défaillances acceptable (nombre de défaillances par unité de temps) pour le matériel protégé;
- r est le taux de coupures d'une ligne aérienne (nombre de coupures par unité de temps et de longueur) par an pour une conception correspondant au premier kilomètre en amont du poste. Si $N = 2$, les taux doivent être ajoutés.

Dans le cas des lignes de distribution, les taux de coupures sont habituellement élevés par rapport aux taux de défaillances acceptables, c'est-à-dire que la longueur de la ligne aérienne L_f dans la formule (14) est faible et peut être ignorée. La formule (14) est alors simplifiée:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \times f_s}{N} \times \frac{L_t}{L_{sp}} \quad (15)$$

Tableau 3 – Définition du facteur A des formules (14 et 15) pour différentes lignes aériennes

Configuration de ligne aérienne	A (kV)
Lignes de distribution (contournements entre phases)	
– avec traverses mises à la terre (contournement à la terre à basse tension)	900
– lignes sur poteaux en bois (contournement à la terre à haute tension)	2 700
Lignes de transmission (contournement monophasé à la terre)	
– à conducteur unique	4 500
– à faisceau de deux conducteurs	7 000
– à faisceau de quatre conducteurs	11 000
– à faisceau de six ou huit conducteurs	17 000
NOTE Pour les lignes de distribution, les tensions A sont plus faibles que pour une ligne de transmission monoconducteur, parce que dans les lignes de distribution se produisent des contournements entre phases ou des contournements multiples entre phase et terre qui conduisent ainsi à une répartition du courant et même à une limitation de l'amplitude de l'onde incidente dans le cas de traverses mises à la terre.	

Dans les réseaux de distribution dont les matériels ne sont pas protégés contre les chocs de foudre directs sur les conducteurs ou contre les contournements en retour, il est nécessaire de tenir compte des surtensions de foudre induites.

**Tableau 4 – Exemples pour les zones de protection calculées
par la formule (16) pour des postes ouverts**

Tension du réseau	Niveau de protection	Tension de tenue		Portée	Axf _s	Zone de protection L _p					
		assignée	de coordi- nation			r = 0,1 ^{a)} N = 2 m	r = 0,5 ^{a)}		r = 2 ^{a)}		r = 6 ^{a)} N = 2 m
							N = 1 m	N = 2 m	N = 1 m	N = 2 m	
kV	kV	kV	kV	m	kV	m	m	m	m	m	m
24	80	125	109	100	2 700	–	–	–	2,4	4,8	3,0
				200	900	–	–	–	10,4	20,8	15,5
123	350	550	478	300	fs = 1,0, 4 500	160	23	46	12,0	24	–
					fs = 0,5, 2 250	320	46	92	24,0	48	–
245	450	950	827	300	fs = 1,0, 7 000	300	43	86	23	46	–
					fs = 0,5, 3 500	600	86	172	46	92	–
420	800	1 425	1 240	400	fs = 1, 11 000	116	36	72	21	42	–
					fs = 0,5, 5 500	232	72	144	42	84	–
550	900	1 550	1 352	400	fs = 1, 11 000	236	37	74	22	43	–
					fs = 0,5, 5 500	472	74	148	44	86	–
765	1 474	2 100	1 828	400	fs = 1, 11 000	186	29	57	17	28	–
					fs = 0,5, 5 500	372	58	114	34	56	–

r taux de coupures de conception de ligne (pour 100 km et par an) correspondant au premier kilomètre en amont du poste.

a) dimensions en 1 pour 100 km et par an.

f_s facteur de capacité d'onde, par exemple pas de capacité d'onde:
f_s = 1,0 (C_s = 0, C_o estimé à partir de l'onde incidente),
f_s = 0,5 (lorsque C_s = C_o ajouté).

Dans le cas de surtensions à front rapide, les zones de protection des parafoudres peuvent également être déterminées par le taux de défaillances acceptable choisi pour une étude. L'IEC 60071-2 propose des valeurs comprises entre 0,1 % par an et 0,4 % par an. Une valeur type de 0,25 % par an est utilisée dans les exemples du Tableau 4.

La formule (15) décrit la chute de tension par unité en fonction du comportement vis-à-vis de la foudre de la ligne aérienne raccordée au matériel, de la configuration du poste et du taux de défaillances acceptable qui a été adopté pour le matériel. A la lumière des connaissances existantes relatives au comportement vis-à-vis de la foudre des lignes aériennes et aux effets couronne d'amortissement, la constante A a été déterminée de manière à obtenir une adéquation entre les tensions de tenue calculées à l'aide de la formule (15) et l'expérience acquise en exploitation avec des zones de protection mises en œuvre depuis longtemps (voir Tableau 4). La formule peut ne pas être utilisée pour déterminer les amplitudes des surtensions pour un événement de foudre spécifique sur la ligne aérienne.

Lorsque la tension de tenue au choc de foudre assignée du matériel est sélectionnée, la zone de protection du parafoudre peut être estimée à partir de la formule (16):

$$L_p = \frac{N}{(A \times f_s)} \left[\left(\frac{U_{rw}}{1,15} \right) - U_{pl} \right] (L_{sp} + L_f) \quad (16)$$

où

L_p est la zone de protection;

U_{rw} est la tension de tenue au choc de foudre exigée.

La formule (16) montre que, pour un poste donné, la zone de protection augmente avec:

- l'accroissement de la différence entre la tension de tenue assignée et le niveau de protection;
- la réduction de la raideur de l'onde incidente en augmentant la capacité d'onde à la borne de la ligne;
- la décroissance du taux de coupures de la ligne aérienne en amont du poste, démontrant ainsi l'effet d'une meilleure protection par des câbles de garde et par une impédance réduite au pied du pylône;
- l'accroissement des taux de défaillances acceptables, ce qui signifie que le matériel situé au-delà de la distance de protection peut encore être protégé, mais avec un taux de défaillances plus élevé.

6.3.3 Choix des parafoudres de ligne (LSA)

6.3.3.1 Généralités

Il existe deux conceptions différentes de parafoudres de ligne, à savoir les parafoudres de ligne sans éclateur (NGLA) ou les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA), qui présentent quelques caractéristiques différentes qui les rendent plus ou moins adaptés à certaines utilisations. Les parafoudres de ligne sans éclateur (NGLA) sont soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-4, tandis que les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) sont soumis à l'essai conformément à l'IEC 60099-8. Les parafoudres de ligne actuels comportent généralement une enveloppe synthétique qui leur confère des avantages significatifs par rapport aux parafoudres à enveloppe en porcelaine, pour cette utilisation. Pour de plus amples informations, voir la brochure technique CIGRÉ TB 440 [78].

6.3.3.2 Choix des parafoudres de ligne sans éclateur (NGLA)

6.3.3.2.1 Généralités

Les parafoudres de ligne sans éclateur sont adaptés à toutes les tensions de réseau et à la protection contre les phénomènes liés aux chocs de foudre et/ou de manœuvre.

Le choix des parafoudres de ligne sans éclateur pour la protection des lignes diffère peu du choix de parafoudres types. L'utilisation de déconnecteurs pour les parafoudres de lignes sans éclateur, également pour des tensions de réseau supérieures à celles des réseaux de distribution, constitue la différence la plus importante. La procédure itérative suivante, représentée à la Figure 21, est recommandée pour le choix des parafoudres de ligne sans éclateur:

- déterminer la tension de régime permanent du parafoudre par rapport à la tension de régime la plus élevée du réseau;
- déterminer la tension assignée du parafoudre par rapport aux surtensions temporaires;

- estimer les amplitudes, la charge (ou l'énergie des parafoudres associée) et la probabilité des courants de décharge de foudre présumés à travers le parafoudre, déterminer les caractéristiques assignées de transfert de charges thermiques et d'énergie thermique et la valeur haute du courant du parafoudre compte tenu d'un taux de défaillances du parafoudre acceptable;

NOTE Les courants de décharge aux chocs de foudre et l'énergie de décharge associée peuvent être bien plus élevés que dans le cas des applications de poste, notamment avec des lignes sans câble de garde. Les courants de choc de manœuvre peuvent être moins élevés.

- choisir la valeur assignée de tenue aux courts-circuits par rapport au courant de défaut prévisible;
- choisir un parafoudre qui satisfait aux exigences formulées ci-dessus;
- déterminer les caractéristiques de protection contre les chocs de foudre et de manœuvre du parafoudre;
- placer le parafoudre aussi près que possible des isolateurs à protéger compte tenu des distances suffisantes en cas de surcharge du parafoudre et de manœuvre des déconnecteurs;
- déterminer la tension de tenue de coordination aux chocs de manœuvre du matériel protégé, en tenant compte des surtensions à front lent représentatives et de la configuration du réseau;
- déterminer la tension de tenue de coordination aux chocs de foudre, en prenant en considération:
 - l'onde de courant de choc représentative déterminée par le comportement vis-à-vis de la foudre de la ligne aérienne à laquelle le parafoudre est raccordé (densité de coups de foudre au sol, incidence de l'amorçage sur la ligne, résistance au pied du pylône, etc.) et le taux de contournements acceptable de l'isolement protégé;
 - la configuration de la ligne;
 - la longueur des conducteurs de connexion entre le parafoudre et l'isolement protégé;
- déterminer le niveau d'isolement assigné du matériel selon l'IEC 60071;
- si un niveau d'isolement assigné du matériel moins élevé est souhaité, il convient alors d'étudier des solutions telles que le choix d'une tension assignée moins élevée, d'un courant nominal de décharge plus élevé, d'une capacité de décharge aux chocs de foudre supérieure, une conception différente de parafoudre ou une réduction de la distance des conducteurs de connexion entre le parafoudre et l'isolement protégé;

NOTE 1 Une tension assignée moins élevée peut altérer la fiabilité de service des parafoudres, en raison de la contrainte de tension spécifique plus élevée sous U_C .

NOTE 2 Les niveaux d'isolement propres aux lignes peuvent être différents des niveaux donnés dans l'IEC 60071.

NOTE 3 Le cas normal peut exiger d'installer des parafoudres sur une ligne existante. Les tensions de tenue de coordination aux chocs de manœuvre et de foudre sont ensuite comparées aux niveaux d'isolement existants de la ligne.

- il convient que le calcul du contournement et du taux de coupures de la ligne tienne compte du risque de surcharge des parafoudres en raison des décharges de foudre.

6.3.3.2.2 Tension assignée

La tension assignée doit être choisie de sorte que les niveaux de protection aux chocs de foudre et de manœuvre soient coordonnés en dessous des LIWV et SIWV de l'isolement des lignes, respectivement. Le choix de la tension assignée n'est pas particulièrement fondamental, étant donné qu'il existe généralement une marge importante entre la LIWV de l'isolement des lignes et les niveaux de protection, et que des marges de protection supplémentaires n'offrent aucun avantage. Il n'est de ce fait pas recommandé de choisir les caractéristiques les plus faibles possible, dans la mesure où cela augmente le risque que ces parafoudres puissent être soumis à des contraintes provoquées par des surtensions à fréquence industrielle inutilement élevées. Cela s'effectue généralement par le choix, pour les parafoudres de ligne sans éclateur, d'une tension assignée plus élevée et/ou de caractéristiques assignées moins élevées par rapport à celles choisies pour les parafoudres de poste. Ce type de choix permet également de s'assurer que les parafoudres ne sont pas soumis à des contraintes inutiles provoquées par des énergies de manœuvre ou des décharges de capacité élevées, dont il convient que la prise en charge soit assumée par les parafoudres de poste.

6.3.3.2.3 Classe de parafoudre et exigences relatives à la charge et à l'énergie

Les parafoudres de ligne sans éclateur sont choisis par rapport à leur classification et, pour les parafoudres de ce type dont la tension assignée est supérieure à 52 kV, également par rapport à leur capacité de décharge aux chocs de foudre, définie dans l'Annexe H de l'IEC 60099-4:2014. Les parafoudres de ligne sans éclateur installés sur des lignes avec câble de garde ont généralement un courant nominal de décharge de 5 kA ou 10 kA conforme à l'IEC avec des caractéristiques assignées de transfert de charges Q_{rs} de 0,5 C à 1,6 C selon leur utilisation.

Pour les parafoudres de ligne sans éclateur installés, à des fins de protection contre la foudre, sur des lignes sans câble de garde, un courant nominal de décharge de 10 kA ou 20 kA conforme à l'IEC avec des caractéristiques assignées de transfert de charges de 1,0 C à 2,4 C, peut être appliqué selon les niveaux isokérauniques (jours d'orage/an, T_D) et le taux de coupures acceptable. Des logiciels spéciaux du commerce existent et fournissent un guide concernant la charge/l'énergie dissipée des chocs de foudre.

Les parafoudres de ligne sans éclateur dédiés à la protection contre les surtensions de manœuvre sont choisis de manière à avoir les mêmes caractéristiques assignées de transfert de charges IEC, ou dans la plupart des cas, des caractéristiques assignées de transfert de charges IEC inférieures à celles des parafoudres de poste. Pour cette raison, dans le cas de lignes de plus grande longueur, les parafoudres de ligne sans éclateur sont placés au centre, réduisant ainsi la longueur de ligne, mais aussi la charge et l'énergie pour le parafoudre de ligne sans éclateur concerné. Généralement, un courant nominal de décharge de 10 kA ou 20 kA conforme à l'IEC avec des caractéristiques assignées de transfert de charges Q_{rs} de 1,6 C à 3,6 C peut être appliqué. Ces valeurs de charge correspondent principalement aux anciennes classes de décharge de ligne 3 à 5 (voir Tableau H.3 de l'Annexe H) [16] [83].

6.3.3.2.4 Elimination des défauts et déconnecteurs

Les déconnecteurs permettent de faciliter le réenclenchement rapide, étant donné que les parafoudres de ligne sans éclateur sont raccordés directement aux isolateurs de lignes autorégénérateurs. Il n'est habituellement pas admis que les déconnecteurs procèdent à la déconnexion automatique des parafoudres de poste haute tension en cas de défaillance d'un parafoudre, dans la mesure où l'isolation du matériel de poste est généralement non autorégénératrice et où il convient de ne pas la remettre sous tension sans protection.

Ces déconnecteurs montés en série avec les parafoudres de ligne sans éclateur servent également d'indicateurs, qui permettent de détecter facilement les parafoudres NGLA soumis à des surcharges par un examen visuel.

Ces déconnecteurs sont associés à quelques exigences différentes de celles relatives aux parafoudres de distribution, en ce sens qu'ils doivent s'adapter à la tenue de transfert de charges des parafoudres de lignes sans éclateur. Ces déconnecteurs doivent par conséquent

être capables de résister tant à des courants de chocs plus élevés qu'à des chocs de plus longue durée, par rapport aux déconnecteurs destinés aux parafoudres de distribution; en fait, les déconnecteurs doivent satisfaire à tous les essais de type que le parafoudre de ligne sans éclateur est capable de subir. Les exigences essentielles relatives au déconnecteur doivent vérifier que ce dernier ne fonctionne pas, à moins que le parafoudre de ligne sans éclateur ne soit soumis à une surcharge et qu'il fonctionne suffisamment rapidement pour faciliter le réenclenchement rapide.

Par conséquent, une coordination des temps d'ouverture des déconnecteurs, selon les courants de court-circuit, par rapport aux temps de fonctionnement réels du système de réenclenchement est nécessaire, en particulier pour les réseaux non directement mis à la terre qui ont des courants de court-circuit très faibles.

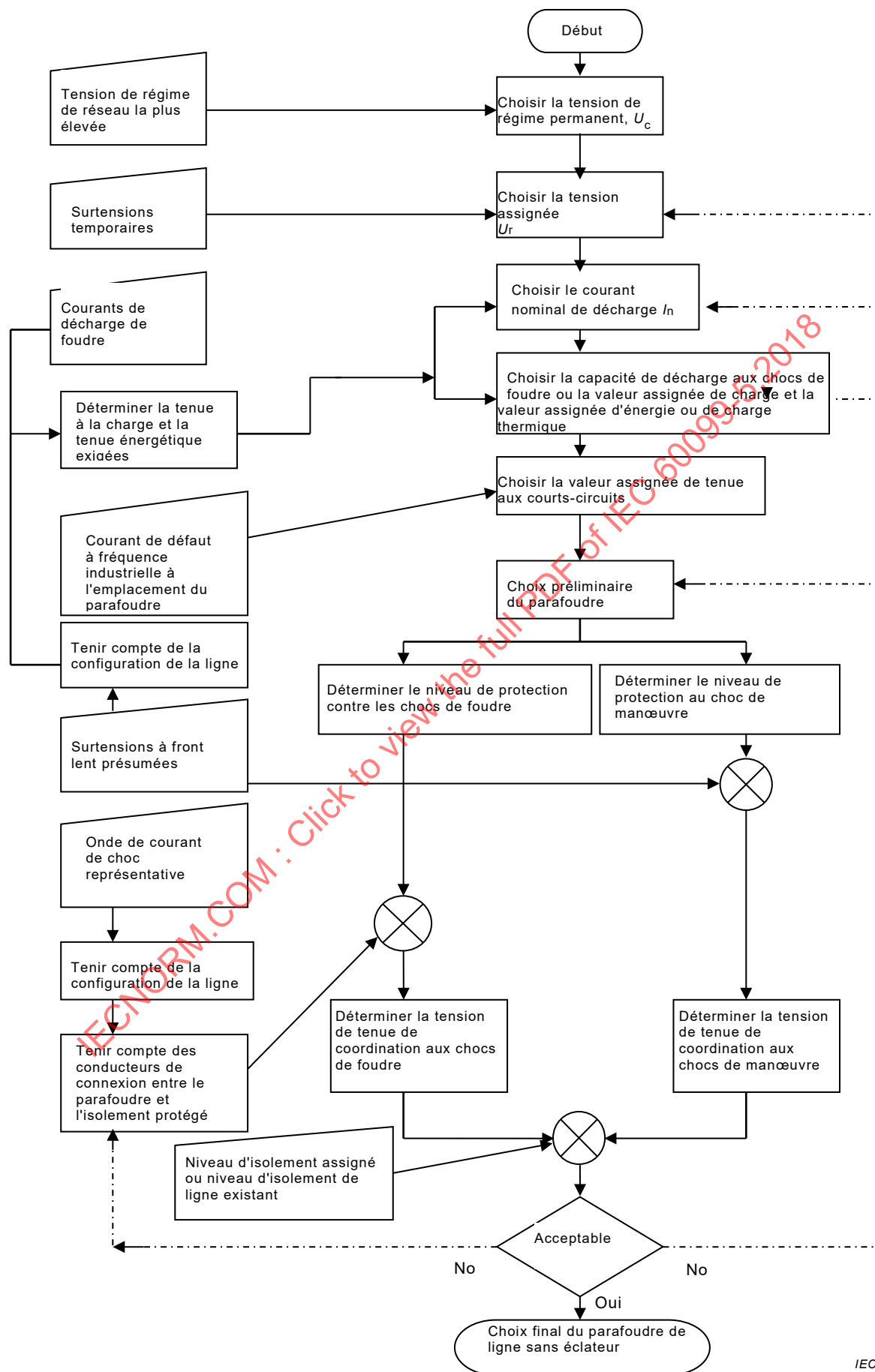
Le dispositif de déconnexion est souvent plus faible mécaniquement que le reste de l'installation. Ainsi, la longueur du conducteur de liaison du parafoudre de ligne sans éclateur avec la terre ou le conducteur de phase doit être suffisamment grande pour s'assurer que les mouvements des parafoudres et/ou de la ligne de transmission ne soumettent pas le dispositif de déconnexion au risque de pouvoir se rompre sous l'action d'une fatigue mécanique.

