

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
71-2**

Troisième édition
Third edition
1996-12

Coordination de l'isolement –

**Partie 2:
Guide d'application**

Insulation co-ordination –

**Part 2:
Application guide**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 71-2: 1996

Validité de la présente publication

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

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles auprès du Bureau Central de la CEI.

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

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 50: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI), qui se présente sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande. Voir également le dictionnaire multilingue de la CEI.

Les termes et définitions figurant dans la présente publication ont été soit tirés du VEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Symboles graphiques et littéraux

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera:

- la CEI 27: *Symboles littéraux à utiliser en électro-technique*;
- la CEI 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*;
- la CEI 617: *Symboles graphiques pour schémas*;

et pour les appareils électromédicaux,

- la CEI 878: *Symboles graphiques pour équipements électriques en pratique médicale*.

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit tirés de la CEI 27, de la CEI 417, de la CEI 617 et/ou de la CEI 878, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

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

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

Validity of this publication

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

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available from the IEC Central Office.

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

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
Published yearly
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC 50: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field. Full details of the IEV will be supplied on request. See also the IEC Multilingual Dictionary.

The terms and definitions contained in the present publication have either been taken from the IEV or have been specifically approved for the purpose of this publication.

Graphical and letter symbols

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications:

- IEC 27: *Letter symbols to be used in electrical technology*;
- IEC 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets*;
- IEC 617: *Graphical symbols for diagrams*;

and for medical electrical equipment,

- IEC 878: *Graphical symbols for electromedical equipment in medical practice*.

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC 27, IEC 417, IEC 617 and/or IEC 878, or have been specifically approved for the purpose of this publication.

IEC publications prepared by the same technical committee

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

NORME INTERNATIONALE INTERNATIONAL STANDARD

**CEI
IEC
71-2**

Troisième édition
Third edition
1996-12

Coordination de l'isolement –

Partie 2: Guide d'application

Insulation co-ordination –

Part 2: Application guide

© CEI 1996 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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

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

Bureau central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembe Genève Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	8
Articles	
1 Généralités.....	10
1.1 Domaine d'application.....	10
1.2 Références normatives.....	10
1.3 Liste des symboles et définitions	12
2 Contraintes de tension représentatives en service.....	20
2.1 Origine et classification des contraintes de tension.....	20
2.2 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surtensions	22
2.3 Tensions et surtensions représentatives.....	26
3 Tension de tenue de coordination	56
3.1 Caractéristiques de tenue de l'isolation	56
3.2 Critère de performance	64
3.3 Procédures de coordination de l'isolement	66
4 Tension de tenue spécifiée	82
4.1 Remarques générales	82
4.2 Correction atmosphérique	82
4.3 Facteurs de sécurité	86
5 Tension de tenue normalisée et procédures d'essais.....	90
5.1 Remarques générales	90
5.2 Facteurs de conversion d'essai	92
5.3 Détermination de la tenue de l'isolement par des essais de type	94
6 Points particuliers concernant les lignes aériennes.....	102
6.1 Remarques générales.....	102
6.2 Coordination de l'isolement vis-à-vis des tensions d'exploitation et des surtensions temporaires.....	102
6.3 Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions à front lent.....	104
6.4 Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions de foudre	104
7 Points particuliers concernant les postes.....	106
7.1 Remarques générales.....	106
7.2 Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions.....	110
Tableaux	
1 Lignes de fuite recommandées	70
2 Facteurs de conversion d'essai pour la gamme I, pour convertir les tensions de tenue spécifiées au choc de manoeuvre en tensions de tenue à fréquence industrielle de courte durée et en choc de foudre	92
3 Facteurs de conversion d'essai pour la gamme II, pour convertir les tensions de tenue spécifiées à fréquence industrielle de courte durée en tension de tenue au choc de manoeuvre.....	94
4 Sélectivité des procédures d'essai B et C de la CEI 60-1	98
A.1 Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de foudre et les distances d'air minimales.....	118
A.2 Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de manoeuvre et les distances d'air phase-terre minimales.....	120
A.3 Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de manoeuvre et les distances d'air phase-phase minimales	120
C.1 Tension d'amorçage en fonction de la probabilité d'amorçage – Isolation unique et 100 isolations en parallèle	134

CONTENTS

	Page
FOREWORD	9
Clause	
1 General.....	11
1.1 Scope	11
1.2 Normative references	11
1.3 List of symbols and definitions	13
2 Representative voltage stresses in service.....	21
2.1 Origin and classification of voltage stresses	21
2.2 Characteristics of overvoltage protective devices.....	23
2.3 Representative voltages and overvoltages.....	27
3 Co-ordination withstand voltage	57
3.1 Insulation strength characteristics	57
3.2 Performance criterion.....	65
3.3 Insulation co-ordination procedures.....	67
4 Required withstand voltage	83
4.1 General remarks	83
4.2 Atmospheric correction	83
4.3 Safety factors	87
5 Standard withstand voltage and testing procedures	91
5.1 General remarks	91
5.2 Test conversion factors	93
5.3 Determination of insulation withstand by type tests	95
6 Special considerations for overhead lines.....	103
6.1 General remarks	103
6.2 Insulation co-ordination for operating voltages and temporary overvoltages	103
6.3 Insulation co-ordination for slow-front overvoltages	105
6.4 Insulation co-ordination for lightning overvoltages.....	105
7 Special considerations for substations	107
7.1 General remarks	107
7.2 Insulation co-ordination for overvoltages	111
Tables	
1 Recommended creepage distances	71
2 Test conversion factors for range I, to convert required switching impulses withstand voltages to short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages ...	93
3 Test conversion factors for range II to convert required short-duration power-frequency withstand voltages to switching impulse withstand voltages.....	95
4 Selectivity of test procedures B and C of IEC 60-1	99
A.1 Correlation between standard lightning impulse withstand voltages and minimum air clearances	119
A.2 Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-earth air clearances	121
A.3 Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-phase air clearances	121
C.1 Breakdown voltage versus cumulative flashover probability – Single insulation and 100 parallel insulations	135

F.1	Constante d'amortissement par effet couronne K_{co}	174
F.2	Facteur A pour différents types de lignes aériennes	184
G.1	Facteurs d'intervalles K typiques pour l'amorçage phase-terre au choc de manoeuvre .	194
G.2	Facteur d'intervalle pour des géométries phase-phase typiques	196
H.1	Résumé des tensions de tenue spécifiées minimales pour l'exemple H.1.1	212
H.2	Résumé des tensions de tenue spécifiées minimales pour l'exemple H.1.2	216
H.3	Valeurs relatives à la procédure de coordination de l'isolement pour l'exemple H.3	248

Figures

1	Plages de valeurs à 2 % des surtensions à front lent en extrémité de ligne dues à l'enclenchement ou au réenclenchement	38
2	Rapport entre les valeurs à 2 % des surtensions à front lent entre phases et phase-terre.....	40
3	Schéma du raccordement d'un parafoudre à l'objet protégé	54
4	Probabilité de décharge disruptive d'une isolation autorégénératrice sur une échelle linéaire	72
5	Probabilité de décharge disruptive d'une isolation autorégénératrice sur une échelle gaussienne.....	72
6	Evaluation du facteur de coordination déterministe K_{cd}	74
7	Evaluation du risque de défaillance.....	76
8	Risque de défaillance de l'isolation externe pour les surtensions à front lent en fonction du facteur de coordination statistique K_{cs}	80
9	Relation entre l'exposant m et la tension de tenue de coordination au choc de manoeuvre	86
10	Probabilité P qu'un matériel ait un comportement satisfaisant en essai en fonction de la différence K entre les tensions de tenue aux chocs réelle et assignée	98
11	Exemple de disposition schématique de poste utilisé pour la localisation des contraintes (voir 7.1)	106
B.1	Facteur de défaut à la terre k en fonction de X_0/X_1 pour $R_1/X_1 = R = 0$	124
B.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 $R_1 = 0$	124
B.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 $R_1 = 0,5 X_1$	126
B.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 $R_1 = X_1$	126
B.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 $R_1 = 2X_1$	128
C.1	Graphique de conversion donnant la réduction de la tension de tenue pour des intervalles d'air (destinés à assurer l'isolement) en parallèle.....	138
D.1	Exemple de courbes de surtensions entre phases à deux variables pour une même fonction de répartition de probabilité et des tangentes donnant les valeurs 2 % correspondantes.....	150
D.2	Principe de détermination de la surtension représentative entre phases U_{pre}	152
D.3	Configuration schématique de l'isolation phase-phase-terre	152
D.4	Description de la tension d'amorçage 50 % phase-phase-terre en onde de manoeuvre.	154

F.1 Corona damping constant K_{co}	175
F.2 Factor A for various overhead lines.....	185
G.1 Typical gap factors K for switching impulse breakdown phase-to-earth.....	195
G.2 Gap factors for typical phase-to-phase geometries.....	197
H.1 Summary of minimum required withstand voltages obtained for example H.1.1.....	213
H.2 Summary of required withstand voltages obtained for example H.1.2	217
H.3 Values related to the insulation co-ordination procedure for example H.3	249

Figures

1 Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization.....	39
2 Ratio between the 2 % values of slow-front overvoltages phase-to-phase and phase-to-earth.....	41
3 Diagram for surge arrester connection to the protected object.....	55
4 Distributive discharge probability of self-restoring insulation described on a linear scale	73
5 Disruptive discharge probability of self-restoring insulation described on a Gaussian scale	73
6 Evaluation of deterministic co-ordination factor K_{od}	75
7 Evaluation of the risk of failure.....	77
8 Risk of failure of external insulation for slow-front overvoltages as a function of the statistical co-ordination factor K_{cs}	81
9 Dependence of exponent m on the co-ordination switching impulse withstand voltage ..	87
10 Probability P of an equipment to pass the test dependent on the difference K between the actual and the rated impulse withstand voltage.....	99
11 Example of a schematic substation layout used for the overvoltage stress location (see 7.1)	107
B.1 Earth-fault factor k on a base of X_0/X_1 for $R_1/X_1 = R = 0$	125
B.2 Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = 0$	125
B.3 Relationship between R_0/X_1 et X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = 0,5 X_1$	127
B.4 Relationship between R_0/X_1 et X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = X_1$	127
B.5 Relationship between R_0/X_1 et X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = 2X_1$	129
C.1 Conversion chart for the reduction of the withstand voltage due to placing insulation configurations in parallel.....	139
D.1 Example for bivariate phase-to-phase overvoltage curves with constant probability density and tangents giving the relevant 2 % values.....	151
D.2 Principle of the determination of the representative phase-to-phase overvoltage U_{pre}	153
D.3 Schematic phase-phase-earth insulation configuration	153
D.4 Description of the 50 % switching impulse flashover voltage of a phase-phase-earth insulation.....	155

D.5 Angle d'inclinaison de la caractéristique de l'isolation entre phases dans la gamme b en fonction du rapport de la distance entre phases D à la hauteur au-dessus du sol Ht	156
E.1 Capacités réparties des enroulements d'un transformateur et circuit équivalent décrivant les enroulements	168
E.2 Valeurs du facteur J décrivant l'effet du couplage des enroulements sur la transmission des surtensions par voie inductive	170

Annexes

A Distances dans l'air assurant une tension spécifiée de tenue aux chocs dans une installation	114
B Détermination des surtensions temporaires dues à des défauts à la terre.....	122
C Loi de probabilité de Weibull.....	130
D Détermination de la surtension représentative à front lent due à l'enclenchement ou au réenclenchement d'une ligne.....	140
E Surtensions transmises dans les transformateurs	158
F Surtensions dues à la foudre	172
G Calcul de la tenue diélectrique des intervalles d'air à partir des données expérimentales	186
H Exemples de procédures de coordination de l'isolement.....	198
J Bibliographie	250

Withdrawing

D.5 Inclination angle of the phase-to-phase insulation characteristic in range b dependent on the ratio of the phase-phase clearance D to the height Ht above earth.....	157
E.1 Distributed capacitances of the windings of a transformer and the equivalent circuit describing the windings	169
E.2 Values of factor J describing the effect of the winding connections on the inductive surge transference	171

Annexes

A Clearances in air to assure a specified impulse withstand voltage installation.....	115
B Determination of temporary overvoltages due to earth faults	123
C Weibull probability distributions.....	131
D Determination of the representative slow-front overvoltage due to line energization and re-energization.....	141
E Transferred overvoltages in transformers.....	159
F Lightning overvoltages.....	173
G Calculation of air gap breakdown strength from experimental data	187
H Examples of insulation co-ordination procedure	199
J Bibliography	251

Withdrawn

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

Partie 2: Guide d'application

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 71-2 a été établie par le comité d'études 28 de la CEI: Coordination de l'isolement.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 1976, et constitue une révision technique.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
28/115/FDIS	28/117/RVD

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

L'annexe A fait partie intégrante de cette norme.