Le pylône qui comporte un parafoudre de ligne sans éclateur soumis à une surcharge doit, après l'opération de déconnexion, présenter de préférence des valeurs LIWV et SIWV identiques à celles observées avant l'installation du parafoudre, étant donné qu'un parafoudre NGLA défaillant peut ne pas être remplacé rapidement.

6.3.3.2.5 Utilisations des parafoudres de ligne sans éclateur

Les parafoudres de ligne sans éclateur sont adaptés à toutes les utilisations mentionnées au 6.2.4, étant donné qu'ils peuvent être choisis pour assurer une protection contre les surtensions de choc de foudre et de manœuvre.

Avec chaque pylône qui comporte un parafoudre de ligne sans éclateur, il est aujourd'hui possible de concevoir des lignes de transmission compactes avec des distances bien plus courtes que celles rencontrées traditionnellement, si la pollution ne constitue pas le facteur de limitation de l'isolement des lignes. Les parafoudres de ligne sans éclateur peuvent également contribuer à l'amélioration des tensions de réseau existantes sur les pylônes et lignes exploités, plus particulièrement pour les anciennes tensions de réseau non couramment appliquées. Pour cette application, les parafoudres de ligne sans éclateur peuvent être utilisés soit sur la ou les phases supérieures en remplacement des câbles de garde dans les régions à densité de coups de foudre au sol modérée, soit sur l'ensemble des trois phases avec des câbles de garde. La présence de parafoudres de ligne sans éclateur est recommandée dans la mesure où des surtensions à front rapide et à front lent peuvent être critiques.



IEC

Figure 21 – Organigramme pour le choix des parafoudres de ligne sans éclateur

Le positionnement de parafoudres de ligne sans éclateur sur toutes les phases des pylônes les plus proches d'un poste peut supprimer plus ou moins l'impact des contournements en retour à proximité du poste. Ceci entraîne une raideur et une amplitude réduites des ondes incidentes. Ceci améliore la protection effective des parafoudres de poste dans le cas des postes isolés dans l'air, et peut rendre inutile l'installation de parafoudres à enveloppe métallique même pour des installations GIS de grandes dimensions. Des parafoudres de ligne sans éclateur doivent être utilisés pour cette application, dans la mesure où il convient que la surtension incidente ait une amplitude réduite, ainsi qu'un temps de montée le plus lent possible à l'entrée du poste. Ceci contribue à l'augmentation de la distance de protection minimale à l'intérieur du parafoudre GIS. Des colonnes en parallèle peuvent alors représenter la solution la plus économique. Ces colonnes en parallèle qui ont la même tension assignée ne doivent pas être adaptées par rapport au partage du courant, dans la mesure où elles sont destinées uniquement à réduire les niveaux de protection.

6.3.3.3 Choix des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA)

6.3.3.3.1 Généralités

Le bloc de varistances en série (SVU) des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur n'est pas exposé de façon permanente à la tension de réseau, ce qui constitue une différence par rapport aux parafoudres de ligne sans éclateur. De ce fait, le choix de la tension assignée des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur diffère de celui des parafoudres sans éclateur. La coordination des caractéristiques des éclateurs avec les valeurs LIWV et SIWV de l'isolement de ligne protégé constitue une autre fonctionnalité importante.

La procédure itérative suivante, représentée dans l'organigramme de la Figure 22, est recommandée pour le choix des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur:

- déterminer la tension assignée du parafoudre par rapport à la tension de régime de réseau la plus élevée et de la surtension temporaire au cours des amorçages;
- estimer les amplitudes, la charge et la probabilité des courants de décharge de foudre présumés à travers le parafoudre, choisir le courant nominal de décharge, la valeur du choc de courant de grande amplitude et la capacité de décharge aux chocs de foudre du parafoudre compte tenu d'un taux de défaillances du parafoudre acceptable;
- choisir la valeur assignée de tenue aux courts-circuits par rapport au courant de défaut prévisible;
- choisir un parafoudre qui satisfait aux exigences formulées ci-dessus;
- déterminer la tenue diélectrique des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (SVU en court-circuit) par rapport aux surtensions à front lent maximales observées sur le réseau;
- déterminer les caractéristiques de protection contre les chocs de foudre du parafoudre qui comprennent la surtension d'amorçage pour les tensions à front rapide, ainsi que les tensions de chocs de foudre normales et les tensions résiduelles, pour le courant nominal de décharge et le courant élevé;
- déterminer la tension de tenue de coordination aux chocs de foudre, en prenant en considération:
 - l'onde de courant de choc représentative déterminée par le comportement vis-à-vis de la foudre de la ligne aérienne à laquelle le parafoudre est raccordé (densité de coups de foudre au sol, incidence de l'amorçage sur la ligne, résistance au pied du pylône, etc.) et le taux de contournements acceptable de l'isolement protégé;
 - la configuration de la ligne;

NOTE 1 Une tension assignée moins élevée peut réduire la fiabilité de service des parafoudres.

NOTE 2 Les niveaux d'isolement propres aux lignes peuvent être différents des niveaux donnés dans l'IEC 60071.

NOTE 3 Le cas normal peut exiger d'installer des parafoudres sur une ligne existante. La tension de tenue de coordination aux chocs de foudre est ensuite comparée au niveau d'isolement existant de la ligne.

- il convient que le calcul du contournement et du taux de coupures de la ligne tienne compte du risque de surcharge des parafoudres en raison des décharges de foudre;
- les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur sont considérés comme étant installés directement en parallèle avec l'ensemble isolateur. L'influence des conducteurs de connexion doit être prise en compte dans les tensions résiduelles données pour le parafoudre conformément à l'IEC 60099-8:2011.

6.3.3.3.2 Tension assignée

La tension assignée du SVU est déterminée par la pleine tension phase-terre lors du fonctionnement du parafoudre, de sorte que le SVU puisse gérer cette tension à fréquence industrielle pendant la durée d'un demi-cycle. Cette durée est conditionnée par le fait que l'éclateur doit toujours être capable de désamorcer pendant la durée du premier demi-cycle au maximum. De plus, la tension assignée du SVU est choisie de sorte que les caractéristiques de protection des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur, qui tiennent compte à la fois de la tension résiduelle du SVU et de la surtension d'amorçage de l'éclateur extérieur, soient coordonnées de manière à se situer au-dessous de la LIWV de l'isolement de ligne. Il n'y a pas d'exigences pour U_c . Ainsi, la tension assignée pour le SVU est choisie inférieure à la tension utilisée pour toute autre utilisation des parafoudres sur le réseau. De ce fait, le SVU peut être plus compact et plus léger par rapport aux parafoudres de ligne sans éclateur, ce qui facilite également l'installation de parafoudres de ligne avec éclateur extérieur sur des pylônes à circuit multiple encombrés.

6.3.3.3.3 Classe de parafoudre et exigences relatives au transfert de charges

6.3.3.3.3.1 Généralités

Les parafoudres de ligne avec éclateur extérieur sont choisis par rapport à leur classification et également par rapport à leur capacité de décharge aux chocs de foudre, définie dans l'Annexe H de l'IEC 60099-4:2014. Un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur installé sur des lignes avec câble de garde a un courant nominal de décharge type de 5 kA, 10 kA, 15 kA ou 20 kA pour les classes Y1-Y4 (forme d'onde 2/20 μ s), ou de 5 kA, 10 kA ou 20 kA pour les classes X1-X4 (forme d'onde 8/20 μ s) conformément au Tableau 1 de l'IEC 60099-8:2011. Le choix de la classe de parafoudre de ligne avec éclateur extérieur dépend fortement des conditions d'utilisation, telles que les emplacements des parafoudres EGLA (ensemble des pylônes sur trois phases d'un circuit sur une ligne à double circuit, pylônes limités sur toutes les phases de deux circuits sur une ligne à double circuit, etc.), les configurations de lignes (ligne avec câble de garde, ligne sans câble de garde, positions des conducteurs et des câbles de garde, portée et hauteur des pylônes, etc.), la résistance au pied des pylônes, la densité de coups de foudre au sol, la répartition du courant de foudre, la forme d'ondes des chocs de foudre, etc. Par conséquent, il est recommandé d'adopter la simulation détaillée pour obtenir le service de courant de foudre des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur, c'est-à-dire le courant de foudre maximal qui s'écoule dans les EGLA, et l'énergie ou la charge absorbée par ces parafoudres EGLA.

Le Tableau 5 donne un exemple des conditions de calcul du service de courant de foudre de parafoudres de ligne avec éclateur extérieur installés sur des lignes de transmission de 77 kV au Japon, avec utilisation d'un câble de garde. Les EGLA sont installés sur tous les pylônes sur trois phases d'un circuit d'une ligne à double circuit, et la forme d'onde des chocs de foudre est de 2/70 μ s. Dans ce cas, le choc de courant de grande amplitude de 25 kA (2/20 μ s) de classe Y2 correspond approximativement au choc de foudre direct de 30 kA (2/70 μ s) qui frappe le conducteur contigu au parafoudre de ligne avec éclateur extérieur ou au choc de plus de 400 kA qui frappe le câble de garde [76].

Tableau 5 – Exemple des conditions de calcul du service de courant de foudre des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur sur des lignes de transmission avec une tension de 77 kV

Elément			Etat
Blindage de la ligne			Ligne avec câble de garde
Emplacement de l'EGLA			Ensemble des pylônes sur 3 phases d'un circuit sur une ligne à double circuit
Choc de foudre	Forme d'onde		2/70 μs
	Point d'impact	Câble de garde	– Sommet du pylône
		Conducteur (défaut d'écran)	– Conducteur contigu à l'EGLA – Conducteur à une longueur de portée de ¼ par rapport au pylône – Conducteur à une demi-longueur de portée par rapport au pylône
Hauteur des conducteurs (par rapport au sol)	Câble de garde		37,3 m
	Phase supérieure		34,2 m
	Phase moyenne		30,4 m
	Phase inférieure		27,0 m
Pylône	Portée		300 m
	Résistance au pied		10 Ω
	Impédance d'onde		133 Ω
	Vitesse de propagation des ondes		210 m/μs

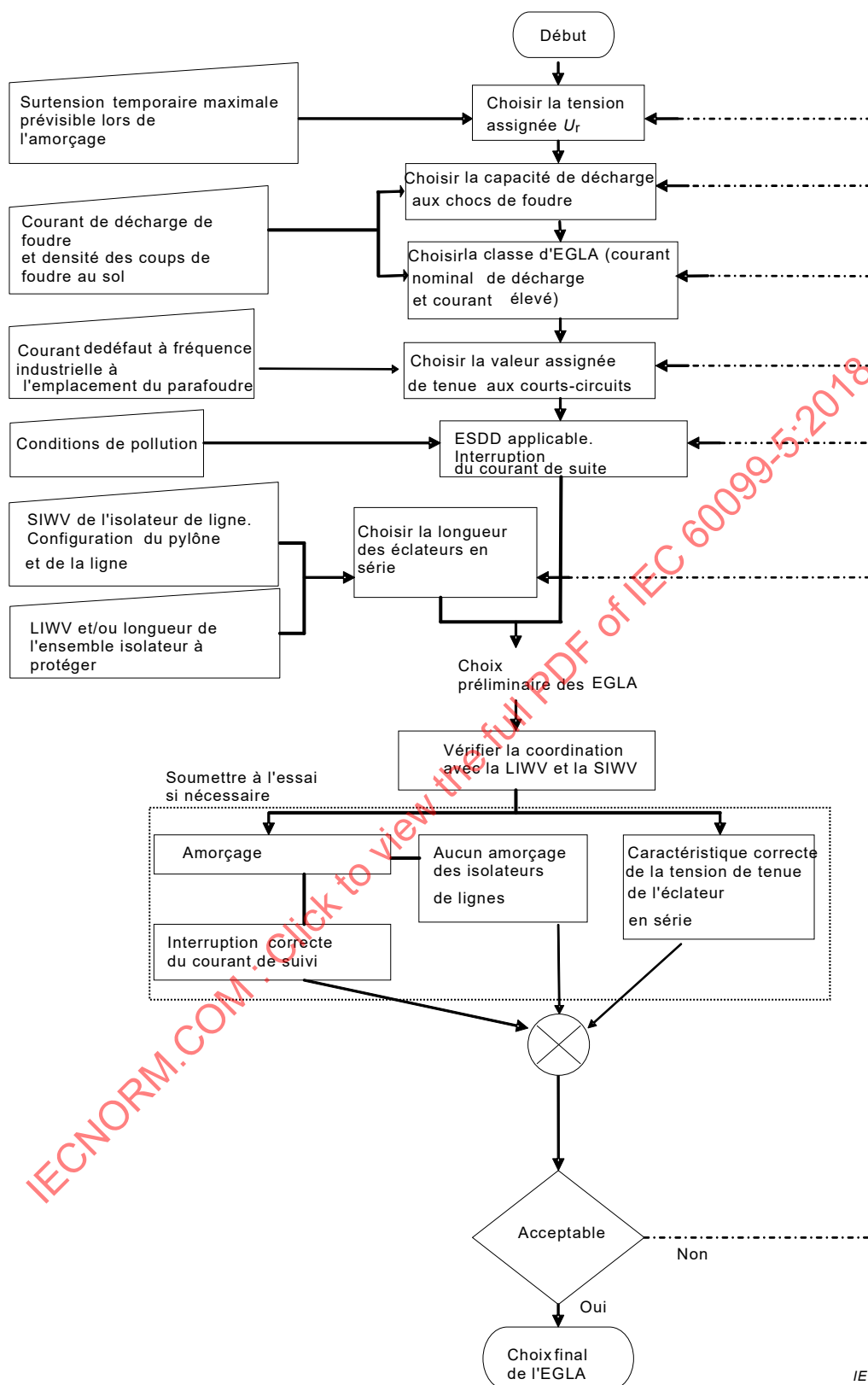


Figure 22 – Organigramme pour le choix des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur

6.3.3.3.2 Tenue diélectrique

Les parafoudres EGLA doivent présenter une capacité de tenue aux surtensions temporaires et aux surtensions à front lent si, dans la situation la plus défavorable, le SVU est mis en court-circuit par une défaillance. Il convient de déterminer la tension de tenue des EGLA en prenant les valeurs de surtensions et leurs fréquences d'occurrence. Il est par ailleurs recommandé qu'elle ne soit pas inférieure aux niveaux pratiques d'isolement de la ligne (comme pour la tension de tenue à fréquence industrielle, l'IEC 60099-8:2011 spécifiant une tension de tenue égale à 1,2 fois la tension assignée). Les parafoudres EGLA doivent résister à ces tensions dans des conditions humides sous réserve que le SVU soit défaillant et mis en court-circuit, la simulation du SVU défaillant étant réalisée par sa mise en court-circuit au moyen d'un câble métallique.

Le SVU doit résister à sa tension résiduelle lorsque le courant de foudre s'écoule après amorçage de l'éclateur extérieur en série. L'enveloppe du SVU décrite dans l'IEC 60099-8:2011 doit résister à une tension de choc de foudre égale à 1,13 fois la tension résiduelle à un choc de courant de grande amplitude pour la "série Y" et à 1,4 fois la tension résiduelle au courant nominal de décharge pour la "série X", pour laquelle le facteur de 1,4 couvre les variations des conditions atmosphériques et les courants de décharge à un niveau qui atteint jusqu'à trois fois le courant nominal de décharge.

Une plus grande distance est préférable concernant la tenue diélectrique de l'éclateur extérieur en série, mais la coordination de l'isolement entre la tension d'amorçage de l'éclateur extérieur en série et la tension de tenue de l'ensemble isolateur doit toutefois être prise en compte. Une distance plus courte est préférable pour la coordination de l'isolement.

6.3.3.3.4 Coordination de l'isolement de l'éclateur

Le parafoudre de ligne avec éclateur extérieur (EGLA) est destiné uniquement à protéger l'ensemble isolateur installé en parallèle au parafoudre EGLA contre les surtensions de choc. Un parafoudre de ligne avec éclateur extérieur ne doit pas amorcer lorsqu'il est exposé à des surtensions à front lent et des surtensions à fréquence industrielle éventuelles qui apparaissent sur le réseau, y compris dans des conditions de pollution et/ou d'humidité. Si le SVU est soumis à une surcharge, il est mis en court-circuit, et l'éclateur ne doit pas amorcer en cas de réenclenchement, ou en présence de surtensions à front lent ou de surtensions temporaires éventuelles du réseau. Pour obtenir une coordination de l'isolement acceptable entre la tenue à la LIWV de l'ensemble isolateur, en parallèle au parafoudre de ligne avec éclateur extérieur, et la protection effective de ce dernier, il est recommandé d'appliquer le critère suivant:

$$U_{50\text{EGLA}} + X \times \sigma < U_{50\text{LI}} - X \times \sigma \quad (17)$$

où

$U_{50\text{LI}}$ est la tension de contournement d'une probabilité de 50 % de l'isolateur au choc de foudre normal;

$U_{50\text{EGLA}}$ est la tension d'amorçage d'une probabilité de 50 % pour le parafoudre de ligne avec éclateur extérieur au choc de foudre normal. Par ailleurs, $U_{50\text{EGLA}}$ doit être la tension maximale avec ou sans le SVU mis en court-circuit;

σ est l'écart-type applicable aux chocs de foudre, fixé à 3 % de la valeur U_{50} ;

X la valeur recommandée est de 2,5.

Une valeur plus élevée de X spécifiée en (17) donne une probabilité de contournement de l'isolateur moins grande. Partant de l'hypothèse selon laquelle les surtensions de choc sont toujours suffisamment élevées pour entraîner l'amorçage du parafoudre de ligne avec éclateur extérieur, la répartition de la tension d'amorçage peut être considérée comme la répartition de la contrainte de tension sur l'isolateur. Lorsque

$$U_{50\text{EGLA}} + X \times \sigma = U_{50\text{LI}} - X \times \sigma \quad (\sigma = 3 \%) \quad (18)$$

la probabilité de contournement de l'isolateur peut être obtenue par la probabilité commune d'apparition de la tension d'amorçage (contrainte de tension exercée sur l'isolateur) et de la tension de contournement de l'isolateur présentée dans le Tableau 6. La valeur X de 2,5 indiquée dans ce tableau spécifie une probabilité de contournement de l'isolateur suffisamment faible.

6.3.3.3.5 Utilisation des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur (EGLA)

Ces parafoudres peuvent être utilisés uniquement pour la protection contre les contournements dus aux défauts d'écran, et sont généralement utilisés avec des lignes avec câble de garde pour assurer la protection contre le contournement en retour ou les défauts d'écran. En cas de surcharge des parafoudres, il convient de noter qu'une détection visuelle d'un SVU défaillant peut se révéler difficile. Un indicateur de défaut peut par conséquent être utilisé. Il convient que les indicateurs de défaut signalent d'une manière visuelle claire toute défaillance d'un protecteur de ligne avec éclateur extérieur.

Il doit être noté que le pylône qui comporte un parafoudre EGLA défaillant a toujours une LIWV inférieure à celle initialement générée par les caractéristiques d'amorçage exigées. Il est de ce fait recommandé de remplacer le parafoudre défaillant rapidement.

Tableau 6 – Probabilité de contournement de l'isolateur dans la formule (18)

Valeur X	Probabilité
2	0,0 024
2,5	0,00 021
3	0 000 012

6.3.4 Choix des parafoudres pour la protection des câbles

6.3.4.1 Protection contre la surtension des câbles raccordés aux lignes aériennes

La différence essentielle entre les paramètres électriques des lignes aériennes et des câbles se traduit par l'impédance d'onde et la vitesse de l'onde progressive. Les valeurs applicables aux lignes aériennes à conducteur unique se situent dans la plage comprise entre 300 Ω et 450 Ω , et les valeurs applicables aux câbles se situent dans la plage comprise entre 20 Ω et 60 Ω . Cette différence génère tout d'abord une réduction importante de la surtension incidente dès que l'onde progressive pénètre dans le câble. L'onde de tension réduite se propage dans le câble et est réfléchiée à son extrémité, de sorte que la tension y est presque doublée. Ensuite, l'onde se redirige vers l'entrée du câble et subit en ce point une nouvelle réflexion, etc. De cette manière, la surtension dans le câble atteint une valeur maximale théorique doublée, si le câble est raccordé à une ligne aérienne ou si une extrémité du câble "voit" une extrémité ouverte. Cette pointe de surtension maximale dépend de la longueur de câble, et de ce fait, pour une longueur de câble de quelques dizaines de mètres seulement, la surtension maximale peut atteindre une valeur proche de la valeur théorique, et plus la longueur de câble est grande, moins la surtension maximale est importante.

Pour un câble, la réflexion de l'onde transitoire à son extrémité représente un risque élevé et peut provoquer des contournements avec des dommages ultérieurs à l'isolement du câble. Ce risque ne peut être réduit que par l'utilisation de parafoudres à cette extrémité de câble. Il convient par conséquent de traiter les extrémités du câble comme du matériel de poste en ce qui concerne la coordination de l'isolement.

La protection des extrémités de câble contre les surtensions peut être améliorée en utilisant des câbles de garde le long des trois à quatre dernières portées. Pour une meilleure protection de la ligne aérienne, il est recommandé d'utiliser de faibles impédances au pied des pylônes au niveau des bornes des câbles.

Les parafoudres doivent être placés directement à proximité des extrémités de câbles. Il convient que les conducteurs de connexion soient les plus courts possible. La connexion de terre du parafoudre doit être directement reliée à la gaine du câble.

Les câbles de plus grande longueur entre les lignes aériennes nécessitent une protection par parafoudre aux deux extrémités. Une protection unilatérale est dans certains cas suffisante pour les sections de câble courtes. La présence d'un parafoudre à une extrémité peut effectivement offrir une protection suffisante de l'autre extrémité. En l'absence d'études détaillées sur la coordination de l'isolement, il est recommandé d'installer des parafoudres aux deux extrémités du câble de la ligne aérienne.

Etant donné que les câbles peuvent accumuler une énergie relativement importante, il est recommandé de choisir des parafoudres dont la valeur assignée de transfert de charges est supérieure à celle utilisée pour la protection des postes de distribution. Ce choix offre en même temps une meilleure protection en raison de la tension résiduelle normalement moins élevée du parafoudre à la même tension U_c .

6.3.4.2 Protection de la gaine des câbles

La gaine des câbles électriques de réseaux haute tension n'est mise à la terre qu'à une extrémité pour des raisons thermiques (pertes actives dans la gaine des câbles en raison des courants circulants). Les courants qui circulent dans la gaine des câbles peuvent être évités ou du moins réduits en collant la gaine le long de la ligne de câble ou en la déconnectant du sol à des endroits précis afin d'augmenter le courant assigné de la ligne de câble. Il convient de protéger les extrémités ouvertes ainsi que les points de liaison contre les surtensions à fronts lent et rapide par des parafoudres adaptés.

Dans les réseaux de distribution, la mise à la terre bilatérale (des deux extrémités) ou unilatérale (d'une extrémité) uniquement d'une gaine de câble dépend de la gestion d'ensemble du réseau et de la longueur des sections de câbles.

Dans le cas d'une mise à la terre des deux extrémités de la gaine de câble, toute contrainte diélectrique exercée sur l'isolation de la gaine est évitée. La contrainte thermique qui s'exerce sur les câbles électriques des réseaux de distribution peut augmenter également jusqu'à une valeur critique en raison de courants de charge plus importants. Une augmentation des pertes actives totales constitue un inconvénient général de la mise à la terre des deux extrémités de la gaine de câble. Dans le cas des câbles types isolés par enveloppe synthétique moyenne tension, les pertes supplémentaires observées dans la gaine de câble sont de l'ordre de 2 % à 10 % par rapport aux pertes actives totales d'un raccord de câble. Les pertes actives supplémentaires peuvent cependant être évitées si un seul côté de la gaine de câble est mis à la terre, et si un parafoudre est installé du côté non mis à la terre de la gaine de câble.

Les tensions et courants de la gaine de câble sont influencés par:

- le courant de court-circuit d'une durée $t = 3 \text{ s}$ (valeur maximale dans les réseaux de distribution);
- le courant de charge;
- la pose des câbles, monophasés ou triphasés (plan triangulaire ou simple, espacement entre les câbles).

La tension induite dans la gaine de câble due au courant de charge peut être ignorée, tandis que la tension induite due au courant de court-circuit est fondamentale dans le choix d'un parafoudre. Compte tenu de la courbe de TOV du parafoudre, il est nécessaire que la tension induite, qui est appliquée au parafoudre jusqu'à ce que le défaut soit résolu, reste sous la courbe "sans énergie préalable".

La formule (19) peut être utilisée pour un calcul approché de la tension U des parafoudres de protection de la gaine de câble.

$$U_c \geq \frac{U_i \times I_k \times L_k}{T_c} \quad (19)$$

où

U_c est la tension de régime permanent en kV du parafoudre;

I_k est le courant de court-circuit maximal en kA du câble (monophasé);

L_k est la longueur de la section de câble en km non mise à la terre;

U_i est la tension induite en kV/(kA × km) dans la longueur de gaine de câble par unité;

T_c est le facteur TOV du parafoudre MO (par exemple, pour $t = 3$ s dans les réseaux de distribution:

$$T_c = U_{TOV} / U_c).$$

NOTE 1 U_i atteint au maximum une tension de 0,3 kV par kA de courant de défaut et par km de longueur de câble.

NOTE 2 Les fabricants peuvent indiquer la capacité TOV réelle du parafoudre par $T_r = U_{TOV} / U_r$ à la place de $T_c = U_{TOV} / U_c$. Le rapport entre T_r et T_c est identique à celui entre U_r et U_c .

La valeur assignée de transfert de charges doit être déterminée au cas par cas. Il convient que le niveau de protection soit aussi bas que possible, car la tenue de la gaine pendant sa durée de vie en service n'est pas bien définie et n'est assurée par aucun essai normalisé. Des calculs précis peuvent devoir être effectués pour les câbles de transmission.

NOTE 3 Les parafoudres dédiés à la protection des gaines de câbles sont parfois appelés limiteurs de tension de gaine (SVL, *sheath voltage limiters*).

6.3.5 Choix des parafoudres pour les réseaux de distribution – attention particulière

6.3.5.1 Généralités

Ces réseaux sont rarement protégés contre la foudre et sont ainsi soumis à des chocs de foudre directs. Les surtensions transitoires développées par la foudre constituent la principale source de préoccupation pour ce type de parafoudre. Les surtensions à front lent qui apparaissent sur les réseaux de distribution sont bien moins problématiques que les surtensions à front rapide et ne sont de ce fait pas prises en compte [1].

Une procédure similaire à celle représentée à la Figure 19a et à la Figure 19b pour les parafoudres de poste est utilisée pour les parafoudres de distribution.

6.3.5.2 Tenue énergétique

La contrainte électrique la plus importante que les parafoudres de distribution doivent traiter est associée à une décharge de foudre. Cet événement de transfert de charges génère de la chaleur dans le parafoudre en fonction de la tension résiduelle et du courant de décharge de ce dernier. Dans le cas des décharges de foudre, le courant n'est pas influencé par la tension résiduelle du parafoudre, et par conséquent, plus la tension résiduelle est élevée, plus l'énergie dissipée est importante.

Tous les parafoudres de distribution sont conçus pour résister à des chocs de courant de grande amplitude de 4/10 μ s de 25 kA, 65 kA ou 100 kA pour le préconditionnement et la vérification de la rigidité diélectrique interne. Dans l'essai de fonctionnement, des chocs de courant avec une forme d'onde de 8/20 μ s sont appliqués pour démontrer la stabilité thermique. Ces courants d'essai ne doivent pas être confondus avec les courants de foudre réels de même amplitude. Les parafoudres de distribution n'ont que des caractéristiques assignées de transfert de charges qui, combinées à la tension résiduelle du parafoudre avec le courant appliqué, constituent un moyen d'évaluation de la tenue énergétique.

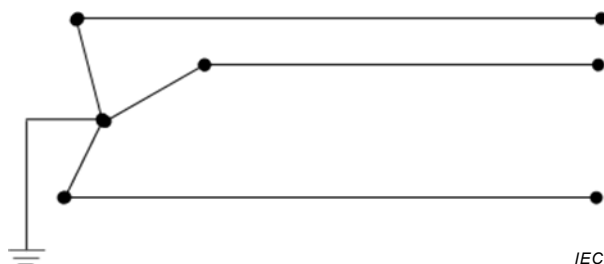
6.3.5.3 Considérations relatives à la TOV

Du fait que les niveaux de surtension des réseaux de distribution ne sont pas correctement contrôlés et ne sont pas, dans de nombreux cas, bien connus, ils constituent, par hypothèse, le cas le plus défavorable lors d'un défaut à la terre du réseau. La montée de tension la plus défavorable dépend de la configuration de mise à la terre du neutre du réseau, et cela aura une incidence sur le choix de la tension U_c du parafoudre. Figure 23a, Figure 23b, Figure 23c et Figure 23d indiquent la tension U_c appropriée pour les différentes configurations de mise à la terre.

Pour chacun des réseaux ci-après, un facteur de défaut à la terre est utilisé pour déterminer l'élévation de surtension temporaire sur le réseau des phases saines. L'élévation de la tension correspond à la tension phase-terre multipliée par le facteur de défaut. Les tensions U_c et/ou U_r sont alors choisies à l'aide des données TOV des fabricants (voir Figure 20a et Figure 20b).

6.3.5.4 Modes de défaillance

Les parafoudres de distribution doivent être soumis à l'essai conformément aux procédures de court-circuit données dans le Tableau 7 de l'IEC 60099-4:2014 afin de résister aux courants de défaut déclarés par le fabricant.



$$U_c \geq 1,4 \text{ fois } U_s/\sqrt{3}$$

**Figure 23a – Réseaux à mise à la terre unique à trois câbles (mise à la terre à la source uniquement).
Facteur de défaut à la terre de 1,4**

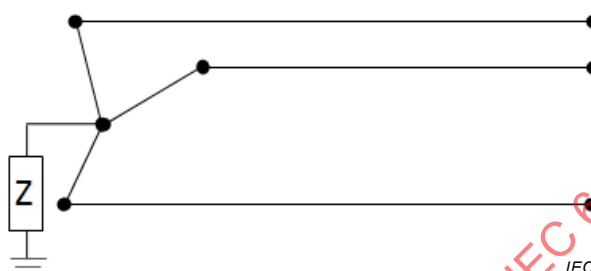


**Figure 23b – Réseaux mis à la terre à impédance à trois câbles.
Facteur de défaut à la terre de 1,73**

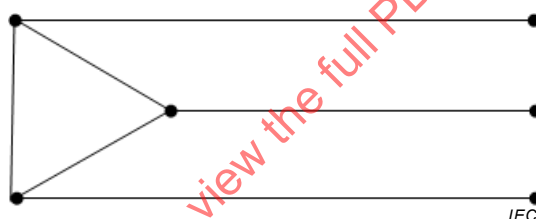


**Figure 23c – Réseaux en triangle.
Facteur de défaut à la terre de 1,73**

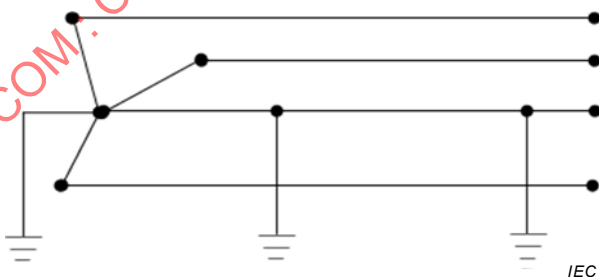


**Figure 23d – Réseaux en étoile à mise à la terre à quatre câbles.
Facteur de défaut à la terre de 1,25**

Figure 23 – Configurations courantes du neutre

6.3.6 Utilisation et coordination des déconnecteurs

6.3.6.1 Généralités

Les déconnecteurs sont utilisés principalement pour deux applications: pour les parafoudres de type distribution et pour les parafoudres de ligne sans éclateur (NGLA). Dans ces deux applications, les parafoudres courent un risque plus élevé d'être exposés à des chocs de foudre avec une charge qui dépasse leur capacité que dans d'autres applications. Par conséquent, le risque que ces parafoudres provoquent un court-circuit permanent en raison d'une surcharge est également plus élevé. Les déconnecteurs sont utilisés pour atténuer ce risque.

Ils servent un double objectif: d'abord celui de séparer du réseau le parafoudre qui subit la surcharge afin de faciliter le réenclenchement rapide du réseau; ensuite, celui d'indiquer visuellement la surcharge d'un parafoudre.

6.3.6.2 Caractéristiques et fonctionnement des déconnecteurs

Les déconnecteurs sont des dispositifs simples conçus pour fonctionner pour les courants à la fréquence industrielle, mais pas pour les courants de chocs rapides. Leurs caractéristiques sont mesurées sous la forme d'un courant en ampères en fonction du temps de déconnexion. Plus le courant du court-circuit est élevé, plus le déconnecteur s'enclenche rapidement. Bon nombre de ces parafoudres peuvent être éloignés du poste de production ou placés sur des réseaux qui ne sont pas directement mis à la terre, de sorte que les courants de court-circuit peuvent être plutôt faibles, juste des dizaines ou des centaines d'ampères.

Lorsque le parafoudre est court-circuité à la terre, le courant de court-circuit du réseau traverse le déconnecteur, déclenchant son fonctionnement. Il fonctionne de telle sorte que le déconnecteur se sépare en deux et que le câble de terre fixé à la partie inférieure tombe. En parallèle, les relais de protection réagissent, ce qui déclenche le fonctionnement du disjoncteur. Selon la rapidité avec laquelle le schéma de réenclenchement est défini, le disjoncteur réenclenche alors la ligne. Dans cet intervalle (délai de réaction du relai, durée de fonctionnement du disjoncteur, délai de réenclenchement et délai de fermeture du disjoncteur), il convient que le déconnecteur ait rempli son devoir. Le câble de terre séparé doit avoir un dégagement suffisant lorsque le réenclenchement se produit, même lorsqu'il peut être exposé à des rafales de vent. Le temps réel de dégagement dépend donc quelque peu des conditions environnementales. Des déconnecteurs correctement choisis doivent permettre la réussite du premier réenclenchement. Une caractéristique importante d'un déconnecteur est qu'une fois déclenché, il doit continuer à fonctionner même si le disjoncteur a ouvert le circuit. Dans le cas contraire, il existe un risque élevé que le déconnecteur puisse ne pas fonctionner comme prévu.

6.3.6.3 Coordination du parafoudre et caractéristiques du déconnecteur

Le déconnecteur ne doit fonctionner que si le parafoudre subit une surcharge; pour toutes les autres fonctions auxquelles le parafoudre peut résister, le déconnecteur ne doit pas fonctionner. Cela est démontré en soumettant les déconnecteurs à l'essai pour les mêmes fonctions que les parafoudres réels avec lesquels ils sont utilisés. Ces fonctions peuvent comprendre les énergies et les charges les plus élevées données dans l'IEC 60099-4:2014.

Une coordination importante est la capacité TOV du parafoudre par rapport aux caractéristiques du déconnecteur, car le déconnecteur ne peut pas différencier les origines des courants. Les courbes de TOV présentent les tensions de tenue en fonction du temps. Toutefois, il convient que les fabricants de parafoudres aient des enregistrements des courants réels qui doivent ensuite être comparés aux courants qui proviennent des caractéristiques des déconnecteurs. Le courant de TOV en fonction du temps de surtension réel doit toujours être inférieur au courant de déclenchement des déconnecteurs.

Cela signifie qu'il convient de connaître les surtensions réelles du réseau, ainsi que le schéma de protection pour le réenclenchement. Il convient d'utiliser la capacité TOV sans fonctionnement préalable, car les phases saines peuvent voir ces surtensions s'il y a un défaut à la terre sur l'autre phase. Le cas est critique si le parafoudre peut résister aux courants de TOV réels, mais que le déconnecteur ne peut pas gérer le courant sans se déconnecter.

6.3.6.4 Utilisations des parafoudres de ligne sans éclateur

Le choix d'une tension assignée élevée pour un parafoudre de ligne sans éclateur par rapport à un parafoudre de poste présente plusieurs avantages. Un fonctionnement correct des déconnecteurs peut être assuré et des classes de parafoudres de ligne sans éclateur peuvent également être choisies pour la protection contre les chocs de foudre uniquement. Les parafoudres de poste dont la tension assignée est faible traitent toutes les surtensions à front lent comme les événements de manœuvre, ainsi les parafoudres de ligne sans éclateur ne sont pas soumis à des contraintes.

De nos jours, la tendance est de recourir à des schémas de réenclenchement plus rapides, car les temps d'arrêt doivent être limités. Il est nécessaire d'envisager une coordination mise à jour des caractéristiques du déconnecteur et des schémas de réenclenchement si ce schéma est modifié sur un parafoudre de ligne sans éclateur déjà installé.

Si les courants de TOV sont supérieurs aux courants de fonctionnement des déconnecteurs dans les parafoudres de ligne sans éclateur, la solution consiste simplement à choisir une tension assignée plus élevée pour les parafoudres. Dans ces applications, il existe toujours des marges importantes pour les niveaux de protection nécessaires des parafoudres.

6.3.6.5 Applications de distribution

La coordination est ici plus compliquée si des fusibles sont connectés en série aux parafoudres. Les temps de fonctionnement du fusible doivent alors également être pris en compte dans la coordination totale. L'installation la plus courante consiste à installer les parafoudres entre le fusible et le transformateur.

Un cas critique peut se produire si le parafoudre dysfonctionne (en court-circuit), mais que le déconnecteur ne se déclenche pas avant que le fusible voisin ne dissipe le défaut. Dans un tel cas, lorsque le fusible est remplacé, le parafoudre déjà court-circuité est remis sous tension, ce qui entraîne une situation potentiellement dangereuse pour la personne qui remplace le fusible. Il est par conséquent très important que les caractéristiques du déconnecteur et du fusible soient coordonnées afin que le déconnecteur commence à se déclencher avant que le fusible ne soit libéré, et qu'il continue sa déconnexion après le fonctionnement du fusible.