Les annexes B à J sont données uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 2: Application guide

FOREWORD

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

International Standard IEC 71-2, has been prepared by IEC technical committee 28: Insulation co-ordination.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 1976 and constitutes a technical revision.

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

FDIS	Report on voting
28/115/FDIS	28/117/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.

Annex A forms an integral part of this standard.

Annexes B to J are for information only.

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

Partie 2: Guide d'application

1 Généralités

1.1 *Domaine d'application*

La présente partie de la CEI 71 constitue un guide d'application et concerne le choix des niveaux d'isolement des matériels ou des installations pour les réseaux triphasés. Son but est de donner des recommandations pour la détermination des tensions de tenue assignées pour les gammes I et II de la CEI 71-1 et de justifier l'association de ces valeurs assignées avec les valeurs normalisées des tensions les plus élevées pour le matériel.

Cette association ne couvre que les besoins de la coordination de l'isolement. Les exigences relatives à la sécurité des personnes ne sont pas traitées dans ce guide d'application.

Il traite des réseaux triphasés de tension nominale supérieure à 1 kV. Les valeurs qui en sont déduites ou qui y sont proposées ne sont généralement applicables qu'à ces seuls réseaux. Cependant, les principes présentés sont également valables pour les réseaux biphasés ou monophasés.

Il traite de l'isolement phase-terre, entre phases et longitudinal.

Ce guide d'application n'est pas destiné à détailler les essais de routine qui seront spécifiés par les comités de produits concernés.

Le contenu de ce guide suit strictement l'organigramme de la procédure de la coordination de l'isolement présenté à la figure 1 de la CEI 71-1. Les articles 2 à 5 correspondent à chacun des rectangles de l'organigramme et donnent des informations détaillées sur les principes de la procédure de coordination de l'isolement qui conduit à déterminer les niveaux de tenue spécifiés.

Ce guide insiste sur la nécessité de prendre en compte, dès le départ, toutes les origines, toutes les classes et tous les types de contraintes de tension en service quelle que soit la gamme de la tension la plus élevée pour le matériel. Ce n'est qu'à la fin de la procédure, au moment de sélectionner les tensions de tenue normalisées, que l'on applique le principe de couvrir une contrainte de tension particulière en service par une tension de tenue normalisée. Aussi le guide fait-il référence, à cette étape finale, aux corrélations établies dans la CEI 71-1 entre les niveaux d'isolement normalisés et la tension la plus élevée pour le matériel.

Les annexes contiennent des exemples et des informations détaillées qui expliquent ou corroborent les principes décrits dans le texte principal, et les techniques analytiques de base qui sont utilisées.

1.2 *Références normatives*

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 71. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente partie de la CEI 71 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 2: Application guide

1 General

1.1 Scope

This part of IEC 71 constitutes an application guide and deals with the selection of insulation levels of equipment or installations for three-phase electrical systems. Its aim is to give guidance for the determination of the rated withstand voltages for ranges I and II of IEC 71-1 and to justify the association of these rated values with the standardized highest voltages for equipment.

This association is for insulation co-ordination purposes only. The requirements for human safety are not covered by this application guide.

It covers three-phase systems with nominal voltages above 1 kV. The values derived or proposed herein are generally applicable only to such systems. However, the concepts presented are also valid for two-phase or single-phase systems.

It covers phase-to-earth, phase-to-phase and longitudinal insulation.

This application guide is not intended to deal with routine tests. These are to be specified by the relevant product committees.

The content of this guide strictly follows the flow chart of the insulation co-ordination process presented in figure 1 of IEC 71-1. Clauses 2 to 5 correspond to the squares in this flow chart and give detailed information on the concepts governing the insulation co-ordination process which leads to the establishment of the required withstand levels.

The guide emphasizes the necessity of considering, at the very beginning, all origins, all classes and all types of voltage stresses in service irrespective of the range of highest voltage for equipment. Only at the end of the process, when the selection of the standard withstand voltages takes place, does the principle of covering a particular service voltage stress by a standard withstand voltage apply. Also, at this final step, the guide refers to the correlation made in IEC 71-1 between the standard insulation levels and the highest voltage for equipment.

The annexes contain examples and detailed information which explain or support the concepts described in the main text, and the basic analytical techniques used.

1.2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 71. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this part of IEC 71 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

CEI 56: 1987, *Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension*

CEI 60-1: 1989, *Technique des essais à haute tension – Première partie: Définitions et prescriptions générales relatives aux essais*

CEI 71-1: 1993, *Coordination de l'isolement – Partie 1: Définitions, principes et règles*

CEI 99-1: 1991, *Parafoudres – Partie 1: Parafoudres à résistance variable avec éclateurs pour réseaux à courant alternatif*

CEI 99-4: 1991, *Parafoudres – Partie 4: Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour réseaux à courant alternatif*

CEI 99-5: 1996, *Parafoudres – Partie 5: Recommandations pour le choix et l'utilisation – Section 1: Généralités*

CEI 505: 1975, *Guide pour l'évaluation et l'identification des systèmes d'isolation du matériel électrique*

CEI 507: 1991, *Essais sous pollution artificielle des isolateurs pour haute tension destinés aux réseaux à courant alternatif*

CEI 721-2-3: 1987, *Classification des conditions d'environnement – Partie 2: Conditions d'environnement présentes dans la nature. Pression atmosphérique*

CEI 815: 1986, *Guide pour le choix des isolateurs sous pollution*

1.3 Liste des symboles et définitions

Pour les besoins de la présente partie de la CEI 71, les symboles suivants ainsi que leurs définitions s'appliquent. Après chaque symbole, on trouve l'unité qui est normalement utilisée. Les quantités sans dimension sont indiquées comme suit: (-).

Certaines quantités sont données en p.u. Une quantité «par unité» est le rapport entre la valeur réelle d'un paramètre électrique (tension, courant, fréquence, puissance, impédance, etc.) et une valeur de référence donnée du même paramètre.

A	(kV)	paramètre caractérisant l'influence de la sévérité de la foudre pour le matériel dépendant du type de ligne aérienne à laquelle il est raccordé.
a_1	(m)	longueur de la liaison reliant le parafoudre à la ligne.
a_2	(m)	longueur de la liaison reliant le parafoudre à la terre.
a_3	(m)	longueur du conducteur de phase entre le parafoudre et le matériel protégé.
a_4	(m)	longueur de la partie active du parafoudre.
B	(-)	facteur utilisé pour décrire la caractéristique d'amorçage entre phases.
C_e	(nF)	capacité des enroulements primaires d'un transformateur par rapport à la terre.
C_s	(nF)	capacité série des enroulements primaires d'un transformateur.
C_2	(nF)	capacité phase-terre de l'enroulement secondaire d'un transformateur.
C_{12}	(nF)	capacité entre les enroulements primaire et secondaire d'un transformateur.
C_{1in}	(nF)	capacité d'entrée équivalente des bornes des transformateurs triphasés.
C_{2in}	(nF)	capacité d'entrée équivalente des bornes des transformateurs triphasés.
C_{3in}	(nF)	capacité d'entrée équivalente des bornes des transformateurs triphasés.
c	(m/μs)	vitesse de la lumière.

IEC 56: 1987, *High-voltage alternating-current circuit-breakers*

IEC 60-1: 1989, *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

IEC 71-1: 1993, *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*

IEC 99-1: 1991, *Surge arresters – Part 1: Non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems*

IEC 99-4: 1991, *Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*

IEC 99-5: 1996, *Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations – Section 1: General*

IEC 505: 1975, *Guide for the evaluation and identification of insulation systems of electrical equipment*

IEC 507: 1991, *Artificial pollution test on high-voltage insulators to be used on a.c. systems*

IEC 721-2-3: 1987, *Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature – Air pressure*

IEC 815: 1986, *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions*

1.3 List of symbols and definitions

For the purpose of this part of IEC 71, the following symbols and definitions apply. The symbol is followed by the unit to be normally considered, dimensionless quantities being indicated by (-).

Some quantities are expressed in p.u. A per unit quantity is the ratio of the actual value of an electrical parameter (voltage, current, frequency, power, impedance, etc.) to a given reference value of the same parameter.

A	(kV)	parameter characterizing the influence of the lightning severity for the equipment depending on the type of overhead line connected to it.
a_1	(m)	length of the lead connecting the surge arrester to the line.
a_2	(m)	length of the lead connecting the surge arrester to earth.
a_3	(m)	length of the phase conductor between the surge arrester and the protected equipment.
a_4	(m)	length of the active part of the surge arrester.
B	(-)	factor used when describing the phase-to-phase discharge characteristic.
C_e	(nF)	capacitance to earth of transformer primary windings.
C_s	(nF)	series capacitance of transformer primary windings.
C_2	(nF)	phase-to-earth capacitance of the transformer secondary winding.
C_{12}	(nF)	capacitance between primary and secondary windings of transformers.
C_{1in}	(nF)	equivalent input capacitance of the terminals of three-phase transformers.
C_{2in}	(nF)	equivalent input capacitance of the terminals of three-phase transformers.
C_{3in}	(nF)	equivalent input capacitance of the terminals of three-phase transformers.
c	(m/μs)	velocity of light.

c_f	(p.u.)	facteur de couplage des tensions entre câble de garde et conducteur de phase d'une ligne aérienne.
E_0	(kV/m)	gradient d'ionisation du sol.
F		fonction de répartition des amplitudes des surtensions, où $F(U) = 1 - P(U)$. Voir annexe C.3.
f		fonction décrivant la densité de probabilité des amplitudes des surtensions.
g	(-)	taux de transmission capacitive des ondes de tension.
H	(m)	altitude au-dessus du niveau de la mer.
h	(-)	facteur de tension à fréquence industrielle pour les ondes transmises dans les transformateurs.
Ht	(m)	hauteur au-dessus du sol.
I	(kA)	amplitude du courant de foudre.
I_g	(kA)	valeur limite du courant de foudre dans le calcul de la prise de terre des pylônes.
J	(-)	facteur d'enroulement pour les ondes transmises par induction dans les transformateurs.
K	(-)	facteur d'intervalle prenant en compte l'influence de la configuration de l'intervalle sur la tenue.
K_a	(-)	facteur de correction atmosphérique. [3.28 de la CEI 71-1]
K_c	(-)	facteur de coordination. [3.25 de la CEI 71-1]
K_s	(-)	facteur de sécurité. [3.29 de la CEI 71-1]
K_{cd}	(-)	facteur de coordination déterministe.
K_{co}	($\mu s/(kV m)$)	constante d'atténuation par effet couronne.
K_{cs}	(-)	facteur de coordination statistique.
K_{f+}	(-)	facteur d'intervalle pour les impulsions à front rapide de polarité positive.
K_{f-}	(-)	facteur d'intervalle pour les impulsions à front rapide de polarité négative.
k	(-)	facteur de défaut à la terre. [3.15 de la CEI 71-1]
L	(m)	distance de séparation entre le parafoudre et le matériel protégé.
L_a	(m)	longueur de ligne aérienne correspondant à un taux de coupures égal au taux admissible (lié à R_a).
L_t	(m)	longueur de ligne aérienne pour laquelle le taux de coupures dues à la foudre est égal au taux de retour retenu (lié à R_t).
L_{sp}	(m)	longueur de portée.
M	(-)	nombre d'isolations en parallèle considérées être simultanément contraintes par une surtension.
m	(-)	exposant de la formule du facteur de correction atmosphérique de la tenue de l'isolation externe.
N	(-)	nombre d'écarts-types entre U_{50} et U_0 pour une isolation autorégénératrice.
n	(-)	nombre de lignes aériennes considérées être raccordées au poste pour l'évaluation de l'amplitude de l'onde incidente.
P	(%)	probabilité de décharge d'une isolation autorégénératrice.
P_w	(%)	probabilité de tenue d'une isolation autorégénératrice.
q	(-)	facteur de réponse des enroulements de transformateur pour la transmission inductive des ondes.
R	(-)	risque de défaillance (défaillances par événement).
R_a	(1/a)	taux de défaillance admissible d'un appareil. Pour les lignes de transport, ce paramètre est généralement exprimé en $(1/a)/100$ km.