6.3.7 Choix des parafoudres THT

6.3.7.1 Généralités

Fondamentalement, la même procédure de choix est applicable aux parafoudres THT, ainsi qu'à tous les autres parafoudres. L'IEC 60099-4:2014 tient compte de ce qui caractérise en particulier les parafoudres THT comme:

- des exigences relatives aux charges et à l'énergie très élevées. L'IEC 60099-4:2014 donne les caractéristiques assignées de transfert de charges et les caractéristiques assignées d'énergie thermique sans aucune limite supérieure;
- l'isolement externe. Les niveaux de protection contre les chocs de manœuvre déterminent les dégagements nécessaires: un parafoudre complet doit être soumis à l'essai pour vérifier la distance adaptée si les distances d'amorçage d'arc ne satisfont pas aux exigences selon les formules données dans l'IEC 60099-4:2014;
- l'utilisation de parafoudres à plusieurs colonnes pour satisfaire aux exigences strictes en matière de niveaux de protection, de tenue à la charge et de tenue énergétique. Des essais sont exigés pour établir la température initiale de l'essai de fonctionnement et pour déterminer une fraction thermique distribuée au prorata correcte. De tels essais sont définis dans l'IEC 60099-4:2014.

6.3.7.2 Coordination de l'isolement

La coordination de l'isolement des lignes et postes de transmission est un facteur clé de la réalisation d'un réseau THT économique et fiable. Une coordination de l'isolement optimale

peut être réalisée avec des parafoudres, comme démontré dans les projets THT des années 1990 et ultérieurement au Japon, en Italie et en Chine. Une conception élaborée de la coordination de l'isolement au moyen de calculs et simulations informatisés précis constitue une pratique courante pour ce type de projets, tandis que la tension de tenue peut être estimée approximativement par la méthode simplifiée IEC.

Des parafoudres THT à niveaux de protection faibles constituent des facteurs décisifs pour l'isolement des réseaux THT. Les surtensions de foudre étant prédominantes dans le type de matériel à isolation interne non autorégénératrice tel que les GIS et les transformateurs, la rationalisation de la LIWV au moyen d'installations de parafoudres appropriées est dans ce cas précis un élément important. Le courant de classification des parafoudres THT est généralement de 20 kA pour le niveau de protection au choc de foudre (LIPL). Afin d'obtenir un LIPL approprié, des parafoudres à plusieurs colonnes sont en général nécessaires. Pour supprimer efficacement les surtensions dues à la foudre, les parafoudres doivent en outre être installés en un nombre adéquat d'emplacements, tels qu'aux entrées de lignes, barres omnibus et transformateurs. Les exigences énergétiques nécessitent également des colonnes parallèles types.

L'IEC 60071-2 Ed.4², *Coordination de l'isolement – Partie 2: Lignes directrices en matière d'application*, présente également la coordination de transitoires très rapides dans les postes THT.

La suppression des surtensions de manœuvre dans toute la mesure du possible est une condition préalable à la distance dans l'air par rapport à l'isolement, et ce afin de réduire la hauteur des pylônes de transmission et les dimensions des éléments ouverts de postes. Une SIWV d'environ 1,6 à 1,7 p.u. est souhaitable pour des raisons économiques. Il existe différentes solutions possibles:

- parafoudres à plusieurs colonnes à faible SIPL aux entrées de lignes;
- parafoudres de ligne sans éclateur installés sur des pylônes stratégiques le long de lignes de transmission;
- parafoudres GIS à plusieurs colonnes dont la partie SF₆ peut être soumise à une contrainte de tension plus élevée, et dont le rapport U_c/U_r peut donc être plus élevé [11];
- algorithmes de manœuvre contrôlés;
- disjoncteurs avec résistances d'ouverture ou de fermeture/ouverture;
- réenclenchement monophasé;
- toute(s) combinaison(s) des éléments ci-dessus.

Ces éventualités peuvent contribuer largement à l'optimisation de la conception économique et de la dimension du matériel et des lignes de transmission d'énergie THT [8] [9] [10] [11] [12] [13] [83].

² En cours d'élaboration. Etape au moment de la publication: IEC/PRVC 60071-2:2016.

6.3.7.3 Conception mécanique

Les exigences mécaniques sont strictes du fait de la dimension des parafoudres THT et des parafoudres AIS plus particulièrement. De nombreux réseaux THT se situent également dans des régions sismiques actives et/ou des sites pollués. Les parafoudres à enveloppe synthétique avec caoutchouc de silicone présentent des avantages certains au sens où la hauteur est peu élevée dans la mesure où les parafoudres à enveloppe de silicone réclament des lignes de fuite plus courtes et un poids moins élevé. Les installations qui utilisent des parafoudres à enveloppe synthétique pour des types de montage suspendu ou sur socle à forte résistance peuvent présenter des avantages supplémentaires et peuvent mieux résister à des contraintes sismiques sévères. Les parafoudres à enveloppe en porcelaine peuvent exiger des amortisseurs. Des distances de séparation doivent être envisagées pour la protection THT étant donné que la hauteur des parafoudres THT eux-mêmes est grande. Par conséquent, des installations avec des parafoudres GIS qui ont une contrainte de tension élevée peuvent également être construites afin de réduire les distances de séparation.

6.4 Conditions normales et spécifiques de service

6.4.1 Conditions normales de services

Les conditions normales de service des parafoudres sont spécifiées dans l'IEC 60099-4:2014 [59]:

- a) température de l'air ambiant dans la plage de -40 °C à $+40\text{ °C}$;
- b) rayonnement solaire;

NOTE Les effets du rayonnement solaire maximal ($1,1\text{ kW/m}^2$) ont été reproduits en préchauffant l'éprouvette dans les essais de type. Les autres sources de chaleur qui peuvent affecter l'utilisation du parafoudre ne sont pas prises en compte dans les conditions normales de service.

- c) altitude qui ne dépasse pas $1\,000\text{ m}$;
- d) fréquence de l'alimentation en courant alternatif d'au moins 48 Hz et d'au plus 62 Hz ;
- e) tension à la fréquence industrielle appliquée de façon continue entre les bornes du parafoudre et qui ne dépasse pas sa tension de régime permanent;
- f) vitesse du vent $\leq 34\text{ m/s}$;
- g) montage vertical non suspendu.

6.4.2 Conditions spécifiques de service

6.4.2.1 Généralités

La liste des conditions spécifiques de service potentielles est donnée à l'Annexe A de l'IEC 60099-4:2014, dénommées "conditions anormales de service" dans ladite annexe. Un guide succinct concernant ces sujets est fourni comme suit:

6.4.2.2 Température supérieure à $+40\text{ °C}$ ou inférieure à -40 °C

Pour une température ambiante plus élevée, il peut être nécessaire d'augmenter la température de préchauffage lors de l'essai de fonctionnement.

En outre, une correction de la tension de régime permanent, U_c , peut être nécessaire pour compenser les pertes de puissance plus élevées dues à l'augmentation de la température ambiante.

Une faible température peut occasionner des problèmes d'étanchéité des parafoudres avec un volume interne de gaz. Les parafoudres à enveloppe synthétique peuvent être sensibles aux très basses températures proches de et inférieures à -50 °C , risquant de rendre le polymère cassant. Le fabricant doit être consulté avant toute utilisation à des températures inférieures à celles données par l'IEC et les essais de vérification demandés.

6.4.2.3 Utilisation à des altitudes supérieures à 1 000 m

La résistance d'isolement externe diminue avec l'altitude. Cette situation exige notamment de tenir compte de la longueur de l'enveloppe, de la conception et du positionnement des anneaux de garde concernant la résistance d'isolement réduite dans l'air. Un guide est fourni dans l'IEC 60071-2.

En ce qui concerne le besoin potentiel de correction de la ligne de fuite, comme indiqué dans l'IEC TS 60815-1:2008, les connaissances actuelles sont limitées et les pratiques trop divergentes pour donner des recommandations. Le sujet est par exemple examiné dans la brochure technique CIGRÉ TB 361 [79].

6.4.2.4 Gaz ou vapeurs qui peuvent provoquer la détérioration de la surface isolante ou des supports métalliques

Consulter le fabricant pour des gaz particuliers ou des vapeurs particulières.

6.4.2.5 Pollution excessive par la fumée, des dépôts, les embruns ou autres matières conductrices

Trois aspects sont concernés par la capacité de tenue à la pollution du parafoudre [42]:

- a) l'enveloppe du parafoudre doit résister aux contraintes de pollution sans contournement. Cela peut être vérifié conformément à l'IEC 60507 ou assuré par une conception conforme à l'IEC 60815. La performance sous pollution peut être améliorée par une augmentation de la ligne de fuite compte tenu des recommandations de l'IEC 60815 et/ou par le choix d'un parafoudre à enveloppe synthétique;
- b) le parafoudre doit résister à la possible augmentation de température due à des modifications de la répartition de tension occasionnées par l'activité de pollution à la surface de l'enveloppe. Il convient de tenir compte du niveau de pollution, ainsi que de la fréquence et l'amplitude des surtensions dues à des défauts et à des réenclenchements dans des conditions de pollution. Une méthode d'essai adaptée aux parafoudres à enveloppe en porcelaine est donnée à l'Annexe C de l'IEC 60099-4:2014. Dans ce cas, la performance sous pollution peut être améliorée par l'adoption des mesures suivantes:
 - choix d'une tension assignée plus élevée pour le même type de parafoudre;
 - choix d'un parafoudre avec tenue énergétique plus élevée;
 - choix d'un parafoudre avec un meilleur mécanisme de transfert thermique;
 - choix d'un parafoudre avec pertes actives inférieures à une tension U_c ;
 - choix d'une enveloppe de parafoudre hydrophobe dans ces conditions;
- c) le parafoudre doit résister à des décharges partielles internes provoquées par une répartition de tension sur l'enveloppe perturbée du fait de la pollution, sans détérioration des résistances ou des éléments d'assemblage internes. Cela concerne les parafoudres à enveloppe synthétique, vérifiés dans une certaine mesure dans l'essai au brouillard salin décrit en 10.8.17.2 de l'IEC 60099-4:2014. Pour les parafoudres à enveloppe en porcelaine, il n'existe aucun essai pertinent dans l'IEC 60099-4.

6.4.2.6 Exposition excessive au brouillard, à l'humidité, aux gouttes d'eau ou à la vapeur

Le fabricant doit être consulté. Cependant, il convient que la plupart des parafoudres à enveloppe synthétique soient capables de résister à ce type d'exposition si leurs performances ont été vérifiées par des essais d'humidité et de vieillissement climatique conformément à l'IEC 60099-4.

6.4.2.7 Lavage du parafoudre sous tension

Le lavage des parafoudres à enveloppe synthétique n'est en général pas recommandé. De l'eau sous haute pression peut endommager les isolateurs synthétiques. Il convient de consulter le fabricant si un lavage est demandé alors que le parafoudre est actif.

Il peut se révéler nécessaire de laver les parafoudres à enveloppe en porcelaine. Si le lavage doit être effectué sous tension, il convient de veiller à obtenir un mouillage aussi uniforme que possible de l'enveloppe des parafoudres. Il convient de veiller tout particulièrement à s'assurer que le parafoudre est équipé d'anneaux de garde de grande dimension. Le fabricant doit être consulté.

6.4.2.8 Mélanges explosifs de poussières, gaz ou fumées: installations dans des zones explosives sensibles telles que des mines/réseaux souterrains

Il convient généralement que l'installation de parafoudres à oxyde métallique sans éclateur dans des zones sensibles ne pose aucun problème, mais le fabricant doit cependant être consulté. Une attention particulière doit être portée aux connexions de parafoudres afin d'éviter les étincelles et les décharges partielles. L'effet d'une défaillance potentielle d'un parafoudre doit être pris en compte dans la mesure où celle-ci entraîne très vraisemblablement la formation d'un arc de courant ouvert. Une conception de plus grande envergure pour ce qui concerne les caractéristiques assignées de transfert de charges, la tenue énergétique et la capacité TOV peut être recommandée pour réduire le risque de défaillance.

6.4.2.9 Conditions anormales de transport ou de stockage

Le fabricant doit être consulté et, dans des cas particuliers, des essais doivent être effectués pour s'assurer d'une performance acceptable du parafoudre.

6.4.2.10 Fonctionnement à des fréquences inférieures à 48 Hz ou supérieures à 62 Hz

Généralement, les pertes actives d'un parafoudre à oxyde métallique sans éclateur augmentent de manière importante avec la fréquence. Il peut par conséquent être nécessaire de devoir déclasser le parafoudre U_c pour des fréquences supérieures afin d'éviter toute instabilité thermique. Ceci est plus particulièrement le cas pour une utilisation avec des filtres avec lesquels les parafoudres sont raccordés à une bobine d'inductance du filtre. Si la tension U_c doit être déclassée, le niveau de protection relatif est habituellement également plus élevé que dans le cas d'une utilisation de parafoudre normale dont doit tenir compte le processus de coordination de l'isolement.

Le problème peut tout d'abord se poser dans des applications sous courant continu pour des fréquences inférieures à 48 Hz. Les résistances stables sous un courant alternatif peuvent ne pas être nécessairement stables sous un courant continu. Le fabricant doit être consulté.

Il convient normalement qu'une fréquence de 16,7 Hz utilisée pour une alimentation ferroviaire ne constitue pas un problème pour des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur (pour les anciens parafoudres SiC avec éclateur, la durée prolongée du courant de suite à des fréquences inférieures a rendu le fonctionnement du parafoudre plus difficile).

Des essais de mise en service, par exemple, sur un parafoudre GIS à des fréquences supérieures à 62 Hz et avec des parafoudres mis en place, ne doivent pas être effectués sans l'autorisation du fabricant de parafoudres. Les pertes actives ne sont pas les seules à augmenter conjointement à l'augmentation de la fréquence. Dans la mesure où le parafoudre à la tension U_c agit également principalement comme un condensateur, le courant capacitif augmente de même, toutefois de façon linéaire avec l'augmentation de la fréquence. Lors du mesurage du courant de fuite des parafoudres à oxyde métallique pendant la mise en service, il convient de considérer que le courant de fuite est presque purement capacitif, ce qui conduit à une augmentation linéaire du courant capacitif avec l'augmentation de la fréquence.

6.4.2.11 Sources de chaleur à proximité du parafoudre

Cela peut réduire la limite de stabilité thermique de la température du parafoudre. Il peut par conséquent être nécessaire de devoir déclasser le parafoudre par rapport à la tension U_c et/ou à la capacité de tenue au transfert de charges ou de tenue énergétique et à la capacité TOV.

6.4.2.12 Montage non vertical et montage suspendu

Les montages non verticaux produisant un moment de flexion, leur vérification et leur autorisation doivent par conséquent être effectuées avec l'accord du fabricant. Un montage suspendu peut également générer un moment de flexion si la connexion n'est pas réalisée sans moment.

6.4.2.13 Vitesse du vent > 34 m/s

La contrainte mécanique supplémentaire exercée sur le parafoudre doit être prise en compte. Le fabricant doit être consulté.

6.4.2.14 Séisme

La contrainte exercée sur le parafoudre peut être estimée approximativement sur la base des données sismiques normales et des données relatives aux parafoudres concernant la fréquence de résonance et l'amortissement, et par comparaison aux normes de tenue mécanique relatives au parafoudre. Les méthodes d'installation ont leur importance dans la mesure où les socles peuvent amplifier les contraintes, tandis qu'une suspension souple, par exemple, réduit ces dernières.

Pour des informations plus précises, différents essais sismiques peuvent être effectués (voir l'IEC 62271-300, l'IEEE 693 ou les normes nationales, telles que celles en vigueur au Japon, en Chine ou au Chili).

6.4.2.15 Effort de torsion appliqué au parafoudre

Le fabricant doit être consulté.

6.4.2.16 Effort de traction appliqué au parafoudre

Certains parafoudres peuvent résister davantage à des efforts de traction qu'à des efforts de flexion. Le fabricant doit être consulté.

6.4.2.17 Utilisation du parafoudre comme support mécanique

Cet emploi peut être possible selon la conception du parafoudre et les efforts mécaniques exigés. Cependant, il est recommandé d'examiner attentivement les risques potentiels associés à l'installation. Les parafoudres ne sont généralement pas intrinsèquement conçus pour être utilisés comme isolateurs de poste et les essais de type normalisés ne tiennent pas explicitement compte des conséquences de toutes les méthodes potentielles de raccordement HT. Une évaluation supplémentaire et des essais spécifiques peuvent être nécessaires pour vérifier que le parafoudre, la borne de ligne HT et la base isolée (le cas échéant) sont capables de résister correctement et en toute sécurité aux spécificités de l'installation. Les points importants à prendre en compte lors de l'intention d'utiliser un parafoudre comme support mécanique sont les suivants:

- les parafoudres peuvent dévier considérablement lors de l'application d'un effort en tête;
- une borne de ligne d'un parafoudre peut ne pas être conçue pour transporter de manière permanente un courant élevé;
- les effets mécaniques possibles sur le parafoudre qui a subi une surcharge, auquel cas l'intégrité mécanique peut être entièrement perdue (enveloppe brisée) ou gravement

compromise par le courant de court-circuit à la fréquence industrielle alimenté par le réseau;

- un parafoudre qui a subi une surcharge peut constituer un court-circuit à haute ou à faible valeur ohmique;
- une coupure prolongée sera probablement nécessaire pour retirer le parafoudre et rétablir l'alimentation.

6.4.2.18 Vibrations

Dans certaines applications, les parafoudres peuvent être exposés à des vibrations mécaniques importantes. Les parafoudres de ligne (LSA) peuvent notamment être soumis à des contraintes de vibration. Dans des cas particuliers, le fabricant doit être consulté ou des essais doivent être effectués pour s'assurer d'une performance acceptable du parafoudre, comme tel est le cas des parafoudres de ligne sans éclateur.

7 Parafoudres destinés à des utilisations spéciales

7.1 Parafoudres pour neutres de transformateurs

7.1.1 Généralités

L'une des utilisations spéciales les plus répandues des parafoudres concerne la protection des neutres de transformateurs. Il convient que chaque neutre non isolé à la terre et sorti par l'intermédiaire d'une traversée soit protégé par un parafoudre contre les surtensions de foudre et de manœuvre. En l'absence de protection, l'isolation de neutre peut être soumise à une contrainte excessive par des surtensions de manœuvre dues à des défauts asymétriques ou des manœuvres dans les réseaux d'alimentation.

De plus, dans les réseaux compensés par bobines d'extinction, des surtensions de manœuvre élevées peuvent survenir dans le neutre du transformateur et aux bornes de l'enroulement lors de l'élimination d'un double défaut phase-terre et lorsque le circuit qui reste relié aux bornes de ligne du transformateur a une faible capacité par rapport à la terre.

Il convient que la valeur assignée de transfert de charges ou la tenue énergétique des parafoudres de neutre soit au moins la même que celle exigée pour les parafoudres phase-terre. Sur les grands réseaux mis à la terre par bobine de compensation, les parafoudres de neutre peuvent être soumis à des charges et des énergies très élevées, éventuellement supérieures aux parafoudres phase-terre. Il est recommandé de mener des études de réseau afin de préciser les exigences nécessaires pour les parafoudres dans de tels cas.

La tension résiduelle au courant de décharge de 1 kA peut servir à déterminer le niveau de protection du parafoudre, dans la mesure où il n'y a pas de courants élevés. Dans le cas des parafoudres de neutre, le rapport de protection peut être beaucoup plus faible, à cause du faible taux d'accroissement de la tension.

7.1.2 Parafoudres pour neutres de transformateurs à pleine isolation

La protection des neutres de transformateurs à pleine isolation peut être obtenue au moyen de parafoudres qui ont le même niveau de protection que les parafoudres phase-terre, ou un niveau de protection inférieur. Du fait de la plus faible tension à fréquence industrielle entre le neutre et la terre, la tension assignée du parafoudre de neutre peut être moins élevée. Une tension assignée d'au moins 60 % de celle nécessaire pour les parafoudres phase-terre est recommandée.

Deux types de parafoudres sont utilisés:

- soit un parafoudre de même conception que les parafoudres phase-terre, mais avec une tension assignée réduite;
- soit des parafoudres spéciaux avec des niveaux de protection réduits.

Dans des conditions environnementales spécifiques, ou lors de défauts à la terre intermittents, il peut se produire des surtensions de longue durée et d'une amplitude suffisamment grande pour provoquer des fonctionnements successifs de parafoudres, avec un endommagement consécutif des parafoudres de phase. Dans de tels cas, il est utile de coordonner les parafoudres de telle sorte que le parafoudre de neutre fonctionne avant les parafoudres phase-terre. Un parafoudre de neutre dont les caractéristiques assignées sont plus élevées peut supporter ces contraintes et empêcher l'endommagement des parafoudres phase-terre. Il est recommandé de choisir un niveau de protection contre les chocs de manœuvre du parafoudre de neutre d'environ 45 % du niveau de protection contre les chocs de manœuvre nécessaire pour les parafoudres phase-terre.

7.1.3 Parafoudres pour neutres de transformateurs à isolation non uniforme

Les transformateurs dont la tenue diélectrique est décroissante entre les bornes de phase et le neutre sont couramment utilisés sur des réseaux à neutre à la terre. Si le neutre du transformateur n'est pas directement relié à la terre, dans le but de limiter les courants de court-circuit dans le réseau, il convient de le protéger par un parafoudre dont les caractéristiques sont choisies en fonction de la nature du réseau et de la tension de tenue du neutre, en suivant les mêmes méthodes de sélection que pour les parafoudres phase-terre.

7.2 Parafoudres entre phases

7.2.1 Généralités

Des surtensions très importantes entre les bornes de phases des transformateurs ou des bobines d'inductance peuvent survenir lors de la coupure du courant dans une bobine d'inductance ou dans un transformateur chargé par une inductance. La tension de tenue de la bobine d'inductance ou du transformateur entre phases peut être dépassée sans qu'il y ait fonctionnement des parafoudres phase-terre. Si de telles manœuvres sont prévues, il convient d'installer des parafoudres entre phases en plus des parafoudres phase-terre. Il convient que les parafoudres entre phases aient une tension de régime permanent égale ou supérieure à 1,05 fois la tension la plus élevée du réseau afin de tenir compte des éventuelles harmoniques de tension. Dans le cas de parafoudres à oxyde métallique, cette valeur couvre les surtensions temporaires jusqu'à 1,25 fois la tension la plus élevée du réseau. Pour les surtensions temporaires plus élevées, il convient d'utiliser des parafoudres avec une tension assignée plus élevée.

Dans le cas de transformateurs ayant un enroulement basse tension en triangle, il peut être nécessaire d'installer des parafoudres entre phases sur cet enroulement afin de limiter les surtensions transmises inductivement. Ces parafoudres peuvent également protéger le côté haute tension du transformateur en absorbant l'énergie magnétique qui est libérée lors de la coupure du courant à la mise hors service des transformateurs.

Les transformateurs de four peuvent nécessiter d'être protégés par des parafoudres entre phases en plus de ceux entre phase et terre. Une spécification particulière peut être nécessaire pour chaque cas.

7.2.2 Montage à six parafoudres

Dans certains cas particuliers, comme les installations de four à arc, des surtensions de manœuvre se produisent et ne sont pas suffisamment limitées par des parafoudres phase-terre. Dans de tels cas, il est nécessaire d'installer des parafoudres supplémentaires entre les phases. Il convient que les parafoudres entre les phases aient une tension de régime permanent $U_c \geq 1,05 U_s$. La tension de régime permanent U_c des parafoudres phase-terre dépend de la mise à la terre du neutre du transformateur. Un montage type d'un modèle à six parafoudres est représenté à la Figure 24a.

7.2.3 Montage à quatre parafoudres (Neptune)

Le modèle dit "Neptune" est une variante du montage à six parafoudres. Il est ainsi nommé en raison de la disposition des parafoudres. Il se compose de quatre parafoudres similaires. Deux parafoudres sont installés en série entre les phases et la terre et également entre les phases (voir Figure 24b). Cette disposition permet une protection contre les surtensions aussi bien entre les phases qu'entre les phases et la terre.

Ce type de montage présente un inconvénient majeur par rapport au montage à six parafoudres. Etant donné que les parafoudres se comportent de manière capacitive à la tension de régime permanent, les quatre parafoudres forment ensemble un réseau capacitif asymétrique en cas de défaut à la terre. Lorsque chaque parafoudre a une capacité identique (c'est-à-dire que les parafoudres ont des caractéristiques assignées identiques), les parafoudres A1 à A3 sont soumis à la contrainte $0,661 \times U_s$ alors que le parafoudre A4 est soumis à la contrainte $0,433 \times U_s$. Cependant, pour atteindre des niveaux de protection raisonnablement bas, des caractéristiques assignées différentes de celles des parafoudres A1 à A3 peuvent être choisies pour le parafoudre A4. Etant donné que la capacité d'un parafoudre est inversement proportionnelle à sa tension U_c , il est nécessaire de calculer les tensions finales en régime permanent de manière individuelle pour chaque cas spécifique.

Une solution simple consiste à utiliser quatre parafoudres de même type et de mêmes caractéristiques assignées, bien que cela conduise à une tension résiduelle beaucoup plus élevée par rapport au montage à six parafoudres. Les quatre parafoudres ont alors généralement une tension $U_r \geq 0,661 \times U_s$. Comme toujours, les parafoudres doivent également tenir compte des caractéristiques assignées exigées pour résister à la TOV que les phases saines verront lors d'un défaut à la terre phase-terre. En particulier, lorsque la mise à la terre n'est pas solidement ancrée et que les délais d'élimination des défauts sont longs, il est nécessaire de choisir une tension U_r significativement élevée.

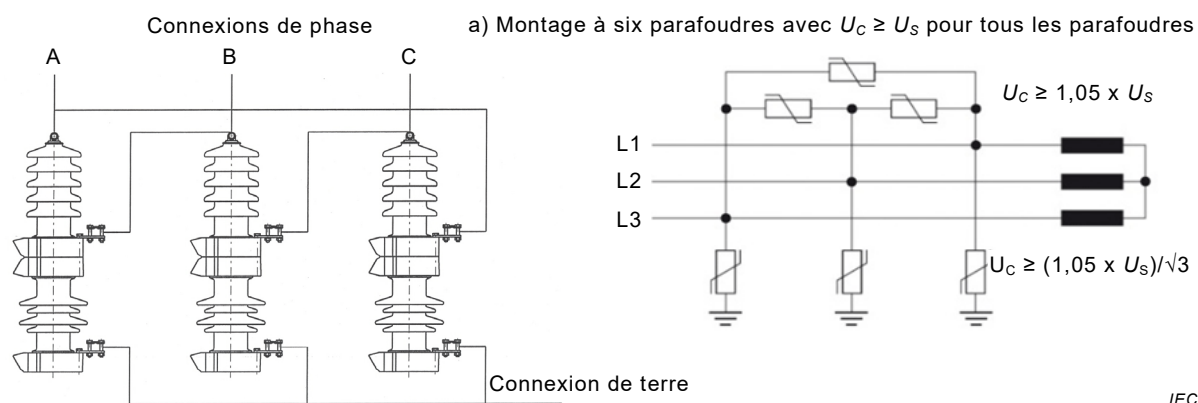


Figure 24a – Connexion avec six parafoudres

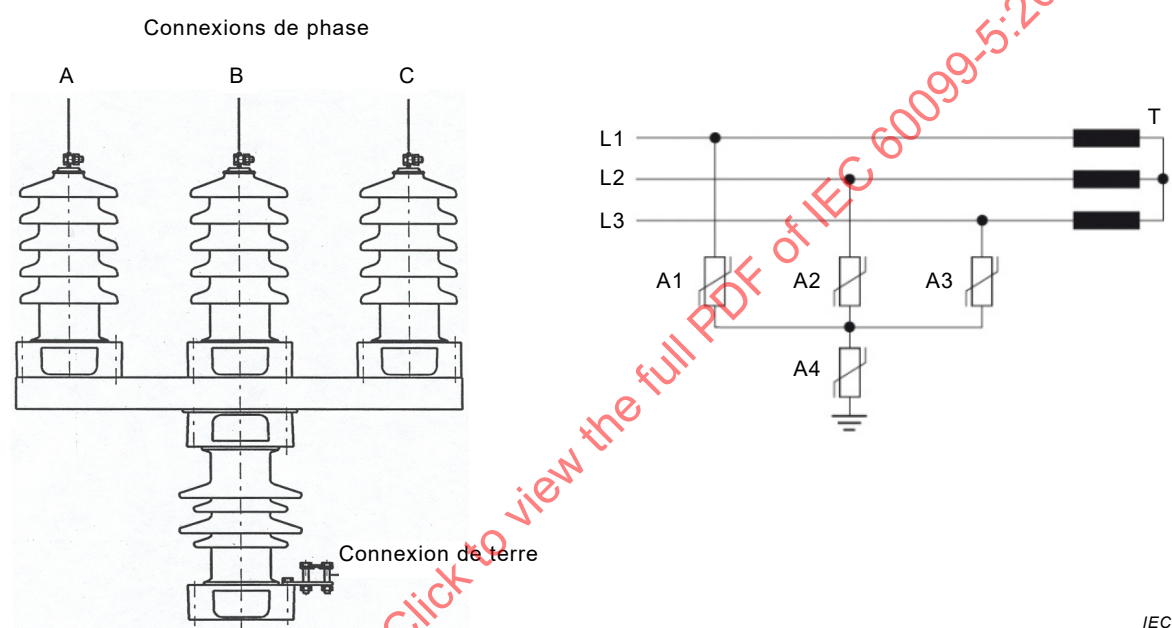


Figure 24b – Connexion avec quatre parafoudres (Neptune)

Figure 24 – Configurations types pour les parafoudres entre phases et les parafoudres phase-terre

Si une U_r plus faible doit être choisie pour le parafoudre A4 par rapport aux parafoudres A1 à A3, un autre rapport capacitif doit alors être envisagé et un calcul précis doit être réalisé. Comme toujours, les parafoudres doivent également tenir compte des caractéristiques assignées exigées pour résister à la TOV que les phases saines verront lors d'un défaut à la terre phase-terre [86].

7.3 Parafoudres pour machines tournantes

Aucune recommandation pour la coordination de l'isolement des machines tournantes n'a été établie, mais des parafoudres servent souvent à protéger des alternateurs et des moteurs contre les surtensions.

Les parafoudres utilisés pour cette application sont souvent des parafoudres non normalisés et les exigences doivent être définies par un accord entre le fabricant et l'utilisateur. Il convient notamment d'accorder une attention toute particulière à la capacité de court-circuit des parafoudres pour alternateurs, dans la mesure où les courants de court-circuit peuvent être nettement plus élevés que ceux couverts dans l'IEC 60099-4 pour les parafoudres normalisés.

Pour les machines reliées à des lignes aériennes soit directement, soit par l'intermédiaire de courtes longueurs de câbles, il convient d'installer aussi près que possible des bornes de la machine, entre phase et terre, à la fois des condensateurs (généralement dans la plage comprise entre 0,1 μF et 0,3 μF) pour étaler le front de l'onde jusqu'à environ 10 μs ou plus, et pour assurer une protection supplémentaire. Un second jeu de parafoudres peut également être installé sur les lignes aériennes avant le poste de la machine, ou au point de jonction entre la ligne aérienne et le câble.

Il convient de choisir les caractéristiques des parafoudres selon l'Article 6, et de comparer la tenue au choc de l'isolation ou la valeur recommandée par le fabricant au niveau de protection du parafoudre. En général, seules de faibles marges entre les niveaux de protection et les tensions de tenue peuvent être atteintes.

Les machines reliées à des lignes aériennes par l'intermédiaire de transformateurs peuvent ne pas nécessiter une protection par parafoudres en plus de la protection du transformateur normale, si la machine est raccordée par des câbles de longueur suffisante ou si des condensateurs aux valeurs indiquées ci-dessus sont installés. Si un disjoncteur est installé entre le transformateur et la machine tournante, il convient d'installer les condensateurs aux bornes du transformateur (enroulement de l'alternateur).

Dans le cas de machines reliées à des transformateurs étoile-triangle, des parafoudres supplémentaires entre phases peuvent assurer une meilleure protection. Les parafoudres installés aux bornes de la machine ou aux bornes du transformateur côté machine ne sont pas soumis à des courants de foudre élevés.

Les turboalternateurs de grandes dimensions ont des impédances d'onde peu élevées, ce qui implique d'éviter les jeux de barre monophasés sous gaines et les courts-circuits entre phases. Il convient de ne pas installer de parafoudres entre phases. Une protection suffisante peut être obtenue au moyen des parafoudres placés du côté haute tension du transformateur.

NOTE Outre la limitation des surtensions qui arrivent dans le poste de la machine, les parafoudres installés sur la ligne aérienne ont pour effet de diminuer les courants de décharge à travers les parafoudres installés au niveau de la machine. Les tensions résiduelles plus faibles qui en résultent, pour les parafoudres installés au niveau de la machine, augmentent la protection de cette dernière.

7.4 Parafoudres en parallèle

7.4.1 Généralités

7.4.1.1 Profusion des parafoudres

Chaque phase d'un poste de grandes dimensions peut comporter un très grand nombre de parafoudres. L'installation d'un très grand nombre de parafoudres peut se justifier par une ou plusieurs des raisons suivantes:

- assurer une protection suffisante à tous les emplacements du poste, ce qui peut ne pas être possible avec un seul jeu de parafoudres en raison des effets de la distance et/ou du fonctionnement du poste;
- un seul parafoudre peut ne pas être en mesure de traiter la charge dans un cas décisif;
- la reconstruction et l'extension du poste ont pu également conduire à installer des parafoudres supplémentaires sur le nouveau matériel, et ainsi de nouveaux parafoudres en parallèle avec les anciens.

7.4.1.2 Considérations relatives à la protection

L'installation en parallèle de plusieurs parafoudres dans un poste ne constitue pas un élément critique pour la protection, dans la mesure où l'ajout de ce type de parafoudres ne détériore jamais le niveau de protection. Un cas courant consiste à installer un parafoudre à l'entrée de la ligne et un autre parafoudre au niveau du transformateur. Le parafoudre à l'entrée de la ligne protège un disjoncteur ouvert et d'autres matériels situés à l'entrée de la ligne (par exemple des transformateurs de mesure). De plus, le parafoudre à l'entrée de la ligne renforce la protection du transformateur, dans la mesure où une partie du courant de foudre est déviée vers la terre par son biais, et ainsi le parafoudre de transformateur reçoit un niveau de courant moins élevé que sans cette protection. Le courant de décharge moins élevé génère un niveau de protection réduit du transformateur.

7.4.1.3 Considérations relatives au transfert de charges et à l'énergie

Aucune hypothèse ne peut être formulée par rapport au fait que la charge ou l'énergie totale des parafoudres dissipée par un événement qui se produit au niveau du réseau, tel qu'une manœuvre ou un défaut, est partagée de manière égale entre les parafoudres montés en parallèle, même entre des parafoudres de même construction et de même tension assignée. Il est courant que les parafoudres de même construction et de même tension assignée aient des tensions résiduelles au courant nominal de décharge qui varient jusqu'à une valeur de 3 % au plus les uns par rapport aux autres. La dispersion peut même être plus grande pour les courants moins élevés qui seraient associés aux chocs de manœuvre. Dans le cas, par exemple, d'une différence de 5 % de la tension résiduelle au choc de manœuvre entre deux parafoudres parallèles, le partage du courant entre les parafoudres peut être décalé d'un rapport équivalant à 4:1 (c'est-à-dire que le parafoudre qui a la tension résiduelle inférieure assume un rapport qui atteint 80 % du niveau de courant/d'énergie de décharge total). La variabilité élevée des caractéristiques courant-tension des parafoudres explique cette grande différence. Un décalage plus important peut même être observé pour les parafoudres de même tension assignée, mais de constructions différentes.

Lorsqu'une application particulière exige que les parafoudres partagent la charge de manière plus uniforme (par exemple, lorsqu'il est reconnu que la charge issue de l'événement se produisant au niveau du réseau serait supérieure à la capacité de transfert de charges ou à la tenue énergétique d'un parafoudre unique), il convient que l'utilisateur précise cette exigence au fabricant, qui aurait alors besoin d'appliquer des procédures d'adaptation spéciales au cours de la fabrication des parafoudres. Une adaptation de ce type ne s'applique normalement pas aux parafoudres normalisés [48].

A moins d'utiliser des parafoudres spécialement adaptés, il convient de dimensionner chaque parafoudre installé dans le poste de manière à supporter individuellement la charge ou l'énergie décisive. A défaut, un seul parafoudre dimensionné de manière à supporter la charge ou l'énergie décisive est nécessaire, sous réserve que tous les autres parafoudres du poste aient au moins une tension résiduelle supérieure de 10 %.

Le problème du défaut d'adaptation du partage de la charge ou de l'énergie est en général bien plus préoccupant pour les surtensions temporaires (TOV). Ce phénomène s'explique par le fait que les TOV sont susceptibles d'être assez proches du "coude" de la caractéristique tension-courant des parafoudres dont la variabilité est bien plus importante que pour les courants situés dans la plage associée aux chocs de manœuvre, ce qui rend encore plus difficile l'adaptation du courant entre les parafoudres. De plus, la résistance variable du parafoudre proche du "coude" de la caractéristique a un coefficient de température négatif par opposition au cas applicable à des courants plus importants pour lesquels le coefficient de température est positif. Pour ces raisons, il convient de choisir chaque parafoudre dans le poste de sorte qu'il puisse supporter individuellement la TOV la plus défavorable présumée. Par conséquent, les parafoudres MO ne peuvent pas limiter ou se protéger contre les TOV, mais ils doivent résister aux TOV possibles.

7.4.2 Combinaison de différentes conceptions de parafoudres

Dans un poste qui comporte des parafoudres avec éclateur et sans éclateur, le parafoudre sans éclateur a le plus souvent un SIPL bien inférieur, et absorbe la plus grande partie de la charge d'un choc de manœuvre (et protège effectivement le parafoudre avec éclateur dans ce circuit). Ainsi, la capacité de transfert de charges d'un nouveau parafoudre à oxyde métallique à installer en parallèle à des parafoudres SiC doit être calculée en ignorant le partage éventuel de la charge avec les parafoudres plus anciens.