c_f	(p.u.)	coupling factor of voltages between earth wire and phase conductor of overhead lines.
E_0	(kV/m)	soil ionization gradient.
F		function describing the cumulative distribution of overvoltage amplitudes, where $F(U) = 1 - P(U)$. See annex C.3.
f		function describing the probability density of overvoltage amplitudes.
g	(-)	ratio of capacitively transferred surges.
H	(m)	altitude above sea-level.
h	(-)	power-frequency voltage factor for transferred surges in transformers.
Ht	(m)	height above ground.
I	(kA)	lightning current amplitude.
I_g	(kA)	limit lightning current in tower footing resistance calculation.
J	(-)	winding factor for inductively transferred surges in transformers.
K	(-)	gap factor taking into account the influence of the gap configuration on the strength.
K_a	(-)	atmospheric correction factor. [3.28 of IEC 71-1]
K_c	(-)	co-ordination factor. [3.25 of IEC 71-1]
K_s	(-)	safety factor. [3.29 of IEC 71-1]
K_{cd}	(-)	deterministic co-ordination factor.
K_{co}	($\mu s/(kVm)$)	corona damping constant.
K_{cs}	(-)	statistical co-ordination factor.
K_{ff}^+	(-)	gap factor for fast-front impulses of positive polarity.
K_{ff}^-	(-)	gap factor for fast-front impulses of negative polarity.
k	(-)	earth-fault factor [3.15 of IEC 71-1]
L	(m)	separation distance between surge arrester and protected equipment.
L_a	(m)	overhead line length yielding to an outage rate equal to the acceptable one (related to R_a).
L_t	(m)	overhead line length for which the lightning outage rate is equal to the adopted return rate (related to R_t).
L_{sp}	(m)	span length.
M	(-)	number of insulations in parallel considered to be simultaneously stressed by an overvoltage.
m	(-)	exponent in the atmospheric correction factor formula for external insulation withstand.
N	(-)	number of conventional deviations between U_{50} and U_0 of a self-restoring insulation.
n	(-)	number of overhead lines considered connected to a station in the evaluation of the impinging surge amplitude.
P	(%)	probability of discharge of a self-restoring insulation.
P_w	(%)	probability of withstand of self-restoring insulation.
q	(-)	response factor of transformer windings for inductively transferred surges.
R	(-)	risk of failure (failures per event).
R_a	(1/a)	acceptable failure rate for apparatus. For transmission lines, this parameter is normally expressed in terms of (1/a)/100 km.

R_{hc} (Ω)	valeur à courant fort de la résistance de prise de terre d'un pylône.
R_{km} (1/(m.a))	taux de coupures annuel d'une ligne aérienne d'une conception correspondant au premier kilomètre après le poste.
R_{lc} (Ω)	valeur à courant faible de la résistance de prise de terre d'un pylône.
R_p (1/a)	taux de défaut d'écran des lignes aériennes.
R_{sf} (1/a)	taux d'amorçage par défaut d'écran des lignes aériennes.
R_t (1/a)	taux de retour de surtension retenu (valeur de référence).
R_u (kV)	rayon d'un cercle dans le plan d'axes U^+/U^- décrivant les surtensions à front lent entre phases et phase-terre.
R_0 (Ω)	résistance en mode homopolaire.
R_1 (Ω)	résistance en mode direct.
R_2 (Ω)	résistance en mode inverse.
S (kV/ μ s)	raideur d'une onde de foudre arrivant sur un poste.
S_e (kV)	écart type de la distribution des surtensions phase-terre.
S_p (kV)	écart type de la distribution des surtensions entre phases.
S_{rp} (kV/ μ s)	raideur représentative d'une onde de foudre incidente.
s_e (-)	valeur réduite de l'écart type S_e (S_e divisée par U_{e50}).
s_p (-)	valeur réduite de l'écart type S_p (S_p divisée par U_{p50}).
T (μ s)	temps de propagation d'une onde de foudre.
U (kV)	amplitude d'une surtension (ou d'une tension).
U^+ (kV)	composante positive dans un essai d'isolement au choc de manoeuvre entre phases.
U^- (kV)	composante négative dans un essai d'isolement au choc de manoeuvre entre phases.
U_0 (kV)	valeur de troncature de la fonction de probabilité d'amorçage $P(U)$ d'une isolation autorégénératrice: $P(U \leq U_0) = 0$.
U_0^+ (kV)	composante positive équivalente phase-terre utilisée pour représenter la surtension entre phases la plus contraignante.
U_{1e} (kV)	surtension temporaire entre la terre et le neutre de l'enroulement primaire d'un transformateur.
U_{2e} (kV)	surtension temporaire entre la terre et le neutre de l'enroulement secondaire d'un transformateur.
U_{2N} (kV)	tension assignée de l'enroulement secondaire du transformateur.
U_{10} (kV)	valeur de la tension d'amorçage 10 % d'une isolation autorégénératrice. Cette valeur est la tension de tenue statistique de l'isolation définie en 3.23b) de la CEI 71-1.
U_{16} (kV)	valeur de la tension d'amorçage 16 % d'une isolation autorégénératrice.
U_{50} (kV)	valeur de la tension d'amorçage 50 % d'une isolation autorégénératrice.
U_{50M} (kV)	valeur de la tension d'amorçage 50 % de M isolations autorégénératrices en parallèle.
U_{50RP} (kV)	valeur de la tension d'amorçage 50 % d'un intervalle pointe-plan.
U_c^+ (kV)	composante positive définissant le centre d'un cercle décrivant les surtensions à front lent entre phases et entre phase et terre.
U_c^- (kV)	composante négative définissant le centre d'un cercle décrivant les surtensions à front lent entre phases et entre phase et terre.

R_{hc}	(Ω)	high current value of the tower footing resistance.
R_{km}	(1/(m.a))	overhead line outage rate per year for a design corresponding to the first kilometre in front of the station.
R_{lc}	(Ω)	low current value of the tower footing resistance.
R_p	(1/a)	shielding penetration rate of overhead lines.
R_{sf}	(1/a)	shielding failure flashover rate of overhead lines.
R_t	(1/a)	adopted overvoltage return rate (reference value).
R_u	(kV)	radius of a circle in the U^+/U^- plane describing the phase-phase-earth slow-front overvoltages.
R_0	(Ω)	zero sequence resistance.
R_1	(Ω)	positive sequence resistance.
R_2	(Ω)	negative sequence resistance.
S	(kV/ μ s)	steepness of a lightning surge impinging on a substation.
S_e	(kV)	conventional deviation of phase-to-earth overvoltage distribution.
S_p	(kV)	conventional deviation of phase-to-phase overvoltage distribution.
S_{rp}	(kV/ μ s)	representative steepness of a lightning impinging surge.
s_e	(-)	normalized value of the conventional deviation S_e (S_e referred to U_{e50}).
s_p	(-)	normalized value of the conventional deviation S_p (S_p referred to U_{p50}).
T	(μ s)	travel time of a lightning surge.
U	(kV)	amplitude of an overvoltage (or of a voltage).
U^+	(kV)	positive switching impulse component in a phase-to-phase insulation test.
U^-	(kV)	negative switching impulse component in a phase-to-phase insulation test.
U_0	(kV)	truncation value of the discharge probability function $P(U)$ of a self-restoring insulation: $P(U \leq U_0) = 0$.
U_0^+	(kV)	equivalent positive phase-to-earth component used to represent the most critical phase-to-phase overvoltage.
U_{1e}	(kV)	temporary overvoltage to earth at the neutral of the primary winding of a transformer.
U_{2e}	(kV)	temporary overvoltage to earth at the neutral of the secondary winding of a transformer.
U_{2N}	(kV)	rated voltage of the secondary winding of a transformer.
U_{10}	(kV)	value of the 10 % discharge voltage of self-restoring insulation. This value is the statistical withstand voltage of the insulation defined in 3.23 b) of IEC 71-1.
U_{16}	(kV)	value of the 16 % discharge voltage of self-restoring insulation.
U_{50}	(kV)	value of the 50 % discharge voltage of self-restoring insulation.
U_{50M}	(kV)	value of the 50 % discharge voltage of M parallel self-restoring insulations.
U_{50RP}	(kV)	value of the 50 % discharge voltage of a rod-plane gap.
U_c^+	(kV)	positive component defining the centre of a circle which describes the phase-phase-earth slow-front overvoltages.
U_c^-	(kV)	negative component defining the centre of a circle which describes the phase-phase-earth slow-front overvoltages.

U_{cw} (kV)	tension de tenue de coordination du matériel. [3.24 de la CEI 71-1]
U_e (kV)	amplitude d'une surtension phase-terre.
U_{et} (kV)	valeur de troncature de la fonction de répartition $F(U_e)$ des surtensions phase-terre: $F(U_e \geq U_{et}) = 0$; voir annexe C.3.
U_{e2} (kV)	valeur de la surtension phase-terre ayant une probabilité de 2 % d'être dépassée: $F(U_e \geq U_{e2}) = 0,02$; voir annexe C.3.
U_{e50} (kV)	valeur à 50 % de la fonction de répartition $F(U_e)$ des surtensions phase-terre; voir annexe C.3.
U_l (kV)	amplitude de l'onde de surtension de foudre incidente.
U_m (kV)	tension la plus élevée pour le matériel. [3.10 de la CEI 71-1]
U_p (kV)	amplitude d'une surtension entre phases.
U_{p2} (kV)	valeur de la surtension entre phases ayant une probabilité de 2 % d'être dépassée: $F(U_p \geq U_{p2}) = 0,02$; voir annexe C.3.
U_{p50} (kV)	valeur à 50 % de la fonction de répartition $F(U_p)$ des surtensions entre phases; voir annexe C.3.
U_s (kV)	tension la plus élevée d'un réseau. [3.9 de la CEI 71-1]
U_w (kV)	tension de tenue normalisée.
U_{pl} (kV)	niveau de protection en choc de foudre d'un parafoudre. [3.21 de la CEI 71-1]
U_{ps} (kV)	niveau de protection en choc de manœuvre d'un parafoudre. [3.21 de la CEI 71-1]
U_{pt} (kV)	valeur de troncature de la fonction de répartition $F(U_p)$ des surtensions phase-phase: $F(U_p \geq U_{pt}) = 0$; voir annexe C.3.
U_{rp} (kV)	amplitude de la surtension représentative. [3.19 de la CEI 71-1]
U_{rw} (kV)	tension de tenue assignée. [3.27 de la CEI 71-1]
U_{T1} (kV)	surtension appliquée à l'enroulement primaire d'un transformateur produisant (par transmission) une surtension sur l'enroulement secondaire.
U_{T2} (kV)	surtension sur l'enroulement secondaire d'un transformateur produite (par transmission) par une surtension appliquée à l'enroulement primaire.
u (p.u.)	amplitude d'une surtension (ou d'une tension) par unité, par rapport à $U_s \sqrt{2}/\sqrt{3}$.
w (-)	rapport de transformation d'un transformateur: tension entre phases du secondaire divisée par la tension entre phases du primaire.
X (m)	distance entre le point d'impact de la foudre et le poste.
X_p (km)	distance limite sur une ligne aérienne sur laquelle les événements de foudre sont à prendre en compte.
X_T (km)	longueur de la ligne à utiliser dans les calculs simplifiés de surtension de foudre.
X_0 (Ω)	réactance en mode homopolaire d'un réseau.
X_1 (Ω)	réactance en mode direct d'un réseau.
X_2 (Ω)	réactance en mode inverse d'un réseau.
x (-)	variable réduite d'une fonction de répartition $P(U)$ d'une isolation autorégénératrice.
x_M (-)	variable réduite d'une fonction de répartition $P(U)$ de M isolations autorégénératrices en parallèle.
Z (kV)	écart-type de la fonction de répartition de la probabilité d'amorçage $P(U)$ d'une isolation autorégénératrice.
Z_0 (Ω)	impédance en mode homopolaire.