7.5 Parafoudres pour manœuvre des condensateurs

Des parafoudres sont installés sur les batteries de condensateurs pour différentes raisons:

- pour prévenir les défaillances de condensateurs dans le cas du réamorçage d'un disjoncteur;
- pour limiter le risque de répétition de réamorçages d'un disjoncteur, si le disjoncteur n'est pas capable d'interrompre le courant capacitif;
- pour prolonger la durée de vie en service des condensateurs par la limitation des surtensions élevées;
- pour servir de "garantie" contre les conditions de résonance non prévues qui autrement provoqueraient des défaillances des condensateurs;
- pour une limitation globale des transitoires liés à la manœuvre des batteries de condensateurs qui peuvent être transférées ultérieurement au réseau et provoquer des perturbations du matériel sensible;
- pour l'amélioration des condensateurs en empêchant l'apparition de surtensions élevées et/ou pour augmenter la tension de service;
- pour servir de protection contre les chocs de foudre aux batteries de condensateurs raccordées aux lignes;
- pour protéger les bobines d'inductance en série avec isolation intégrale ou réduite.

Les condensateurs à convertisseur à thyristors comportent généralement de nombreux parafoudres. Des études généralement détaillées sont menées pour ce type de condensateurs. Par conséquent, seul le matériel avec disjoncteur de surcharge est traité ici.

La capacité de transfert de charges et l'énergie de décharge correspondante potentielles des parafoudres sont les paramètres les plus importants à prendre en compte. Cette énergie dépend de facteurs tels que la conception des batteries de condensateurs (avec mise ou non à la terre), de l'installation des parafoudres (phase-terre ou phase-neutre) et de la performance du ou des disjoncteurs (réamorçage ou non) [68] [75].

Une estimation approximative de l'énergie des parafoudres, W , est donnée par:

$$W = \frac{1}{2} \times C \times \left[(3 \times U_0)^2 - (\sqrt{2} \times U_r)^2 \right] \quad (20)$$

où

C est la capacité monophasée de la batterie de condensateurs;

U_0 est la tension de régime entre phase et terre (tension de crête);

U_r est la tension assignée du parafoudre (valeur efficace).

Le facteur "3" est issu de l'hypothèse d'un réamorçage du ou des disjoncteurs avec une tension maximale de polarité opposée appliquée au condensateur en raison d'une rupture précédente.

La séquence d'une rupture triphasée de la charge capacitive suivie de plusieurs réamorçages en deux phases représente le cas le plus grave d'exposition d'un parafoudre à une contrainte [68].

La capacité de transfert de charges exigée est approximativement obtenue en divisant l'énergie par le niveau de protection du parafoudre au courant de décharge du choc de manœuvre.

Il convient d'envisager le fait que trois réamorçages successifs peuvent se produire sans un refroidissement suffisant entre chaque réamorçage, ce qui entraîne un transfert de charges plus important et l'absorption d'une plus grande quantité d'énergie thermique par le parafoudre. Il convient de choisir en conséquence les caractéristiques assignées de transfert de charges du ou des parafoudres.

Une attention toute particulière doit être accordée à tout niveau supérieur de la fréquence fondamentale qui traverse le parafoudre par rapport à une fréquence industrielle normale (50 Hz ou 60 Hz), et ce dans une application avec filtre(s), car les pertes actives d'un parafoudre à oxyde métallique augmentent avec l'augmentation de la fréquence. Par conséquent, il peut se révéler nécessaire de déclasser le parafoudre U_c pour des fréquences supérieures. Lorsque le parafoudre U_c doit être déclassé, le niveau de protection relatif est habituellement plus élevé que dans le cas d'utilisations normales de parafoudres. Il convient dans ce type de cas de consulter le fabricant.

Par ailleurs, la tension de régime observée sur la batterie de condensateurs peut être de 5 % à 10 % plus élevée qu'en d'autres emplacements si des bobines d'inductance en série sont utilisées pour limiter le courant lors de la mise sous tension avec des batteries de condensateurs parallèles ou pour constituer un filtre avec les condensateurs. Cette tension accrue doit être prise en considération lors du choix de la tension de régime permanent du parafoudre.

Un cas décisif probable, pour un parafoudre qui assure la protection d'une bobine d'inductance en série dans la batterie de condensateurs ou le filtre, est un défaut monophasé à la terre. Si l'isolation de la bobine d'inductance n'est pas une pleine isolation phase-terre, la bobine est généralement protégée par des parafoudres qui ont une tension assignée faible correspondante. Un dimensionnement approprié du parafoudre par rapport à la capacité de transfert de charges et à la tenue énergétique correspondante est important dans la mesure où, en cas de décharge du ou des condensateurs dans un défaut à la terre, l'énergie absorbée par le parafoudre peut être très importante. L'énergie à prendre en compte est approximativement:

$$W = \frac{1}{2} \times C \times U_{sw}^2 \quad (21)$$

où

C est la capacité monophasée de la batterie de condensateurs;

U_{sw} est le niveau de protection à front lent de la phase à la terre au niveau de la batterie de condensateurs.

La capacité de transfert de charges exigée est approximativement obtenue en divisant l'énergie par le niveau de protection du parafoudre au courant nominal de décharge.

La durée et l'amplitude de la décharge peuvent être différentes de celles utilisées pour les essais du parafoudre selon l'IEC 60099-4:2014. Par exemple, la durée peut être plus courte et la valeur de crête peut être bien plus élevée. Il peut par ailleurs être nécessaire d'utiliser des parafoudres avec une capacité de transfert de charges bien plus grande que celle qui serait normalement utilisée. Il convient dans ce type de cas de consulter le fabricant.

Il convient d'envisager le fait que trois réamorçages successifs peuvent se produire sans un refroidissement suffisant entre chaque réamorçage, ce qui entraîne un transfert de charges

plus important et l'absorption d'une plus grande quantité d'énergie par le parafoudre. Il convient de choisir en conséquence les caractéristiques assignées de transfert de charges du ou des parafoudres.

Une attention toute particulière doit être accordée à tout niveau supérieur de la fréquence fondamentale qui traverse le parafoudre par rapport à une fréquence industrielle normale (50 Hz ou 60 Hz), et ce dans une application avec filtre(s), car les pertes actives d'un parafoudre à oxyde métallique augmentent avec l'augmentation de la fréquence. Par conséquent, il peut se révéler nécessaire de déclasser le parafoudre U_c pour des fréquences supérieures. Lorsque le parafoudre U_c doit être déclassé, le niveau de protection relatif est habituellement plus élevé que dans le cas d'utilisations normales de parafoudres. Il convient dans ce type de cas de consulter le fabricant.

7.6 Parafoudres pour batteries de condensateurs en série

Les parafoudres utilisés dans les condensateurs en série sont souvent appelés "varistances" ou "varistances MO" (MOV), et les essais associés ne sont pas couverts par l'IEC 60099-4.

Dans la mesure où les condensateurs sont montés en série avec la ligne, la tension qui traverse le condensateur est proportionnelle au courant de la ligne. En cas de défaut au niveau du réseau de transmission, un courant de défaut élevé peut entraîner une augmentation de la tension du condensateur bien au-delà du niveau de tenue du condensateur. Un parafoudre peut être raccordé au condensateur pour limiter cette tension, ce qui évite ainsi de l'endommager. Toutefois, ce faisant, le parafoudre conduit le courant de défaut complet pendant une partie de chaque cycle, ce qui entraîne des niveaux d'absorption d'énergie très élevés par le parafoudre. Un seul parafoudre ne dispose généralement pas de la tenue énergétique suffisante pour un tel événement. Il est donc habituel qu'une varistance MO ait de nombreux parafoudres raccordés en parallèle afin de limiter la quantité de courant de défaut dans chacun d'eux à un niveau gérable (généralement pas plus de quelques centaines d'ampères par parafoudre). Dans certains cas, il peut être nécessaire d'utiliser plusieurs dizaines de parafoudres parallèles.

Pour protéger la varistance MO contre la surcharge, un éclateur à déclenchement peut être utilisé en parallèle de cette varistance. Si l'énergie de courte durée assignée est dépassée ou si la température de la varistance MO est devenue trop élevée en raison d'injections d'énergie répétées, l'éclateur est déclenché pour dévier le courant de défaut de la varistance MO par un chemin de contournement. L'éclateur peut également servir pour détourner rapidement de la varistance MO certains défauts; par exemple, les défauts sur la même ligne que le condensateur en série (appelé défauts internes), lorsqu'il n'est normalement pas nécessaire de maintenir le condensateur en série sous tension pendant le défaut. Dans certains cas, le disjoncteur de dérivation est la seule protection de la varistance MO contre la surcharge. Dernièrement, l'éclateur a été remplacé dans certaines applications par un dispositif de protection rapide (FPD, *fast protective device*) qui associe un éclateur à un commutateur extrêmement rapide.

Les varistances MO sont soumises à l'essai selon la norme IEEE 824-2004 (norme IEEE relative aux batteries de condensateurs en série dans les réseaux d'alimentation) et/ou l'IEC 60143-2:2012, *Condensateurs série destinés à être installés sur des réseaux —Partie 2: Matériel de protection pour les batteries de condensateurs série*.

En raison du comportement extrêmement variable des résistances MO, les parafoudres qui composent la varistance MO doivent être appariés les uns aux autres de manière très précise en ce qui concerne les caractéristiques tension-courant. Les normes référencées ci-avant portent sur cet aspect particulier, mais il incombe en fin de compte au fabricant d'assurer un degré de correspondance suffisant pour chaque utilisation de varistance MO particulière. Habituellement, les systèmes de commande mis en œuvre dans les systèmes de compensation série permettent de surveiller la division du courant dans des sections parallèles de la varistance MO lors d'événements de défaut du réseau, ce qui génère une alarme si la division est hors des limites préétablies, indiquant la possibilité d'un parafoudre dégradé qui conduit plus que sa juste part du courant. L'utilisateur peut alors mener une enquête pour trouver le parafoudre dégradé, en utilisant, par exemple, l'une des techniques de diagnostic données à l'Annexe D.

8 Gestion des biens associés aux parafoudres

8.1 Généralités

L'Article 8 étudie les facteurs associés à la phase de détention des parafoudres. Il traite des parafoudres à oxyde métallique définis dans l'IEC 60099-4, l'IEC 60099-6 et l'IEC 60099-8. Bien que les essais individuels en usine permettent de démontrer si le parafoudre construit est satisfaisant, la non-observation des instructions du fabricant concernant le transport sur site, le stockage et l'assemblage sur site peut nuire considérablement au parafoudre ou fournir des performances loin d'être optimales.

Des questions telles que la pollution de l'environnement et l'intégrité de l'installation de mise à la terre exigent une attention toute particulière dans la mesure où l'environnement d'utilisation du parafoudre affecte également les performances de l'installation. D'un point de vue fonctionnel, le parafoudre ne comprenant aucun composant utilisable ou de remplacement, il est foncièrement étanche. La surveillance d'état des parafoudres sans éclateur est traitée, par la description de techniques de diagnostic et de facteurs de limitation de la durée de vie. Toutefois, et en définitive, la recommandation générale est de remplacer dans son intégralité tout parafoudre défaillant ou présentant des signes de détresse.

8.2 Gestion des parafoudres dans un réseau électrique

8.2.1 Base de données des biens

Il est recommandé d'établir une base de données contenant les principales informations et données techniques relatives aux parafoudres du réseau électrique ou de transmission.

Il convient que ces informations comprennent au moins la marque de fabrication et le type de parafoudre, l'année de fabrication, l'année et le lieu d'installation, le nombre de parafoudres et les données électriques.

8.2.2 Spécifications techniques

Il convient que les spécifications techniques propres aux parafoudres fassent l'objet d'une actualisation concernant les surtensions temporaires, la contrainte énergétique et le niveau de protection des réseaux.

8.2.3 Pièces de rechange stratégiques

Un parafoudre défaillant peut être déconnecté et le circuit remis en service, avec toutefois un degré de fiabilité moindre jusqu'à la mise en place du parafoudre de remplacement. Le risque et l'implication de cette situation sont déterminés par les services publics et ne peuvent faire ici l'objet d'une recommandation.

Bien que le coût des parafoudres soit relativement faible par rapport au coût de protection du matériel, le délai de remplacement de l'un d'entre eux peut justifier le stockage d'un jeu de remplacement. En cas de défaillance ou de nécessité de remplacer un parafoudre, une pièce de rechange peut avoir une incidence positive importante sur la fiabilité et la disponibilité du circuit. Le remplacement des parafoudres des deux autres phases en cas de défaillance de l'un des parafoudres n'est normalement pas nécessaire.

Il convient de tenir également compte des exigences concernant les dimensions physiques et le montage des parafoudres lorsqu'il s'agit de déterminer les pièces de rechange à stocker. En cas de remplacement d'un ensemble triphasé de parafoudres, les parafoudres remplacés peuvent être stockés, pour le cas où un modèle similaire aurait besoin d'être remplacé. L'Annexe D fournit des recommandations sur les méthodes de diagnostic qui permettent la vérification de l'état d'un parafoudre.

8.2.4 Transport et stockage

Il convient d'appliquer strictement les mesures de prévention spécifiées par le fabricant en matière de transport et de stockage. Les parafoudres à enveloppe en porcelaine sont sensibles à la contrainte de transport qui, pour de nombreux parafoudres, représente souvent la contrainte mécanique maximale observée au cours de la durée de vie. Un transport et un stockage en position verticale sont spécifiés dans la plupart des cas.

Les parafoudres à enveloppe synthétique peuvent être sensibles aux conditions de stockage. Un stockage des parafoudres dans l'enveloppe d'emballage utilisée pour le transport peut favoriser ou stimuler la croissance de moisissures et de champignons sur l'enveloppe de protection. Le fabricant indique généralement clairement s'il convient de retirer ou non l'enveloppe de transport pour le stockage. Il convient de protéger le local ou l'entrepôt de stockage contre les rongeurs, souris, oiseaux et autres animaux susceptibles d'endommager la matière polymère tendre des isolateurs.

8.2.5 Mise en service

La recommandation générale veut que les parafoudres ne soient soumis à aucun essai de mise en service.

Si ce type d'essai est considéré comme nécessaire, il convient de suivre les recommandations du fabricant et de le consulter concernant les essais de mise en service sur site. Ces essais peuvent inclure des contrôles visuels et des essais d'impédance de base. Ces essais peuvent également être complétés par un essai simple préalablement à la mise sous tension du réseau. Cet essai de mise en service peut être un essai caractéristique sous courant alternatif ou continu en provenance d'une source mobile. Un essai de mise en service, pas courant toutefois, est un essai U-I sous courant continu destiné à "marquer" le parafoudre, qui permet d'identifier tous les éléments non caractéristiques éventuels et sert également de futur étalon pour une évaluation de l'état du parafoudre. La réalisation de cet essai nécessite de déconnecter le parafoudre en place de la terre et des connexions HT, la remise en service du parafoudre exigeant ensuite la reconnexion de ce dernier. Ce type d'essai est très difficile à réaliser sur les parafoudres GIS, étant donné qu'il implique le dégazage du GIS de déconnexion du parafoudre, puis le regazage de ce dernier pour effectuer l'essai et, enfin, la répétition de l'exercice pour reconnecter le parafoudre. Cet essai n'est par conséquent pas demandé habituellement.

NOTE Il est très important de vérifier que les connexions de terre et haute tension ont été rétablies après tous essais éventuels.

8.3 Maintenance

8.3.1 Généralités

Les parafoudres ne nécessitent foncièrement aucune maintenance. Aucun travail interventionniste n'est nécessaire, notamment parce que le dispositif est de type semiconducteur étanche sans aucune pièce mobile.

Pour les parafoudres dont les tensions assignées sont supérieures ou égales à 100 kV, des activités régulières types potentielles sont associées aux parafoudres qui incluent une inspection visuelle destinée à s'assurer que tous événements de décompression sont dégagés de tous débris et que de l'eau ne s'accumule pas dans ces mêmes événements (il convient normalement que le dispositif comporte un orifice de vidange). La pénétration d'humidité constitue le principal processus qui entraîne une dégradation à long terme des joints.

Vérifier l'intégrité de l'installation de mise à la terre reliée au parafoudre. Cette dernière peut ne plus fonctionner si l'intégrité de l'installation a été affectée. Aucune maintenance interventionniste n'est nécessaire, mais la surface isolante des parafoudres à enveloppe en porcelaine peut nécessiter un nettoyage, dont la fréquence dépend toutefois des conditions environnementales. Il convient de ne pas nettoyer l'isolation polymère. Si un tel nettoyage est cependant souhaité, différentes techniques d'essai sous ou hors tension peuvent permettre de procéder à une évaluation de l'état des parafoudres.

L'activité de maintenance générale peut inclure:

- l'essai du compteur de décharges en son emplacement;
- l'inspection visuelle du corps de parafoudre;
- la confirmation de l'intégrité des conducteurs haute tension et de connexion à la terre;
- le nettoyage ou le regraissage de la surface en porcelaine si nécessaire.

Il convient d'examiner l'état de toute couronne ou des anneaux de garde éventuels, dans la mesure où la défaillance de ces éléments peut soit endommager le parafoudre en cas de rupture de ce dernier, soit permettre la formation d'une couronne, susceptible d'altérer les performances des isolateurs polymères.

Le parafoudre complet doit être remplacé en cas de défaillance ou de signe de détresse avéré d'un parafoudre. Les éléments individuels d'un parafoudre à plusieurs éléments ne peuvent pas être remplacés.

8.3.2 Enveloppe de parafoudre polluée

L'enveloppe polluée d'un parafoudre peut augmenter de manière considérable la température intérieure des varistances. Afin de se prémunir contre les défaillances de parafoudres dans les zones polluées, des parafoudres capables de supporter les conditions de pollution concernées doivent être choisis. Bien que cela ne soit pas spécifié de manière explicite dans l'IEC 60099-4, il convient que les parafoudres utilisés dans des conditions normales de fonctionnement résistent aux contraintes du niveau de pollution II (pollution moyenne) définies dans l'IEC 60071-2. Une exposition de la zone concernée à une forte pollution peut altérer les caractéristiques de fonctionnement des parafoudres. Si des parafoudres de conception inadéquate sont utilisés dans des zones fortement polluées (niveau III) ou très fortement polluées (niveau IV), un nettoyage ou un graissage périodique, voire un revêtement en silicone (pour les parafoudres à enveloppe en porcelaine), peut se révéler efficace pour se prémunir contre les événements mentionnés ci-dessus. Lorsqu'un lavage sous tension est prévu, il est nécessaire d'utiliser des parafoudres conçus pour de telles conditions de service.

Aucun nettoyage des parafoudres à enveloppe synthétique n'est généralement exigé. Il convient toutefois d'examiner les unités de manière occasionnelle pour détecter tout signe de cheminement électrique susceptible de se produire sous les ailettes, cette zone constituant l'emplacement potentiel de formation d'un cheminement.

Lorsque le lavage sous tension du parafoudre est spécifié, il convient de consulter des spécialistes. Il est foncièrement plus facile de laver les parafoudres MO, étant donné qu'aucun amorçage des éclateurs extérieurs en série ne peut se produire. Le lavage sous tension et en toute sécurité réclame toutefois expérience et pratique. Par comparaison au lavage des isolateurs, le seul risque supplémentaire concerne le chauffage des résistances MO.

8.3.3 Revêtement des enveloppes de parafoudres

L'application de revêtements palliatifs sur les parafoudres à enveloppe en porcelaine est possible sans toutefois être privilégiée. Il convient que le choix approprié initial de la ligne de fuite des parafoudres rende inutile tout graissage. Un graissage peut toutefois être nécessaire après toute variation des circonstances après installation. La graisse de silicone et le caoutchouc de silicone RTV constituent les types de revêtements les plus couramment utilisés sur les isolateurs en porcelaine. En aucun cas un traitement des parafoudres différent de celui des autres matériels n'est nécessaire.

8.3.4 Inspection des déconnecteurs installés sur les parafoudres

Des déconnecteurs peuvent être utilisés sur les parafoudres de ligne et de distribution. Des inspections régulières sont nécessaires pour localiser les déconnecteurs ouverts éventuels. Aucune vérification du bon fonctionnement d'un déconnecteur sur site n'est possible.

8.3.5 Parafoudres de ligne

Une inspection sur site par imagerie thermique peut être réalisable, mais uniquement pour les parafoudres de ligne sans éclateur. Dans le cas des parafoudres de ligne avec éclateur extérieur, l'inspection visuelle constitue une possibilité de vérification de l'intégrité physique de l'éclateur et du SVU.

8.4 Performances et outils de diagnostic

Des méthodes variées de diagnostic et des indicateurs qui permettent de révéler une éventuelle détérioration ou défaillance des propriétés isolantes ont été utilisés depuis l'introduction des parafoudres. Les méthodes de diagnostic vont des indicateurs de défaut et des dispositifs de déconnexion pour l'indication de défaillances totales des parafoudres (utilisés généralement aux niveaux de tension de distribution) jusqu'aux équipements capables de mesurer de faibles variations du courant de fuite résistif des parafoudres à oxyde métallique. Ces méthodes sont décrites de manière détaillée à l'Annexe D.

8.5 Fin de vie

8.5.1 Généralités

La fin de vie est définie dans l'IEC 62650 comme "La phase du cycle de vie d'un produit qui débute lorsqu'il est retiré de sa phase d'utilisation prévue". Par conséquent, il est exigé que chaque fabricant, à la demande de l'utilisateur, fournisse des informations suffisantes pour que les composants du parafoudre puissent être mis au rebut et/ou recyclés conformément aux règlements nationaux et internationaux.

Un parafoudre a pour fonction de protéger les autres matériels. Toutefois, si cette fonction n'est pas assurée, l'application est alors sans objet en premier lieu. Il convient par conséquent d'évaluer la durée de vie d'un parafoudre d'un point de vue fonctionnel, et lorsque la capacité du parafoudre constitue une source de préoccupation, il convient également d'envisager de le remplacer par un nouveau parafoudre. Les services publics attribuent généralement la durée de vie économiquement rentable d'une installation principale de manière à ce qu'elle soit adaptée aux autres matériels d'un poste. Cette durée peut varier entre 20 ans et 50 ans. La détermination de l'intervalle de remplacement approprié des parafoudres, sur la base de facteurs économiques et techniques, relève de la responsabilité des services publics. Il convient que les critères d'évaluation tiennent compte du fait qu'un remplacement régulier est viable, dans la mesure où les parafoudres ne nécessitent ni maintenance interventionniste ni remise à neuf, et permettent assurément d'éviter toute défaillance coûteuse de matériels plus onéreux (par exemple, postes GIS, transformateurs d'alimentation ou circuits critiques).

D'un point de vue technique, le composant actif rend possible une longue durée de vie à condition que les résistances MO ne soient pas soumises à des contraintes excessives. L'enveloppe et les joints sont toutefois les éléments les plus susceptibles de constituer les facteurs qui déterminent la durée de vie.

Pour les modèles de parafoudres tubulaires (à enveloppe en porcelaine et synthétique) dont le système d'étanchéité s'est détérioré à un niveau qui n'est plus capable d'assurer l'isolation de l'élément actif contre les influences météorologiques extérieures, la pénétration d'humidité est susceptible d'affaiblir la tenue diélectrique de l'ensemble d'éléments actifs des parafoudres. Une durée de vie fiable associée aux joints se situe dans une fourchette de 20 ans à 30 ans. L'environnement opérationnel et climatique est également très important pour ce qui concerne la réalisation effective de cette durée de vie d'un parafoudre.

Les parafoudres à enveloppe synthétique de conception guipée ou à cage ont été commercialisés dans les années 1980. La durée de vie est de ce fait toujours en cours d'évaluation, mais des estimations indiquent qu'il convient qu'elle atteigne au moins 25 ans.

8.5.2 Parafoudres GIS

Il s'agit de parafoudres disposés dans une enveloppe de gaz SF₆, dont il convient que la durée de vie atteigne au moins 30 ans.

8.6 Mise au rebut et recyclage

A la demande des utilisateurs, chaque fabricant doit fournir des informations suffisantes pour que tous les composants du parafoudre puissent être mis au rebut et/ou recyclés conformément aux règlements nationaux et internationaux. Il convient de vérifier tous les parafoudres afin de déterminer le type de gaz utilisé pour leur remplissage. Il convient de manipuler avec le plus grand soin les parafoudres GIS dans des enveloppes de gaz SF₆ dans le cas où tout cheminement ou toute formation d'arc peut s'être produit(e) et est susceptible de produire des polluants, notamment associés au claquage de l'enveloppe SF₆.

La conception interne peut être soumise à compression, et il convient de ce fait d'observer la plus grande prudence lors du retrait des parties internes de leur enveloppe et de leur mise au rebut.

Annexe A (informative)

Détermination des surtensions temporaires dues aux défauts à la terre

Le facteur de défaut à la terre k est le rapport de la valeur efficace de la tension phase-terre à fréquence industrielle la plus élevée sur une phase saine en un emplacement donné pendant un défaut à la terre (affectant une ou plusieurs phases en un point quelconque) à la valeur efficace de la tension phase-terre à fréquence industrielle qu'il convient d'obtenir en l'absence de défaut (voir 3.17 de l'IEC 60071-1:2006).

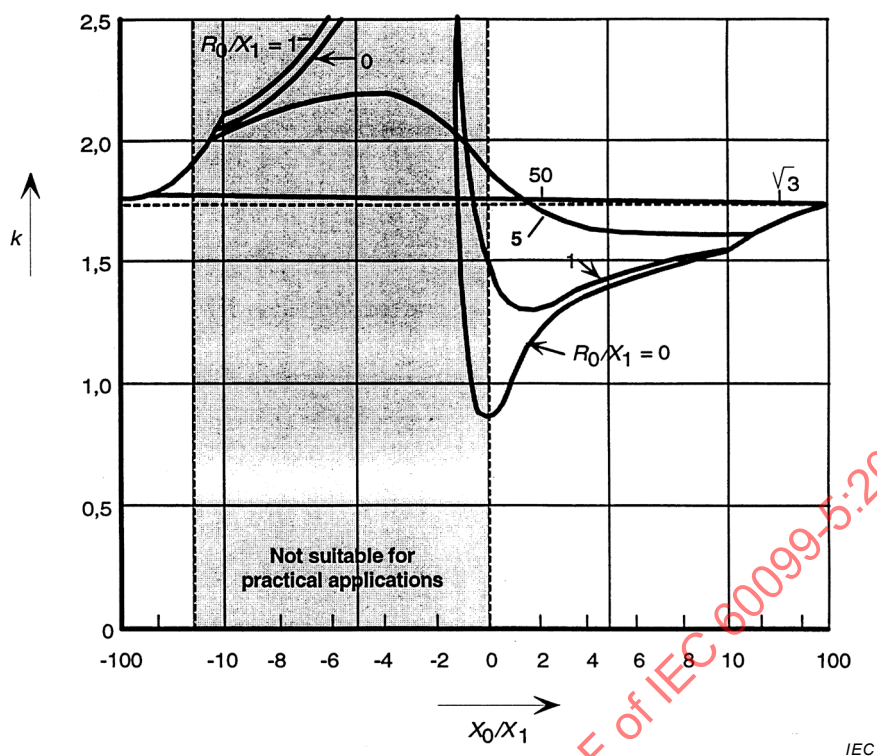
Le facteur de défaut à la terre est calculé à partir des impédances complexes Z_1 , Z_2 et Z_0 des systèmes direct, inverse et homopolaire, en tenant compte de la résistance de défaut R . Les relations suivantes s'appliquent:

$Z_1 = Z_2 = R_1 + jX_1$: résistance et réactance des systèmes directs et inverses;

$Z_0 = R_0 + jX_0$: résistance et réactance du système homopolaire.

NOTE Dans les réseaux à neutre très étendus mis à la terre par bobine de compensation, le facteur de défaut à la terre peut être plus élevé à des endroits autres que l'emplacement du défaut.

Les facteurs de défaut à la terre sont calculés à l'emplacement du défaut. Figure A.1 représente la situation globale, lorsque $R_1 \ll X_1$ et $R_1 = 0$. La plage des valeurs élevées de X_0/X_1 , en positif et/ou en négatif, correspond à des réseaux mis à la terre par bobine de compensation ou des réseaux à neutre isolé. La plage des faibles valeurs positives de X_0/X_1 correspond à des réseaux à neutre à la terre. La plage des faibles valeurs négatives de X_0/X_1 , indiquée par des hachures, ne convient pas à un usage pratique à cause de l'existence de résonances. Pour les réseaux à neutre à la terre, les Figure A.2 à Figure A.5 indiquent les facteurs de défaut à la terre sous la forme de familles de courbes qui correspondent à des valeurs particulières de R_1/X_1 . Les courbes sont valables pour les valeurs de résistance de défaut qui produisent les valeurs les plus élevées du facteur de défaut à la terre.



Anglais	Français
Not suitable for practical applications	Inapproprié aux utilisations pratiques

Figure A.1 – Facteur de défaut à la terre k en fonction de X_0/X_1 , pour $R_1/X_1 = R_1 = 0$

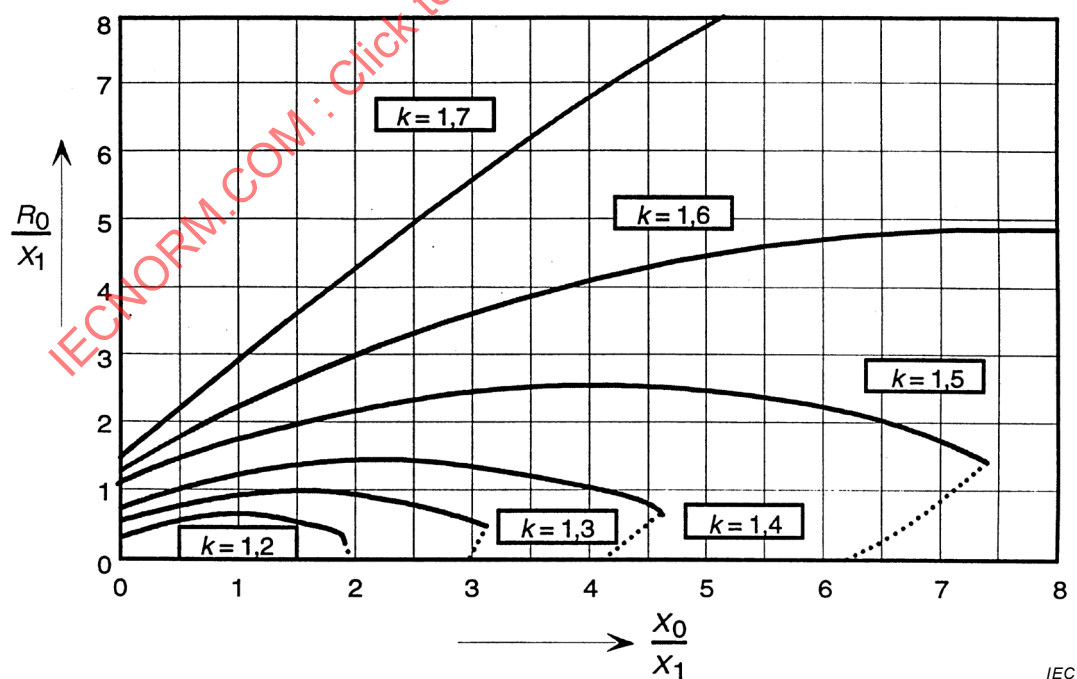


Figure A.2 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 0$

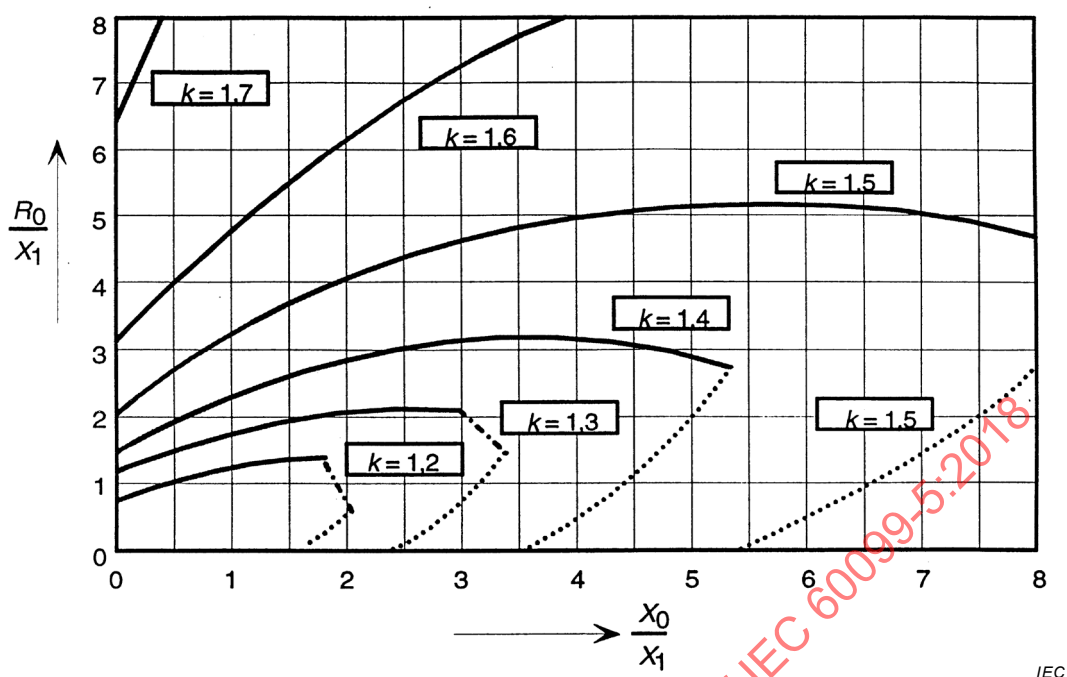


Figure A.3 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 0,5 X_1$

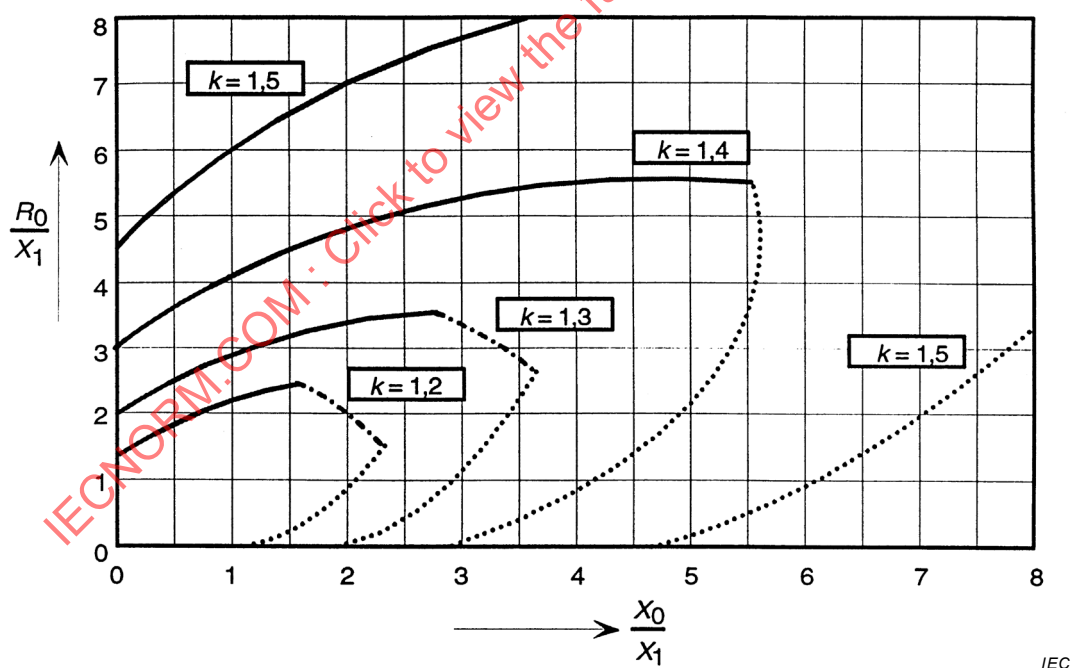


Figure A.4 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = X_1$

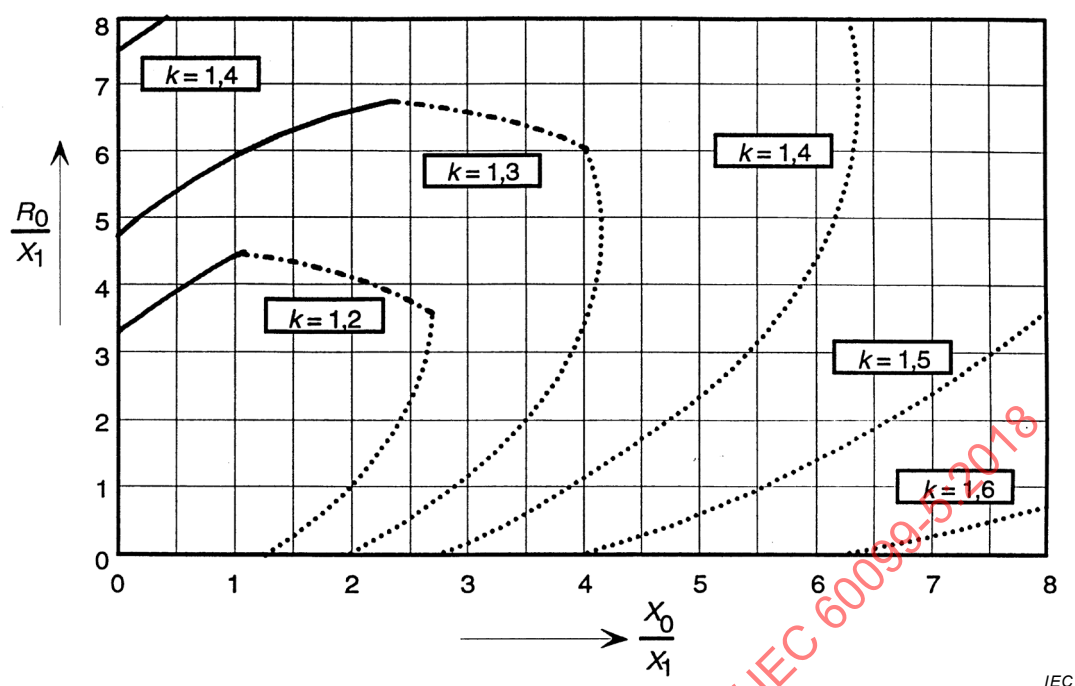


Figure A.5 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 2 X_1$

Sur les Figure A.2 à Figure A.5, les courbes sont divisées en régions qui représentent les conditions les plus critiques par les méthodes de présentation suivantes:

- la tension maximale apparaît, pendant un défaut à la terre, sur la phase qui est en avance par rapport à la phase en défaut;
- la tension maximale apparaît, pendant un défaut à la terre, sur la phase qui est en retard par rapport à la phase en défaut;
- - - la tension maximale apparaît, pendant un défaut à la terre, sur les phases saines.