U_{cw}	(kV)	co-ordination withstand voltage of equipment. [3.24 of IEC 71-1]
U_e	(kV)	amplitude of a phase-to-earth overvoltage.
U_{et}	(kV)	truncation value of the cumulative distribution $F(U_e)$ of the phase-to-earth overvoltages: $F(U_e \geq U_{et}) = 0$; see annex C.3.
U_{e2}	(kV)	value of the phase-to-earth overvoltage having a 2 % probability of being exceeded: $F(U_e \geq U_{e2}) = 0,02$; see annex C.3.
U_{e50}	(kV)	50 % value of the cumulative distribution $F(U_e)$ of the phase-to-earth overvoltages; see annex C.3.
U_l	(kV)	amplitude of the impinging lightning overvoltage surge.
U_m	(kV)	highest voltage for equipment. [3.10 of IEC 71-1]
U_p	(kV)	amplitude of a phase-to-phase overvoltage.
U_{p2}	(kV)	value of the phase-to-phase overvoltage having a 2 % probability of being exceeded: $F(U_p \geq U_{p2}) = 0,02$; see annex C.3.
U_{p50}	(kV)	50 % value of the cumulative distribution $F(U_p)$ of the phase-to-phase overvoltages; see annex C.3.
U_s	(kV)	highest voltage of a system. [3.9 of IEC 71-1]
U_w	(kV)	standard withstand voltage.
U_{pl}	(kV)	lightning impulse protective level of a surge arrester. [3.21 of IEC 71-1]
U_{ps}	(kV)	switching impulse protective level of a surge arrester. [3.21 of IEC 71-1]
U_{pt}	(kV)	truncation value of the cumulative distribution $F(U_p)$ of the phase-to-phase overvoltages: $F(U_p \geq U_{pt}) = 0$; see annex C.3.
U_{rp}	(kV)	amplitude of the representative overvoltage. [3.19 of IEC 71-1]
U_{rw}	(kV)	required withstand voltage. [3.27 of IEC 71-1]
U_{T1}	(kV)	overvoltage applied at the primary winding of a transformer which produces (by transference) an overvoltage on the secondary winding.
U_{T2}	(kV)	overvoltage at the secondary winding of a transformer produced (by transference) by an overvoltage applied on the primary winding.
u	(p.u.)	per unit value of the amplitude of an overvoltage (or of a voltage) referred to $U_s \sqrt{2}/\sqrt{3}$.
w	(-)	ratio of transformer secondary to primary phase-to-phase voltage.
X	(m)	distance between struck point of lightning and substation.
X_p	(km)	limit overhead line distance within which lightning events have to be considered.
X_T	(km)	overhead line length to be used in simplified lightning overvoltage calculations.
X_0	(Ω)	zero sequence reactance of a system.
X_1	(Ω)	positive sequence reactance of a system.
X_2	(Ω)	negative sequence reactance of a system.
x	(-)	normalized variable in a discharge probability function $P(U)$ of a self-restoring insulation.
x_M	(-)	normalized variable in a discharge probability function $P(U)$ of M parallel self-restoring insulations.
Z	(kV)	conventional deviation of the discharge probability function $P(U)$ of a self-restoring insulation.
Z_0	(Ω)	zero sequence impedance.

Z_1	(Ω)	impédance en mode direct.
Z_2	(Ω)	impédance en mode inverse.
Z_e	(Ω)	impédance d'onde du câble de garde d'une ligne aérienne.
Z_l	(Ω)	impédance d'onde d'une ligne aérienne.
Z_M	(kV)	écart-type de la fonction de répartition de la probabilité d'amorçage $P(U)$ de M isolations autorégénératrices en parallèle.
Z_s	(Ω)	impédance d'onde du conducteur de phase d'un poste.
z	(-)	valeur normée par rapport à U_{50} de l'écart type Z .
α	(-)	rapport entre la composante négative d'une onde de manoeuvre et la somme des deux composantes (positive + négative) d'une surtension entre phases.
β	(kV)	paramètre d'échelle d'une fonction cumulative de Weibull.
δ	(kV)	valeur de troncature d'une fonction cumulative de Weibull.
Φ		fonction intégrale de Gauss.
ϕ	(-)	angle d'inclinaison de la caractéristique d'un isolement entre phases.
γ	(-)	paramètre de forme d'une fonction cumulative de Weibull-3.
σ	(p.u.)	valeur par unité de l'écart type (S_p ou S_d) d'une distribution de surtensions.
ρ	(Ωm)	résistivité du sol.
τ	(μs)	constante de temps de queue d'une surtension de foudre due aux amorçages en retour sur les lignes aériennes.

2 Contraintes de tension représentatives en service

2.1 Origine et classification des contraintes de tension

La CEI 71-1 classe les contraintes de tension en fonction de paramètres appropriés, tels que la durée de la tension à la fréquence industrielle ou la forme d'une surtension, en fonction de leur effet sur l'isolation ou sur le dispositif de protection. A l'intérieur de ce classement, les contraintes de tension peuvent avoir plusieurs origines:

- les tensions permanentes (à la fréquence industrielle): elles trouvent leur origine dans l'exploitation des réseaux en conditions normales;
- les surtensions temporaires: elles peuvent être dues à des défauts, des manoeuvres telles qu'une perte de charge, des conditions de résonance, des non-linéarités (ferro-résonances) ou à une combinaison de ces causes;
- les surtensions à front lent: elles peuvent être dues à des défauts, des manoeuvres ou des coups de foudre directs sur les conducteurs de lignes aériennes;
- les surtensions à front rapide: elles peuvent être dues à des manoeuvres, des coups de foudre ou des défauts;
- les surtensions à front très rapide: elles peuvent être dues à des défauts ou des manoeuvres dans des postes sous enveloppe métallique (PSEM);
- les surtensions combinées: elles peuvent être dues à toutes les causes mentionnées ci-dessus. Elles se produisent entre les phases d'un réseau (surtension entre phases), ou sur la même phase, entre deux parties séparées d'un réseau (surtension longitudinale).

Toutes les contraintes de tension précédentes, excepté les surtensions combinées, sont détaillées séparément en 2.3. Les surtensions combinées sont présentées à l'endroit approprié, dans un ou plusieurs de ces alinéas.

Z_1	(Ω)	positive sequence impedance.
Z_2	(Ω)	negative sequence impedance.
Z_e	(Ω)	surge impedance of the overhead line earth wire.
Z_l	(Ω)	surge impedance of the overhead line.
Z_M	(kV)	conventional deviation of the discharge probability function $P(U)$ of M parallel self-restoring insulations.
Z_s	(Ω)	surge impedance of the substation phase conductor.
z	(-)	normalized value of the conventional deviation Z referred to U_{50} .
α	(-)	ratio of the negative switching impulse component to the sum of both components (negative + positive) of a phase-to-phase overvoltage.
β	(kV)	scale parameter of a Weibull cumulative function.
δ	(kV)	truncation value of a Weibull cumulative function.
Φ		Gaussian integral function.
ϕ	(-)	inclination angle of a phase-to-phase insulation characteristic.
γ	(-)	shape parameter of a Weibull-3 cumulative function.
σ	(p.u.)	per unit value of the conventional deviation (S_e or S_p) of an overvoltage distribution.
ρ	(Ωm)	soil resistivity.
τ	(μs)	tail time constant of a lightning overvoltage due to back-flashovers on overhead lines.

2 Representative voltage stresses in service

2.1 Origin and classification of voltage stresses

In IEC 71-1 the voltage stresses are classified by suitable parameters such as the duration of the power-frequency voltage or the shape of an overvoltage according to their effect on the insulation or on the protective device. The voltage stresses within these classes have several origins:

- continuous (power-frequency) voltages: originate from the system operation under normal operating conditions;
- temporary overvoltages: they can originate from faults, switching operations such as load rejection, resonance conditions, non-linearities (ferroresonances) or by a combination of these;
- slow-front overvoltages: they can originate from faults, switching operations or direct lightning strokes to the conductors of overhead lines;
- fast-front overvoltages: they can originate from switching operations, lightning strokes or faults;
- very-fast-front overvoltages: they can originate from faults or switching operations in gas-insulated substations (GIS);
- combined overvoltages: they may have any origin mentioned above. They occur between the phases of a system (phase-to-phase), or on the same phase between separated parts of a system (longitudinal).

All the preceding overvoltage stresses except combined overvoltages are discussed as separate items under 2.3. Combined overvoltages are discussed where appropriate within one or more of these items.

Pour chaque type de contrainte de tension, la transmission à travers les transformateurs doit être prise en compte (voir annexe E).

En règle générale, toutes les classes de surtension peuvent se rencontrer dans les deux gammes de tension I et II. Cependant, l'expérience a montré que certains types de tension ont plus d'importance dans une gamme de tension donnée; ce point sera exposé dans ce guide. Dans tous les cas, il faut noter que ce sont les études détaillées, basées sur des modèles adéquats pour représenter le réseau et les caractéristiques des dispositifs de limitation des surtensions, qui permettent d'obtenir la connaissance des contraintes la meilleure (valeurs de crête et formes).

2.2 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surtensions

2.2.1 Remarques générales

On considère deux catégories de dispositifs de protection normalisés:

- les parafoudres à résistance non linéaire avec éclateurs en série;
- les parafoudres à oxyde métallique sans éclateur.

En outre, les éclateurs sont considérés comme un autre dispositif de limitation des surtensions, bien qu'aucune norme CEI ne leur soit consacrée. Au cas où d'autres types de dispositifs de protection seraient utilisés, les paramètres de protection doivent être indiqués par le fabricant ou déterminés au moyen d'essais. Le choix entre plusieurs types de dispositifs, fournissant des degrés de protection différents, dépend de divers facteurs: importance du matériel à protéger, conséquences d'une interruption de service, etc. Les caractéristiques de ces dispositifs seront envisagées ci-après du point de vue de la coordination de l'isolement et leurs effets seront étudiés dans les articles traitant des différentes classes de surtension.

Les dispositifs de protection doivent être conçus et installés de façon à limiter l'amplitude des surtensions sur le matériel qu'ils protègent, en vérifiant que pendant son fonctionnement, la tension aux bornes de l'ensemble dispositif de protection-conducteurs de connexion ne dépasse pas une valeur admissible. Point essentiel, la tension produite entre les bornes d'un parafoudre à tout moment avant ou pendant son fonctionnement doit être prise en compte dans la détermination des caractéristiques de protection.

2.2.2 Parafoudres à résistance non linéaire avec éclateurs en série

La CEI 99-1 indique les caractéristiques relatives aux parafoudres comprenant une résistance non linéaire en carbure de silicium avec éclateurs en série. Cependant, lorsque le parafoudre est constitué d'une résistance non linéaire à oxyde métallique avec éclateurs en série, les caractéristiques peuvent s'écarter de celles indiquées dans la CEI 99-1. Le choix des parafoudres est traité dans la CEI 99-5.

2.2.2.1 Caractéristiques de protection relatives aux surtensions à front rapide

Les caractéristiques de la protection fournie par un parafoudre sont décrites au moyen des tensions suivantes (voir tableau 8 de la CEI 99-1):

- la tension d'amorçage pour un choc de foudre plein normalisé;
- la tension résiduelle au courant de décharge nominal retenu;
- la tension d'amorçage sur le front d'onde.

In all classifications of voltage stresses, transference through transformers should be taken into account (see annex E).

In general, all classes of overvoltages may exist in both voltage ranges I and II. However, experience has shown that certain voltage classifications are of more critical importance in a particular voltage range; this will be dealt with in this guide. In any case, it should be noted that the best knowledge of the stresses (peak values and shapes) is obtained with detailed studies employing adequate models for the system and for the characteristics of the overvoltage limiting devices.

2.2 *Characteristics of overvoltage protective devices*

2.2.1 *General remarks*

Two types of standardized protective devices are considered:

- non-linear resistor-type surge arresters with series gaps;
- metal-oxide surge arresters without gaps.

In addition, spark gaps are taken into account as an alternative overvoltage limiting device, although standards are not available within IEC. When other types of protective devices are used, their protection performance shall be given by the manufacturer or established by tests. The choice among protective devices, which do not provide the same degree of protection, depends on various factors, e.g. the importance of the equipment to be protected, the consequence of an interruption of service, etc. Their characteristics will be considered from the point of view of insulation co-ordination and their effects will be discussed under the clauses dealing with the various overvoltage classes.