Annexe B (informative)

Pratique courante

Pour les réseaux d'alimentation de certains pays, l'utilisation de la présente partie de l'IEC 60099 peut conduire à établir des tableaux de caractéristiques constantes des parafoudres. Pour utiliser la présente partie de l'IEC 60099 dans de tels pays, des tableaux contenant ces caractéristiques peuvent être ajoutés à la présente annexe, sans s'éloigner de la présente partie de l'IEC 60099.

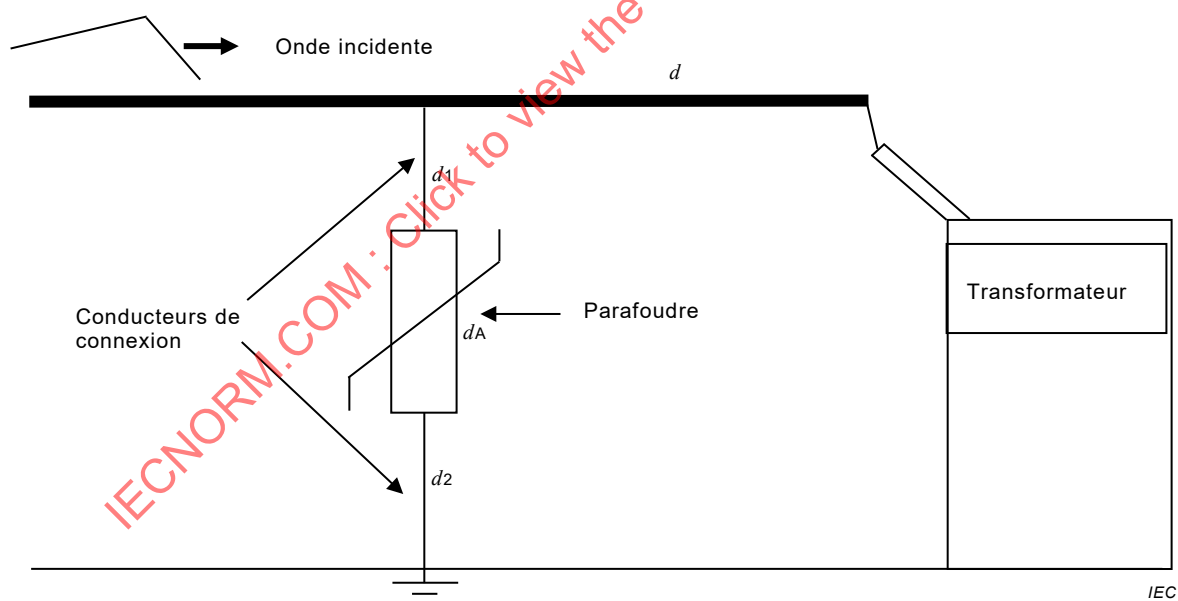
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60099-5:2018

Annexe C (informative)

Techniques de modélisation des parafoudres pour études portant sur la coordination de l'isolement et les exigences énergétiques

C.1 Modèles de parafoudres pour simulations de chocs

La Figure C.1 représente une installation de parafoudre normale (comparer avec la Figure 8 et la Figure 9). Pour les études portant sur la coordination de l'isolement, la modélisation du parafoudre avec ses conducteurs de connexion doit être effectuée de manière appropriée. Un modèle équivalent du parafoudre doit être appliqué, qui tient théoriquement compte de l'augmentation de la tension résiduelle en fonction de la raideur du courant, ainsi que des effets inductifs. Normalement, la hauteur du parafoudre d_A et les conducteurs de connexion d_1 et d_2 doivent être pris en compte avec les inductances. Pour les besoins des études portant sur la coordination de l'isolement, un chiffre prudent applicable aux parafoudres AIS est dans la plupart des cas la valeur $1 \mu\text{H/m}$ de longueur de parafoudre. Il est également recommandé d'utiliser la même inductance par mètre pour les conducteurs de connexion éventuels. Pour les parafoudres GIS, une inductance inférieure, $0,3 \mu\text{H/m}$ est proposée du fait de la conception coaxiale. Pour les cas critiques, des calculs plus précis des inductances peuvent être appliqués. Il doit être également noté que l'inductance indiquée ici est associée au champ magnétique qui entoure le parafoudre et les conducteurs de connexion. L'inductance communément appelée inductance interne d'un conducteur est nettement inférieure. Par conséquent, la forme des conducteurs, par exemple, utilisation de conducteurs plats en lieu et place de conducteurs cylindriques, ne constitue pas une différence importante.

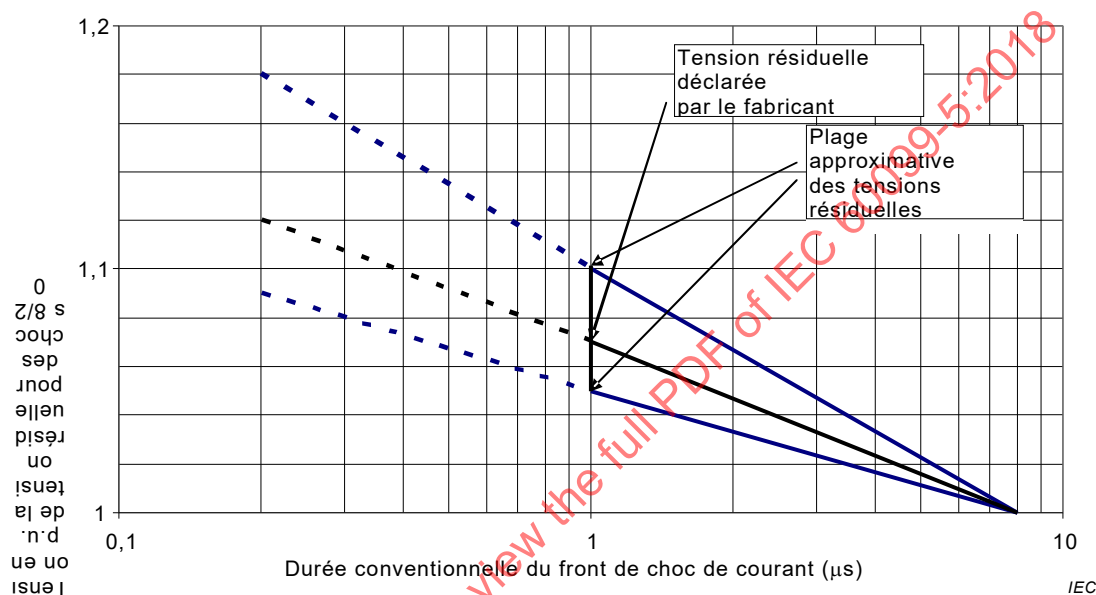


Légende

- d longueur de conducteur entre la traversée du transformateur et le point de connexion du conducteur de ligne du parafoudre
- d_1 longueur du conducteur de ligne du parafoudre
- d_A hauteur du parafoudre
- d_2 longueur du conducteur de terre du parafoudre

Figure C.1 – Croquis schématique d'une installation de parafoudre type

Pour les études portant sur la coordination de l'isolement, y compris les courants de foudre raides, différents modèles qui prennent en considération l'augmentation de la tension résiduelle ont été proposés. La modélisation précise de la réponse de l'oxyde métallique est toutefois difficile à réaliser, aucun modèle ne s'étant révélé jusqu'alors très précis. La présente annexe propose donc une approche pratique simplifiée. Un premier calcul est effectué avec un modèle de parafoudre qui repose sur la caractéristique 8/20 μ s plus une inductance de 1 μ H/m de longueur de parafoudre et des conducteurs de connexion, afin de vérifier la raideur du courant qui traverse le parafoudre. Sur la base de la raideur de courant obtenue, la caractéristique principale utilisée est ajustée en conséquence, un autre calcul étant effectué, et ainsi de suite. La Figure C.2 représente une augmentation type de la tension résiduelle en fonction de la durée conventionnelle du front du courant. Noter que cette augmentation est, par hypothèse, la même, et ce indépendamment de l'amplitude du courant.



NOTE Représente uniquement la réponse du matériau sans effets inductifs. Les valeurs pour des durées inférieures à 1 μ s indiquent uniquement une estimation de la tendance. Il convient de consulter le fabricant lorsque des valeurs plus précises sont nécessaires.

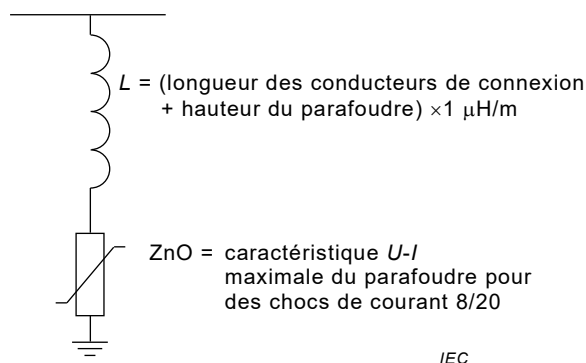
Figure C.2 – Augmentation de la tension résiduelle en fonction de la durée conventionnelle du front du courant

C.2 Application aux études portant sur la coordination de l'isolement

Les cas décisifs impliquent normalement des durées conventionnelles du front du courant d'environ 1 μ s dans le parafoudre. Par conséquent, un premier calcul peut, par exemple, être effectué avec une caractéristique de 5 % à 10 % supérieure à la caractéristique 8/20 μ s. Sur la base de la raideur de courant obtenue, la caractéristique principale utilisée est alors ajustée en conséquence, un autre calcul étant effectué, et ainsi de suite. La caractéristique maximale est importante pour les études portant sur la coordination de l'isolement. Cependant, lorsque les contraintes énergétiques d'un parafoudre sont calculées à partir de manœuvres, une énergie plus importante est normalement obtenue pour une caractéristique inférieure. Il convient par conséquent d'utiliser une caractéristique minimale pour ce type d'études. Comme valeur approchée, une caractéristique inférieure de 5 % à 10 % à la caractéristique maximale indiquée dans les catalogues du fabricant peut être utilisée, en l'absence d'informations plus précises. D'autre part, pour les énergies liées aux chocs de foudre, la caractéristique maximale peut fournir l'énergie de parafoudre la plus élevée, dans la mesure où la source peut, dans ce cas, être généralement considérée comme une source de courant. Il convient d'utiliser la caractéristique 30/60 pour les études portant sur les chocs de manœuvre. Normalement, la modélisation de la longueur de parafoudre et des conducteurs de connexion ne nécessite aucune inductance en série, en raison de l'effet négligeable du choc de courant lent.

C.3 Synthèse des propositions de modèles de parafoudres à utiliser pour les applications de choc

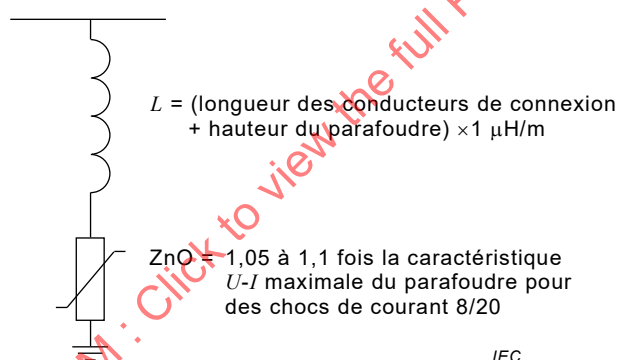
En résumé, les modèles suivants représentés aux Figure C.3 à Figure C.5 sont proposés pour être utilisés dans des conditions de choc.



Le calcul préliminaire permet de déterminer la raideur du choc de courant (durée conventionnelle du front de l'onde). Les caractéristiques $U-I$ sont ensuite ajustées en conséquence et les calculs sont répétés.

NOTE Pour les parafoudres GIS, l'inductance est fixée à $0,3 \mu\text{H/m}$.

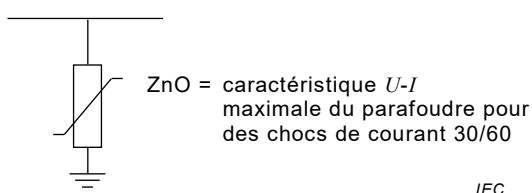
Figure C.3 – Modèle de parafoudre pour les études portant sur la coordination de l'isolement – surtensions à front rapide et calcul préliminaire (option 1)



Le calcul préliminaire permet de déterminer la raideur du choc de courant (durée conventionnelle du front de l'onde). Les caractéristiques $U-I$ sont ensuite ajustées en conséquence et les calculs sont répétés.

NOTE Pour les parafoudres GIS, l'inductance est fixée à $0,3 \mu\text{H/m}$.

Figure C.4 – Modèle de parafoudre pour les études portant sur la coordination de l'isolement – surtensions à front rapide et calcul préliminaire (option 2)



Une caractéristique minimale estimée se substitue à la caractéristique maximale pour les études portant sur les contraintes énergétiques des parafoudres.

Figure C.5 – Modèle de parafoudre pour les études portant sur la coordination de l'isolement – surtensions à front lent

Annexe D (informative)

Indicateurs de diagnostic de parafoudres à oxyde métallique sous tension

D.1 Généralités

D.1.1 Vue d'ensemble

Mis à part les rares cas dans lesquels un parafoudre fonctionne comme un dispositif de limitation des surtensions, il est censé se comporter comme un isolateur avec un courant de fuite très faible. Les propriétés isolantes sont essentielles pour la durée utile prévue des parafoudres et pour la fiabilité de fonctionnement du réseau de puissance.

Diverses méthodes de diagnostic et différents indicateurs permettant de révéler une éventuelle détérioration ou défaillance du parafoudre sont utilisés depuis l'introduction des parafoudres ZnO. Les méthodes de diagnostic vont des indicateurs de défaut et des dispositifs de déconnexion pour l'indication de défaillance totale des parafoudres jusqu'aux équipements capables de mesurer de faibles variations du courant de fuite résistif et/ou une perte active des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur.

Le but de la présente annexe est de fournir un guide à l'utilisateur si l'utilisation d'une méthode de diagnostic est envisagée et de passer en revue les méthodes de diagnostic classiques. Elle présente également une information détaillée sur les mesures du courant de fuite des parafoudres à oxyde métallique.

Il convient que les équipements de diagnostic soient conçus et mis en œuvre de façon à assurer la sécurité individuelle lors des mesures. Il convient que les équipements installés en permanence soient conçus et installés en prenant en compte les contraintes d'exploitation et de courant de court-circuit.

Pour plusieurs méthodes de diagnostic, il est exigé de disposer d'une borne de terre isolée sur le parafoudre. Il convient que la borne de terre ait un niveau de tension de tenue suffisamment élevé pour prendre en compte la chute de tension inductive qui apparaît entre la borne et la structure à la terre lors d'une décharge aux chocs de foudre.

D.1.2 Indicateurs de défaut

Les indicateurs de défaut donnent une indication visuelle claire d'un parafoudre défaillant, sans le déconnecter de la ligne. Le dispositif peut être une partie intégrante du parafoudre, ou une unité distincte installée en série avec le parafoudre. Le principe de fonctionnement repose habituellement sur l'amplitude et la durée du courant de parafoudre, ou sur la température des résistances variables à oxyde métallique.

D.1.3 Déconnecteurs

Les déconnecteurs, utilisés souvent sur des parafoudres moyenne tension, donnent une indication visuelle d'un parafoudre défaillant, en le déconnectant du réseau. Le principe de fonctionnement type consiste en un dispositif explosif déclenché par le courant de défaut; le déconnecteur n'est toutefois pas destiné à supprimer le courant de défaut. Le déconnecteur peut être une partie intégrante du parafoudre, ou une potence d'isolation, voire une unité distincte installée en série avec le parafoudre. L'avantage du dispositif est que la ligne reste active après déconnexion du parafoudre. Son principal inconvénient est l'absence de protection contre les surtensions jusqu'à la détection du parafoudre défaillant et son remplacement.

D.1.4 Compteurs de décharges

Les compteurs de décharges sont activés par des impulsions de courant dont l'amplitude est supérieure à un certain niveau, ou à certaines combinaisons d'amplitude et de durée du courant. Si l'intervalle de temps entre les décharges est très court (inférieur à 50 ms), les compteurs de décharges peuvent ne pas compter tous les chocs de courant. Certains compteurs nécessitent un courant de suite d'alimentation et peuvent ne pas compter les courtes impulsions de courant des parafoudres à oxyde métallique.

Selon le principe de fonctionnement et la sensibilité du compteur, il peut donner une indication sur les surtensions apparaissant sur le réseau, ou il peut fournir des informations sur le nombre de décharges correspondant à des contraintes énergétiques des parafoudres significatives. Le compteur ne fournit aucune indication spécifique sur l'état du parafoudre.

Pour des raisons de sécurité, il convient d'installer le compteur de décharges hors de portée du personnel. Il doit être situé en un emplacement auquel il peut être lu depuis le niveau du sol, le parafoudre étant sous tension. Il convient que l'installation soit faite sans augmenter considérablement la longueur de la connexion de terre ou sans réduire sa section. Le parafoudre doit être équipé d'une borne de terre isolée et d'un conducteur entre le parafoudre et le compteur isolé de la terre.

D.1.5 Eclateurs de surveillance

Les éclateurs de surveillance servent à indiquer le nombre et à évaluer l'amplitude et la durée des courants de décharge à travers le parafoudre. Une expérience approfondie est nécessaire pour interpréter correctement les marques sur l'éclateur. Certains éclateurs peuvent être examinés avec le parafoudre sous tension, alors que la mise hors tension du parafoudre est nécessaire pour d'autres types. Le parafoudre doit être équipé d'une borne de terre isolée. En variante, le dispositif peut faire partie intégrante du parafoudre. Les éclateurs ne donnent pas d'informations directes sur l'état réel du parafoudre. Toutefois, ils peuvent contribuer à prendre des décisions concernant son fonctionnement continu.

D.1.6 Mesures des températures

La mesure à distance de la température du parafoudre peut être effectuée avec des méthodes à imagerie thermique. Les progrès affichés en matière d'instruments à imagerie thermique ont contribué à la très grande utilisation à l'échelon mondial de cette méthode d'évaluation de l'état des parafoudres de ligne. La raison de l'efficacité avérée de cette méthode réside dans le fait que les parafoudres, en régime permanent, fonctionnent à une température relativement proche de la température ambiante, et que la mesure est rapide et précise. Le meilleur moyen de déterminer, par cette méthode, si un parafoudre ne fonctionne pas correctement consiste à comparer sa température à celle des parafoudres voisins de génération et de type analogues. Si l'écart de température entre les parafoudres analogues est de plus de 10 K, un problème peut alors se poser avec le parafoudre chaud.

Une mesure directe de la température de la résistance à oxyde métallique fournit une indication relativement précise sur l'état du parafoudre, mais exige, dans ce cas, que le parafoudre soit équipé de transducteurs spéciaux au moment de sa fabrication. Par conséquent, cette méthode n'est utilisée que dans des applications spéciales de parafoudre [40].

D.1.7 Mesures du courant de fuite des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur

D.1.7.1 Généralités

Toute détérioration des propriétés d'un parafoudre à oxyde métallique entraîne une augmentation du courant de fuite résistif ou des pertes actives à des valeurs données de tension et de température. La plupart des méthodes de diagnostic pour déterminer l'état des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur sont fondées sur les mesures du courant de fuite.