The protective devices shall be designed and installed to limit the magnitudes of overvoltages against which they protect equipment so that the voltage at the protective device and the connecting leads during its operation do not exceed an acceptable value. A primary point is that the voltage produced across the terminals of the arrester at any moment prior to and during its operation must be considered in the determination of the protection characteristics.

2.2.2 *Non-linear resistor-type surge arresters with series gaps*

Where the surge arrester comprises a silicon carbide non-linear resistor with series gap, the characteristics are given in IEC 99-1. However, where the arrester consists of a metal-oxide non-linear resistor with series gap, the characteristics may differ from those given in IEC 99-1. The selection of arresters will be dealt with in IEC 99-5.

2.2.2.1 *Protection characteristics related to fast-front overvoltages*

The protection characteristics of a surge arrester are described by the following voltages (see table 8 of IEC 99-1):

- the sparkover voltage for a standard full lightning impulse;
- the residual voltage at the selected nominal discharge current;
- the front-of-wave sparkover voltage.

Le niveau de protection contre les chocs de foudre correspond à la plus élevée des valeurs suivantes:

- la tension maximale d'amorçage au choc 1,2/50 μ s;
- la tension résiduelle maximale au courant de décharge nominal retenu.

Cette évaluation du niveau de protection constitue une approximation globalement acceptable. La CEI 99-1 contient de plus amples informations sur la protection sur front d'onde par un parafoudre.

NOTE – Il était de tradition d'inclure la tension d'amorçage au choc sur front d'onde divisée par 1,15 dans la détermination du niveau de protection contre les chocs de foudre. Comme ce facteur de 1,15 ne se justifie techniquement que pour les isolations huile-papier ou par bain d'huile comme les transformateurs, son application à d'autres types de matériels pourrait se traduire par une réduction de la marge dans la conception de l'isolation. Cette possibilité a donc été omise pour la détermination du niveau de protection au choc de foudre.

2.2.2.2 *Caractéristiques de la protection relatives aux surtensions à front lent*

La protection fournie par un parafoudre est caractérisée par les tensions d'amorçage correspondant aux formes des chocs de manœuvre définies en 8.3.5 de la CEI 99-1.

Le niveau de protection d'un parafoudre contre les chocs de manœuvre correspond à la tension d'amorçage maximale pour ces formes de choc.

Si le parafoudre comprend des éclateurs, c'est le niveau de tension aux bornes de l'ensemble du parafoudre, lorsque celui-ci écoule des chocs de manœuvre, qui sera demandé au fabricant, car cette valeur peut être supérieure à celle de la tension d'amorçage.

2.2.3 *Parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs*

La définition de ces parafoudres et leurs caractéristiques sont données par la CEI 99-4.

2.2.3.1 *Caractéristiques de la protection relatives aux surtensions à front rapide*

La protection d'un parafoudre à oxyde métallique est caractérisée par les tensions suivantes:

- la tension résiduelle au courant de décharge nominal retenu;
- la tension résiduelle au choc de courant à front raide.

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, on admet que le niveau de protection pour les chocs de foudre correspond à la tension résiduelle maximale au courant de décharge nominal retenu.

2.2.3.2 *Caractéristiques de la protection relatives aux surtensions à front lent*

Le niveau de protection est caractérisé par la tension résiduelle aux courants de choc de manœuvre spécifiés.

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, on admet que le niveau de protection contre les chocs de manœuvre est égal à la tension résiduelle maximale aux courants de choc de manœuvre spécifiés.

L'évaluation des niveaux de protection donne une valeur approximative globalement acceptable. Pour une définition plus précise des performances de protection des parafoudres à oxyde métallique, il convient de se reporter à la CEI 99-4.

The lightning impulse protective level is taken as the highest of the following values:

- maximum sparkover voltage with 1,2/50 μ s impulse;
- maximum residual voltage at the selected nominal discharge current.

This evaluation of the protective level gives a value representing a generally acceptable approximation. For more information on wave-front protection by surge arresters, reference should be made to IEC 99-1.

NOTE – Traditionally, the front-of-wave sparkover voltage divided by 1,15 was included in the determination of the lightning impulse protective level. As the factor of 1,15 is technically justified only for oil-paper insulation or oil-immersed insulation like transformers, its application to other type of equipment may result in reduced insulation margin design. Therefore, this alternative has been omitted in the determination of the lightning impulse protective level.

2.2.2.2 *Protection characteristics related to slow-front overvoltages*

The protection of a surge arrester is characterized by the sparkover voltages for the switching impulse shapes specified in 8.3.5 of IEC 99-1.

The switching impulse protective level of a surge arrester is the maximum sparkover voltage for these impulse shapes.

If the arrester contains active gaps the total surge arrester voltage exhibited by the surge arrester when discharging switching surges shall be requested from the manufacturer, because it may be higher than the sparkover voltage.

2.2.3 *Metal oxide surge arresters without gaps*

The definition of such surge arresters and their characteristics are given in IEC 99-4.

2.2.3.1 *Protection characteristics related to fast-front overvoltages*

The protection of a metal-oxide surge arrester is characterized by the following voltages:

- the residual voltage at the selected nominal discharge current;
- the residual voltage at steep current impulse.

The lightning impulse protective level is taken for insulation co-ordination purposes as the maximum residual voltage at the selected nominal discharge current.

2.2.3.2 *Protection characteristics related to slow-front overvoltages*

The protection is characterized by the residual voltage at the specified switching impulse currents.

The switching impulse protective level is taken for insulation co-ordination purposes as the maximum residual voltage at the specified switching impulse currents.

The evaluation of protective levels gives a value representing a generally acceptable approximation. For a better definition of the protection performance of metal-oxide arresters, reference should be made to IEC 99-4.

2.2.4 *Eclateurs*

L'éclateur est un dispositif de protection contre les chocs qui consiste en un intervalle d'air entre les bornes du matériel protégé. Bien que les éclateurs ne soient généralement pas utilisés sur les réseaux dont la tension U_m est supérieure ou égale à 123 kV, ils se sont révélés en pratique satisfaisants sur des réseaux de tension d'exploitation allant jusqu'à 420 kV dans certains pays où l'activité orageuse est modérée. Le réglage des électrodes des éclateurs résulte souvent d'un compromis entre les impératifs de la protection et les conséquences de leur amorçage.

La protection contre les surtensions est caractérisée par la caractéristique tension-temps de l'éclateur pour les différentes formes de tension, la dispersion de la tension d'amorçage et sa dépendance vis-à-vis de la polarité. Etant donné qu'il n'existe aucune norme, ces caractéristiques doivent être demandées au fabricant ou établies par l'exploitant sur la base de ses propres spécifications.

NOTE – Le front raide de tension à la coupure et ses conséquences éventuelles sur l'isolation des enroulements devront être pris en compte en tant que caractéristiques de surtension.

2.3 *Tensions et surtensions représentatives*

2.3.1 *Tensions permanentes (à la fréquence industrielle)*

En conditions d'exploitation normales, on peut s'attendre à ce que la tension à la fréquence industrielle varie dans le temps et soit différente d'un point à l'autre du réseau. Cependant, pour les besoins de la conception et de la coordination de l'isolement, la tension permanente à fréquence industrielle représentative doit être considérée comme constante et égale à la tension la plus élevée du réseau. En pratique, jusqu'à 72,5 kV, la tension la plus élevée du réseau U_s peut être nettement inférieure à la tension la plus élevée pour le matériel U_m , alors que pour des niveaux de tension supérieurs ces tensions tendent à être égales.

2.3.2 *Surtensions temporaires*

Les surtensions temporaires se caractérisent par leur amplitude, leur forme et leur durée. Tous ces paramètres dépendent de l'origine des surtensions et leurs amplitudes et leurs formes peuvent varier pendant la durée même de la surtension.

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, on admet que la forme de la surtension temporaire représentative est celle de la tension normalisée de courte durée à fréquence industrielle. Son amplitude peut être définie par une valeur (le maximum présumé), un ensemble de valeurs de crête ou une distribution statistique complète de valeurs de crête. L'amplitude retenue pour la surtension temporaire représentative doit prendre en compte

- l'amplitude et la durée de la surtension réelle en service;
- la caractéristique amplitude/durée de la tenue à la fréquence industrielle de l'isolation considérée.

Si cette dernière caractéristique n'est pas connue, à titre de simplification on peut retenir une amplitude égale à l'amplitude maximale ayant en service une durée réelle inférieure à 1 min, et pour la durée, une durée égale à 1 min.

Dans certains cas particuliers, une procédure de coordination statistique peut être utilisée, décrivant la surtension représentative par une distribution de probabilité amplitude/durée des surtensions temporaires prévisibles en service (voir 3.3.1).

2.3.2.1 *Défauts à la terre*

Un défaut entre une phase et la terre peut entraîner des surtensions phase-terre sur les deux autres phases. Il ne se produit normalement pas de surtension temporaire entre phases ni sur une isolation longitudinale. La forme de la surtension est celle d'une tension à fréquence industrielle.

2.2.4 Spark gaps

The spark gap is a surge protective device which consists of an open air gap between the terminals of the protected equipment. Although spark gaps are usually not applied in systems with U_m equal to or higher than 123 kV, they have proved satisfactory in practice in some countries with moderate lightning activity on systems operating at voltages up to 420 kV. The adjustment of the gap settings is often a compromise between absolute protection and consequences of spark gap operation.

The protection against overvoltages is characterized by the voltage-time characteristic of the gap for the various voltage shapes, the sparkover voltage dispersion and its polarity dependence. As no standard exists, these characteristics shall be requested from the manufacturer or established by the user on the basis of his own specifications.

NOTE – The fast voltage collapse and possible consequences on the insulation of windings have to be taken into account as an overvoltage characteristic.

2.3 Representative voltages and overvoltages

2.3.1 Continuous (power-frequency) voltages

Under normal operating conditions, the power-frequency voltage can be expected to vary somewhat in magnitude and to differ from one point of the system to another. For purposes of insulation design and co-ordination, the representative continuous power-frequency voltage shall, however, be considered as constant and equal to the highest system voltage. In practice, up to 72,5 kV, the highest system voltage U_s may be substantially lower than the highest voltage for equipment U_m , while, with the increase of the voltage, both values tend to become equal.

2.3.2 Temporary overvoltages

Temporary overvoltages are characterized by their amplitudes, their voltage shape and their duration. All parameters depend on the origin of the overvoltages, and amplitudes and shapes may even vary during the overvoltage duration.

For insulation co-ordination purposes, the representative temporary overvoltage is considered to have the shape of the standard short duration (1 min) power-frequency voltage. Its amplitude may be defined by one value (the assumed maximum), a set of peak values, or a complete statistical distribution of peak values. The selected amplitude of the representative temporary overvoltage shall take into account:

- the amplitude and duration of the actual overvoltage in service;
- the amplitude/duration power frequency withstand characteristic of the insulation considered.

If the latter characteristic is not known, as a simplification the amplitude may be taken as equal to the actual maximum overvoltage having an actual duration of less than 1 min in service, and the duration may be taken as 1 min.

In particular cases, a statistical co-ordination procedure may be adopted describing the representative overvoltage by an amplitude/duration distribution frequency of the temporary overvoltages expected in service (see 3.3.1).

2.3.2.1 Earth faults

A phase-to-earth fault may result in phase-to-earth overvoltages affecting the two other phases. Temporary overvoltages between phases or across longitudinal insulation normally do not arise. The overvoltage shape is a power-frequency voltage.

Les amplitudes de ces surtensions dépendent du régime du neutre du réseau et de l'emplacement du défaut. L'annexe B donne des conseils pour leur détermination. Sur les configurations normales de réseaux, on suppose que l'amplitude représentative de la surtension est égale à sa valeur maximale. Les configurations de réseau anormales, par exemple des parties de réseau où le neutre n'est pas relié à la terre dans un réseau à neutre normalement relié à la terre, seront envisagées séparément, en tenant compte de la probabilité d'occurrence de telles configurations simultanément avec des défauts à la terre.

La durée de la surtension 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. Dans de tels cas, il peut être nécessaire de définir la tension permanente à fréquence industrielle comme étant la valeur de la surtension temporaire pendant un défaut à la terre.

NOTE – On attire l'attention sur le fait que la tension la plus élevée à la fréquence industrielle susceptible d'apparaître sur une phase saine pendant un défaut à la terre ne dépend pas seulement du facteur de défaut à la terre, mais aussi de la valeur de la tension d'exploitation au moment du défaut que l'on peut généralement prendre égale à la tension la plus élevée du réseau U_s .

2.3.2.2 Perte de charge

Les surtensions temporaires phase-terre ou longitudinales dues à une perte de charge dépendent de la charge déconnectée, de la configuration du réseau après la déconnexion et des caractéristiques des sources d'énergie (puissance de court-circuit au niveau du poste, régulation de vitesse et de tension des alternateurs, etc.).

Les élévations des trois tensions phase-terre sont identiques, et en conséquence, les mêmes surtensions relatives se manifestent entre phase et terre et entre phases. Ces élévations de la tension peuvent être spécialement importantes en cas de perte de charge à l'extrémité d'une longue ligne (effet Ferranti) et elles affectent principalement le matériel de poste relié au côté source du disjoncteur ouvert.

Les surtensions temporaires longitudinales dépendent du degré de discordance de phase après la séparation des réseaux, le pire cas étant l'opposition de phases.

NOTE – Du point de vue des surtensions, il convient de distinguer différentes configurations de réseau. A titre d'exemple, on peut envisager les deux cas extrêmes suivants:

- les réseaux comprenant des lignes relativement courtes avec des puissances de court-circuit relativement élevées aux postes d'extrémité, où se produisent de faibles surtensions;
- les réseaux comprenant des lignes longues avec de faibles puissances de court-circuit au niveau du site de production, ce qui est courant sur un réseau à très haute tension à son état initial, et sur lesquels des surtensions très élevées peuvent se produire en cas de perte brutale d'une charge importante.

Lors de l'analyse des surtensions temporaires, il est recommandé de prendre en considération les points suivants (avec la tension de référence de 1,0 p.u. égale à $\sqrt{2} U_s / \sqrt{3}$):

- en cas de perte d'une pleine charge sur des réseaux d'ampleur moyenne, la surtension temporaire phase-terre est généralement inférieure à 1,2 p.u. Sa durée dépend du fonctionnement du matériel de contrôle de la tension et peut atteindre plusieurs minutes;
- sur les grands réseaux, en cas de perte de pleine charge, les surtensions phase-terre peuvent atteindre 1,5 p.u., voire davantage lorsque se produisent des effets Ferranti ou des phénomènes de résonance. Leur durée peut être de l'ordre de quelques secondes;
- s'il n'y a ni moteur ni générateur sur la partie déconnectée, la surtension longitudinale est normalement égale à la surtension phase-terre. Sur les réseaux comportant des moteurs ou des générateurs sur la partie déconnectée, une séparation de réseaux peut entraîner une surtension temporaire longitudinale composée de surtensions phase-terre en opposition de phase dont l'amplitude maximale est normalement inférieure à 2,5 p.u. (on peut observer des valeurs plus importantes dans des cas exceptionnels tels que les très grands réseaux à haute tension).

The overvoltage amplitudes depend on the system neutral earthing and the fault location. Guidance for their determination is given in annex B. In normal system configurations, the representative overvoltage amplitude should be assumed equal to its maximum value. Abnormal system configurations, e.g. system parts with unearthed neutrals in a normally earthed neutral system, should be dealt with separately, taking into account their probability of occurrence simultaneously with earth faults.

The duration of the overvoltage corresponds to the duration of the fault (until fault clearing). In earthed neutral systems it is generally less than 1 s. In resonant earthed neutral systems with fault clearing it is generally less than 10 s. In systems without earth-fault clearing the duration may be several hours. In such cases, it may be necessary to define the continuous power-frequency voltage as the value of temporary overvoltage during earth fault.

NOTE – Attention is drawn to the fact that the highest voltage at power-frequency which may appear on a sound phase during the occurrence of an earth fault depends not only on the earth-fault factor but also on the value of the operating voltage at the time of the fault which can be generally taken as the highest system voltage U_s .

2.3.2.2 Load rejection

Phase-to-earth and longitudinal temporary overvoltages due to load rejection depend on the rejected load, on the system layout after disconnection and on the characteristics of the sources (short-circuit power at the station, speed and voltage regulation of the generators, etc.).

The three phase-to-earth voltage rises are identical and, therefore, the same relative overvoltages occur phase-to-earth and phase-to-phase. These rises may be especially important in the case of load rejection at the remote end of a long line (Ferranti effect) and they mainly affect the apparatus at the station connected on the source side of the remote open circuit-breaker.

The longitudinal temporary overvoltages depend on the degree of phase angle difference after network separation, the worst possible situation being a phase opposition.

NOTE – From the point of view of overvoltages, a distinction should be made between various types of system layouts. As examples, the following extreme cases may be considered:

- systems with relatively short lines and high values of the short-circuit power at the terminal stations, where low overvoltages occur;
- systems with long lines and low values of the short-circuit power at the generating site, which are usual in the extra-high voltage range at their initial stage, and on which very high overvoltages may arise if a large load is suddenly disconnected.

In analysing temporary overvoltages, it is recommended that consideration be given to the following (where the 1,0 p.u. reference voltage equals: $\sqrt{2} U_s / \sqrt{3}$):

- 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 1,5 p.u. or even more when Ferranti or resonance effects occur. Their duration may be in the order of some seconds;
- if only static loads are on the rejected side, the longitudinal temporary overvoltage is normally equal to the phase-to-earth overvoltage. In systems with motors or generators on the rejected side, a network separation can give rise to a longitudinal temporary overvoltage composed of two phase-to-earth overvoltage components in phase opposition, whose maximum amplitude is normally below 2,5 p.u. (greater values can be observed for exceptional cases such as very extended high-voltage systems).

2.3.2.3 Résonance et ferrorésonance

Les surtensions temporaires dues aux résonances et ferrorésonances se produisent généralement soit lorsque sont mis sous tension des réseaux comportant d'importants éléments capacitifs (lignes, câbles, lignes compensées en série) et inductifs (transformateurs, bobines d'inductance shunt) présentant des caractéristiques d'aimantation non linéaires, soit à la suite de pertes de charge.

Les surtensions temporaires dues à des phénomènes de résonance peuvent atteindre des valeurs extrêmement élevées. Elles doivent être évitées ou limitées par des mesures précisées en 2.3.2.6. En conséquence, elles ne doivent normalement pas être considérées comme servant de base au choix de la tension spécifiée d'un parafoudre, ou à la conception d'isolations sauf si ces moyens ne sont pas suffisants (voir 2.3.2.7).

2.3.2.4 Surtensions longitudinales pendant une opération de synchronisation

Les surtensions temporaires longitudinales représentatives sont déduites de la surtension prévisible en exploitation dont l'amplitude est égale au double de la tension de service phase-terre et qui peut durer de plusieurs secondes à quelques minutes.

En outre, lorsque les opérations de synchronisation sont fréquentes, la probabilité d'un défaut à la terre et de la surtension qu'il entraîne doit être prise en considération. Dans ces conditions, les amplitudes des surtensions représentatives sont la somme du maximum présumé de la surtension due au défaut à la terre sur une borne et de la tension permanente d'exploitation en opposition de phase sur l'autre borne.

2.3.2.5 Combinaisons de plusieurs causes de surtensions temporaires

Avant de combiner des surtensions temporaires d'origines différentes, on doit examiner soigneusement leur probabilité d'apparition simultanée. Ces combinaisons peuvent se traduire par le choix de caractéristiques assignées plus élevées pour les parafoudres, ce qui a pour conséquence des niveaux de protection et d'isolement élevés. Or, ceux-ci ne se justifient techniquement et économiquement que si la probabilité d'occurrence est suffisamment élevée.

2.3.2.5.1 Défaut à la terre avec perte de charge

La combinaison défaut à la terre et perte de charge peut se produire quand, lors d'un défaut sur une ligne, le disjoncteur côté charge s'ouvre en premier et la charge déconnectée cause une surtension de perte de charge dans la partie du réseau toujours en défaut, jusqu'à l'ouverture du disjoncteur côté source.

La combinaison défaut à la terre et perte de charge peut aussi se produire lorsqu'une charge importante est déconnectée et lorsque la surtension temporaire qui s'ensuit entraîne un défaut à la terre sur le reste du réseau. Cependant, la probabilité d'un tel événement est faible lorsque les surtensions dues à la variation de la charge sont elles-mêmes limitées, et un défaut consécutif à une perte de charge ne peut se produire que dans des conditions extrêmes, en cas de pollution importante par exemple.

Enfin, une telle combinaison peut résulter d'un défaut sur une ligne, suivi de l'ouverture avortée d'un disjoncteur. Même si elle est faible, la probabilité d'une telle combinaison n'est pas négligeable dans la mesure où il s'agit d'événements qui ne sont pas statistiquement indépendants. Une telle suite d'événements, qui fait qu'un alternateur se trouve relié, via un transformateur, à une longue ligne en défaut, peut entraîner une surtension importante sur les phases saines. La surtension consiste alors en un transitoire à front lent et en une surtension temporaire variable et prolongée, qui dépend elle-même des caractéristiques de l'alternateur et des actions du régulateur de tension.

2.3.2.3 *Resonance and ferroresonance*

Temporary overvoltages due to these causes generally arise when circuits with large capacitive elements (lines, cables, series compensated lines) and inductive elements (transformers, shunt reactors) having non-linear magnetizing characteristics are energized, or as a result of load rejections.

Temporary overvoltages due to resonance phenomena can reach extremely high values. They shall be prevented or limited by measures recommended in 2.3.2.6. They shall therefore not normally be considered as the basis for the selection of the surge arrester rated voltage or for the insulation design unless these remedial measures are not sufficient (see 2.3.2.7).

2.3.2.4 *Longitudinal overvoltages during synchronization*

The representative longitudinal temporary overvoltages are derived from the expected overvoltage in service which has an amplitude equal to twice the phase-to-earth operating voltage and a duration of several seconds to some minutes.

Furthermore, when synchronization is frequent, the probability of occurrence of an earth fault and consequent overvoltage shall be considered. In such cases the representative overvoltage amplitudes are the sum of the assumed maximum earth-fault overvoltage on one terminal and the continuous operating voltage in phase opposition on the other.

2.3.2.5 *Combinations of temporary overvoltage origins*

Temporary overvoltages of different origin shall be treated as combined only after careful examination of their probability of simultaneous occurrence. Such combinations may lead to higher arrester ratings with the consequence of higher protection and insulation levels; this is technically and economically justified only if this probability of simultaneous occurrence is sufficiently high.

2.3.2.5.1 *Earth fault with load rejection*

The combination earth fault with load rejection can exist when, during a fault on the line, the load side breaker opens first and the disconnected load causes a load rejection overvoltage in the still faulted part of the system until the supply side circuit-breaker opens.

The combination earth fault with load rejection can also exist when a large load is switched off and the temporary overvoltage due to this causes a subsequent earth fault on the remaining system. The probability of such an event, however, is small, when the overvoltages due to the change of load are themselves small and a subsequent fault is only likely to occur in extreme conditions such as in heavy pollution.

The combination can further occur as a result of a line fault followed by failure of a circuit-breaker to open. The probability of such a combination, although small, is not negligible since these events are not statistically independent. Such an occurrence, which results in a generator connected through a transformer to a faulted long line, can result in significant overvoltage on the healthy phases. The overvoltage consists of a slow-front transient and a prolonged variable temporary overvoltage which is a function of generator characteristics and governor-voltage regulator actions.

Des études du réseau sont recommandées si de telles combinaisons sont considérées comme probables. Sans ces études, on pourrait penser qu'il est nécessaire d'ajouter ces surtensions, ce que l'on considère comme trop pessimiste pour les raisons suivantes:

- le facteur de défaut à la terre change lorsqu'il est lié à la surtension résultant de la perte de charge;
- la configuration du réseau n'est plus la même après modification de la charge. Ainsi, le facteur de défaut à la terre au niveau des transformateurs de groupe avec neutre à la terre est inférieur à 1 après leur déconnexion du réseau;
- la perte de la totalité de la charge assignée n'est pas un phénomène habituel sur les transformateurs de réseau.

2.3.2.5.2 *Autres combinaisons*

Etant donné qu'il convient d'éviter les phénomènes de résonance, leur combinaison avec des phénomènes d'origine différente ne sera considérée que comme une conséquence supplémentaire de ces résonances. Cependant, sur certains réseaux, il n'est pas facile d'éviter les phénomènes de résonance. Il importe alors de procéder à des études détaillées.

2.3.2.6 *Limitation des surtensions temporaires*

2.3.2.6.1 *Surtensions dues à un défaut à la terre*

Les surtensions consécutives à un défaut à la terre dépendent des paramètres du réseau et ne peuvent être maîtrisées que par un choix approprié de ces paramètres lors de la conception du réseau. Les amplitudes des surtensions sont généralement moins importantes dans les réseaux avec neutre à la terre. Il existe toutefois une exception pour ces réseaux dont le neutre est mis à la terre lorsque, dans des conditions exceptionnelles, une partie de ces réseaux peut se trouver séparée avec les neutres des transformateurs n'étant pas reliés à la terre. Dans une telle situation, la durée des surtensions importantes dues à des défauts à la terre dans le sous-réseau séparé peut être contrôlée par une mise à la terre rapide de ces neutres avec des commutateurs ou des parafoudres appropriés sur le neutre qui le mettent à la terre après un défaut.

2.3.2.6.2 *Modifications rapides de la charge*

Ces surtensions peuvent être contrôlées au moyen de bobines d'inductance shunt, de condensateurs-série ou de compensateurs statiques.

2.3.2.6.3 *Résonance et ferrorésonance*

On limite les surtensions dues à ces phénomènes en désaccordant le réseau pour la fréquence de résonance, par une modification de la configuration du réseau ou par des résistances d'amortissement.

2.3.2.7 *Protection fournie par des parafoudres contre les surtensions temporaires*

En règle générale, on se base, pour le choix de la tension assignée du parafoudre, sur l'enveloppe des surtensions temporaires prévisibles, en prenant en compte l'aptitude du parafoudre à dissiper l'énergie. En général, l'ajustement des caractéristiques assignées du parafoudre aux contraintes de tension temporaires est plus critique en gamme II, pour laquelle les marges sont plus faibles, qu'en gamme I. Habituellement, l'aptitude à dissiper l'énergie d'un parafoudre soumis à une surtension temporaire est exprimée par une caractéristique amplitude/durée fournie par le constructeur.

If such combinations are considered probable, system studies are recommended. Without such studies, one may be led to believe that it is necessary to combine these overvoltages, but this is considered too pessimistic for the following reasons:

- the earth-fault factor changes when it is related to the load rejection overvoltage;
- the system configuration has changed after the load change. For example, the earth-fault factor at generator transformers with earthed neutral is less than 1 after being disconnected from the system;
- for system transformers the loss of full rated load is not usual.

2.3.2.5.2 *Other combinations*

As resonance phenomena should be avoided, their combination with other origins should only be considered as an additional result of these resonances. In some systems, however, it is not readily possible to avoid resonance phenomena, and, for such systems, it is important to carry out detailed studies.

2.3.2.6 *Limitation of temporary overvoltages*

2.3.2.6.1 *Earth-fault overvoltages*

Earth-fault overvoltages depend on the system parameters and can only be controlled by selecting these parameters during the system design. The overvoltage amplitudes are normally less severe in earthed neutral systems. However, an exception exists in earthed neutral systems, a part of which in unusual situations can become separated with unearthened transformer neutrals. In such a situation, the duration of the high overvoltages due to earth faults in the separated part can be controlled by fast earthing at these neutrals, by switches or by specially selected neutral surge arresters, which short-circuit the neutral after failing.

2.3.2.6.2 *Sudden changes of load*

These overvoltages can be controlled by shunt reactors, series capacitors or static compensators.

2.3.2.6.3 *Resonance and ferroresonance*

These overvoltages should be limited by de-tuning the system from the resonance frequency, by changing the system configuration, or by damping resistors.

2.3.2.7 *Surge arrester protection against temporary overvoltages*

Usually the selection of the rated voltage of the surge arrester is based upon the envelope of the temporary overvoltage expected, taking into account the energy dissipation capability of the surge arrester. In general, matching the surge arrester rating with the temporary overvoltage stress is more critical in range II where the margins are lower than in range I. Usually, the energy capability of the surge arrester under temporary overvoltage stress is expressed as an amplitude/duration characteristic furnished by the manufacturer.

En pratique, les parafoudres ne limitent pas les surtensions temporaires. Il existe une exception pour les surtensions temporaires dues à des phénomènes de résonance et pour lesquels les parafoudres peuvent être utilisés pour limiter, voire empêcher, de telles surtensions. Pour ce type d'application, il convient d'étudier avec soin les contraintes thermiques susceptibles d'affecter les parafoudres, de façon à éviter leur surcharge.

2.3.3 Surtensions à front lent

Les surtensions à front lent ont des durées de front comprises entre quelques dizaines et quelques milliers de microsecondes, des temps de queue du même ordre de grandeur, et sont de nature oscillatoire. Elles sont généralement dues aux phénomènes suivants:

- enclenchement et réenclenchement d'une ligne;
- défauts et élimination de défauts;
- pertes de charge;
- coupure de courants capacitifs ou inductifs;
- coups de foudre éloignés sur un conducteur de ligne aérienne.

La contrainte de tension représentative est alors caractérisée par

- une forme de tension représentative;
- une amplitude représentative qui peut être soit une surtension supposée maximale soit une distribution d'amplitude des surtensions.

La forme de tension représentative est l'onde de manœuvre normalisée (durée jusqu'à la crête 250 μ s, durée de décroissance jusqu'à demi-valeur 2500 μ s). L'amplitude représentative est l'amplitude de la surtension considérée indépendamment de la durée jusqu'à la crête réelle. Cependant, sur certains réseaux de la gamme II, des surtensions ayant un temps de front très long peuvent se produire et leur amplitude représentative peut être déduite en prenant en compte l'influence du temps de front sur la tenue diélectrique de l'isolation.

La fonction de répartition des surtensions sans fonctionnement de parafoudre se caractérise par sa valeur à 2 %, son écart-type et sa valeur de troncature. Même si cette méthode n'est pas parfaitement valide, la loi de probabilité peut être représentée approximativement par une distribution de Gauss entre la valeur à 50 % et la troncature, au-delà de laquelle on suppose qu'aucune valeur n'existe. On peut aussi choisir d'utiliser une distribution de Weibull modifiée (voir annexe C).

La valeur maximale supposée de la surtension représentative est la plus faible des deux valeurs suivantes: la valeur de troncature des surtensions (voir 2.3.3.1 à 2.3.3.6) ou le niveau de protection fourni par le parafoudre contre les chocs de manœuvre (voir 2.3.3.7).

2.3.3.1 Surtensions dues à l'enclenchement et au réenclenchement d'une ligne

L'enclenchement ou le réenclenchement d'une ligne triphasée produit des surtensions de manœuvre sur les trois phases d'une ligne. En conséquence, chaque manœuvre engendre trois surtensions phase-terre et trois surtensions entre phases correspondantes [1]*.

Pour les applications pratiques, plusieurs simplifications ont été introduites dans l'évaluation des surtensions. En ce qui concerne le nombre de surtensions par manœuvre, deux méthodes sont utilisées.

* Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie donnée dans l'annexe J.

For practical purposes, surge arresters do not limit temporary overvoltages. An exception is given for temporary overvoltages due to resonance effects, for which surge arresters may be applied to limit or even to prevent such overvoltages. For such an application, careful studies on the thermal stresses imposed on the surge arresters should be performed to avoid their overloading.

2.3.3 *Slow-front overvoltages*

Slow-front overvoltages have front durations of some tens to some thousands of microseconds and tail durations in the same order of magnitude, and are oscillatory by nature. They generally arise from:

- line energization and re-energization;
- faults and fault clearing;
- load rejections;
- switching of capacitive or inductive currents;
- distant lightning strokes to the conductor of overhead lines

The representative voltage stress is characterized by:

- a representative voltage shape;
- a representative amplitude which can be either an assumed maximum overvoltage or a probability distribution of the overvoltage amplitudes.

The representative voltage shape is the standard switching impulse (time to peak 250 μ s, and time to half-value on the tail 2500 μ s). The representative amplitude is the amplitude of the overvoltage considered independently from its actual time to peak. However, in some systems in range II, overvoltages with very long fronts may occur and the representative amplitude may be derived by taking into account the influence of the front duration upon the dielectric strength of the insulation.

The probability distribution of the overvoltages without surge arrester operation is characterized by its 2 % value, its deviation and its truncation value. Although not perfectly valid, the probability distribution can be approximated by a Gaussian distribution between the 50 % value and the truncation value above which no values are assumed to exist. Alternatively, a modified Weibull distribution may be used (see annex C).

The assumed maximum value of the representative overvoltage is equal to the truncation value of the overvoltages (see 2.3.3.1 to 2.3.3.6) or equal to the switching impulse protective level of the surge arrester (see 2.3.3.7), whichever is the lower value.

2.3.3.1 *Overvoltages due to line energization and re-energization*

A three-phase line energization or re-energization produces switching overvoltages on all three phases of the line. Therefore, each switching operation produces three phase-to-earth and, correspondingly, three phase-to-phase overvoltages [1]*.

In the evaluation of the overvoltages for practical application, several simplifications have been introduced. Concerning the number of overvoltages per switching operation, two methods are in use.

* Figures in square brackets refer to the bibliography given in annex J.

– **Méthode valeur crête par phase:** pour chaque manoeuvre, la plus forte valeur crête de surtension, entre chaque phase et la terre ou entre chaque combinaison de phases, est introduite dans la distribution de probabilité des surtensions. Cela signifie que chaque manoeuvre contribue avec trois valeurs de crête à la distribution de probabilité des surtensions représentatives. Cette distribution doit ensuite être supposée identique pour les trois isolations impliquées dans chaque partie de l'isolement, phase-terre, phase-phase ou longitudinale.

– **Méthode valeur crête par cas:** pour chaque manoeuvre, la plus forte crête des surtensions entre les trois phases et la terre, ou entre les trois phases elles-mêmes, est introduite dans la distribution de probabilité des surtensions. Cela signifie que chaque manoeuvre contribue avec une valeur à la distribution des surtensions représentative. Cette distribution est ensuite appliquée à une isolation dans chaque catégorie.

Les amplitudes des surtensions dues à l'enclenchement de ligne dépendent de plusieurs facteurs dont le type de disjoncteur (avec résistance d'enclenchement ou non), la nature et la puissance de court-circuit du jeu de barres à partir duquel la ligne est enclenchée, la nature du moyen de compensation utilisé et la longueur de la ligne enclenchée, la façon dont se termine la ligne (ouverte, sur un transformateur, avec parafoudre), etc.

Les réenclenchements triphasés peuvent générer d'importantes surtensions à front lent dues aux charges piégées sur la ligne réenclenchée. Au moment du réenclenchement, l'amplitude de la surtension résiduelle sur la ligne (due aux charges piégées) peut être aussi élevée que la crête de la surtension temporaire. L'écoulement de ces charges piégées dépend des matériels restant connectés à la ligne, de la conductivité superficielle des isolateurs ou des conditions d'effet couronne sur les conducteurs, et de l'instant de réenclenchement.

Dans les réseaux habituels, le réenclenchement monophasé (refermeture) ne génère pas de surtensions plus importantes que celles dues au simple enclenchement. Pour les lignes dans lesquelles peuvent apparaître des effets de résonance ou Ferranti, une refermeture monophasée peut entraîner des surtensions plus importantes qu'un enclenchement triphasé.

Une fonction de répartition correcte des amplitudes de surtensions ne peut être déterminée qu'à partir d'une simulation soignée des manoeuvres obtenue par calcul informatique, analyseur de transitoires, etc., et les valeurs typiques telles que celles données à la figure 1 seront considérées à titre purement indicatif. On ne prend en considération que les surtensions à l'extrémité ouverte (côté aval) de la ligne, les surtensions à l'entrée devant être sensiblement plus faibles. Pour des raisons données dans l'annexe D, la figure 1 peut-être utilisée à la fois pour la méthode de crête par phase et la méthode de crête par cas.

2.3.3.1.1 Surtensions phase-terre

Une méthode d'estimation de la fonction de répartition des surtensions représentatives est donnée dans l'annexe D.

A titre indicatif, la figure 1 donne la gamme des valeurs de surtension 2 % (en p.u. de $\sqrt{2} U_s / \sqrt{3}$) que l'on peut prévoir entre phase et terre, sans la limitation provenant de parafoudres [5]. Les données de la figure 1 sont basées sur de nombreux retours d'expérience et études; elles incluent les effets de la plupart des facteurs déterminant les surtensions.

Il convient d'utiliser la figure 1 comme une indication pour déterminer si, dans une configuration donnée, les surtensions sont suffisamment élevées pour poser problème. Dans ce cas, la gamme des valeurs indique dans quelle mesure les surtensions peuvent être limitées. Pour ce problème, il est nécessaire de réaliser des études détaillées.

- **Phase-peak method:** from each switching operation the highest peak value of the overvoltage on each phase-to-earth or between each combination of phases is included in the overvoltage probability distribution, i.e. each operation contributes three peak values to the representative overvoltage probability distribution. This distribution then has to be assumed to be equal for each of the three insulations involved in each part of insulation, phase-to-earth, phase-to-phase or longitudinal.
- **Case-peak method:** from each switching operation the highest peak value of the overvoltages of all three phases to earth or between all three phases is included in the overvoltage probability distribution, i.e. each operation contributes one value to the representative overvoltage distribution. This distribution is then applicable to one insulation within each type.

The overvoltage amplitudes due to line energization depend on several factors including type of circuit-breaker (closing resistor or not), nature and short-circuit power of the busbar from which the line is energized, the nature of the compensation used and the length of the energized line, type of the line termination (open, transformer, surge arrester), etc.

Three-phase re-energizations may generate high slow-front overvoltages due to trapped charges on the re-energized line. At the time of the re-energization, the amplitude of the overvoltage remaining on the line (due to the trapped charge) may be as high as the temporary overvoltage peak. The discharge of this trapped charge depends on the equipment remaining connected to the line, on insulator surface conductivity, or on conductor corona conditions, and on the re-closing time.

In normal systems single-phase re-energization (re-closing) does not generate overvoltages higher than those from energization. However, for lines in which resonance or Ferranti effects may be significant, single-phase re-closing may result in higher overvoltages than three-phase energization.

The correct probability distribution of the overvoltage amplitudes can be obtained only from careful simulation of switching operations by digital computation, transient analysers, etc., and typical values such as shown in figure 1 should be considered only as a rough guide. All considerations relate to the overvoltages at the open end of the line (receiving end). The overvoltages at the sending end may be substantially smaller than those at the open end. For reasons given in annex D, figure 1 may be used for both the phase-peak and case-peak methods.

2.3.3.1.1 *Phase-to-earth overvoltages*

A procedure for the estimation of the probability distribution of the representative overvoltages is given in annex D.

As a rough guide, figure 1 shows the range of the 2 % overvoltage values (in p.u. of $\sqrt{2} U_s/\sqrt{3}$) which may be expected between phase and earth without limitation by surge arresters [5]. The data in figure 1 are based on a number of field results and studies and include the effects of most of the factors determining the overvoltages.

Figure 1 should be used as an indication of whether or not the overvoltages for a given situation can be high enough to cause a problem. If so, the range of values indicates to what extent the overvoltages can be limited. For this purpose, detailed studies would be required.

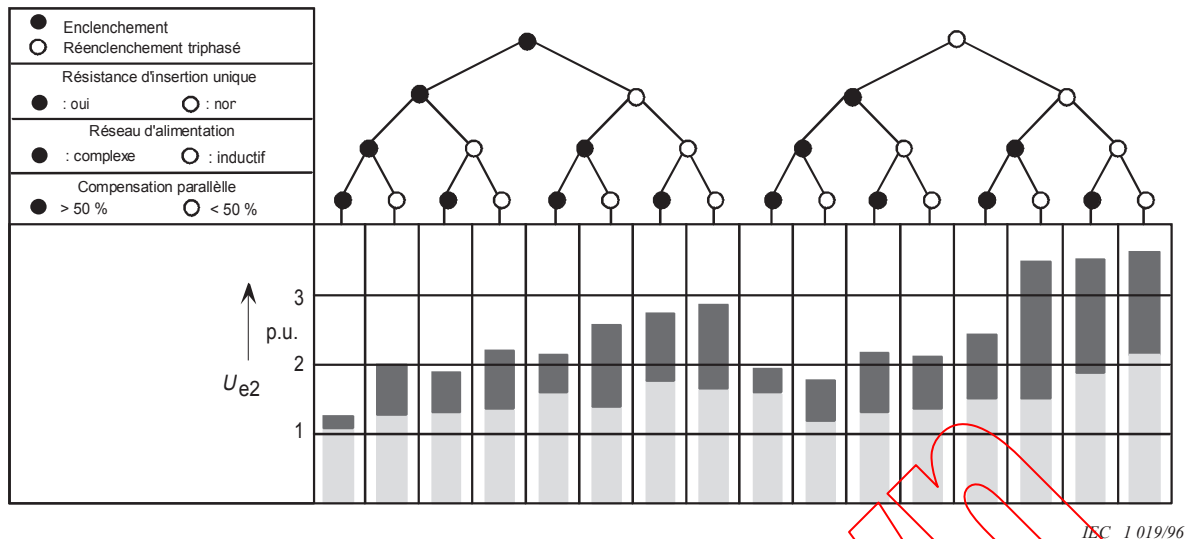


Figure 1 – Plages de valeurs à 2 % des surtensions à front lent en extrémité de ligne dues à l'enclenchement ou au réenclenchement

2.3.3.1.2 Surtensions entre phases

L'évaluation des surtensions entre phases nécessite de tenir compte d'un paramètre supplémentaire. Etant donné que l'isolement est sensible à la répartition d'une valeur donnée de surtension entre phases en deux composantes phase-terre, le choix d'un instant spécifique doit tenir compte des caractéristiques de l'isolement. Deux instants ont donc été sélectionnés [1]:

- l'instant de la crête de surtension entre phases:** il s'agit de l'instant où la valeur de la surtension entre phases est la plus élevée. Il correspond à la contrainte la plus importante pour tous les éléments d'isolement dont la rigidité diélectrique entre phases n'est pas sensible à la répartition en composantes. L'isolement entre enroulements ou des faibles distances dans l'air sont des exemples types de cette situation;
- la surtension entre phases à l'instant de la crête de surtension phase-terre:** même si ce moment donne habituellement des valeurs de surtension inférieures à celles existant lors de la crête de surtension entre phases, les valeurs en question peuvent être plus critiques pour tous les éléments d'isolement dont la rigidité diélectrique entre phases est influencée par la répartition en deux composantes. Des distances dans l'air importantes, pour lesquelles l'instant de la crête positive phase-terre est le plus critique, ou des postes sous enveloppe métallique (sous enveloppe triphasée), pour lesquels la crête négative est la plus critique, constituent des exemples types de cette situation.

Les caractéristiques statistiques des surtensions entre phases et les relations entre les valeurs relevant de ces deux instants sont décrites dans l'annexe D. On en conclut que la surtension représentative entre phases est égale à la valeur de crête de la surtension entre phases pour tous les types d'isolement sauf pour les distances dans l'air relevant de la gamme II. Pour ces dernières, et plus particulièrement pour les réseaux dont la tension est supérieure ou égale à 500 kV, la surtension représentative entre phases peut être déterminée à partir des valeurs de crête des surtensions phase-terre et entre phases comme cela est décrit dans l'annexe D.

La valeur de la surtension entre phases 2 % peut être approximativement déterminée à partir de la surtension phase-terre. La figure 2 donne la gamme des valeurs possibles des rapports entre les valeurs 2 % entre phases et phase-terre. La limite haute de cette gamme correspond aux surtensions de réenclenchement triphasé rapide et la limite basse, aux surtensions d'enclenchement triphasé.

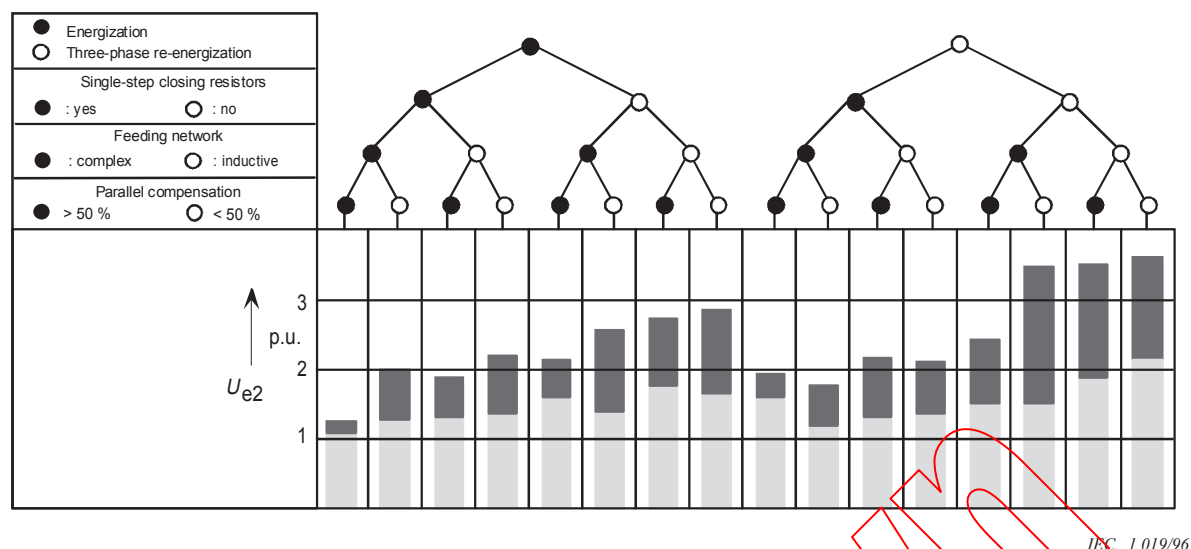


Figure 1 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization

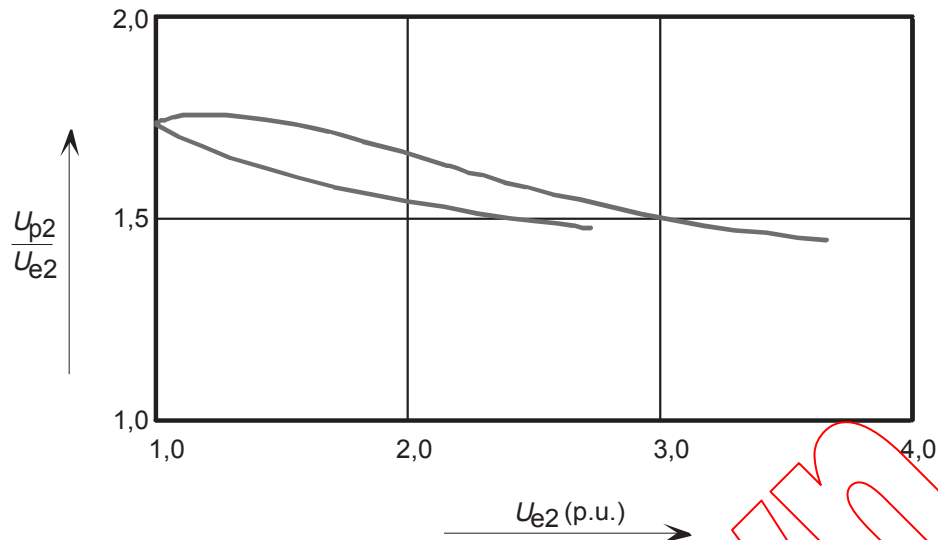
2.3.3.1.2 Phase-to-phase overvoltages

In the evaluation of the phase-to-phase overvoltages, an additional parameter needs to be added. As the insulation is sensitive to the subdivision of a given phase-to-phase overvoltage value into two phase-to-earth components, the selection of a specific instant shall take into account the insulation characteristics. Two instants have been selected [1]:

- instant of phase-to-phase overvoltage peak:** this instant gives the highest phase-to-phase overvoltage value. It represents the highest stress for all insulation configurations, for which the dielectric strength between phases is not sensitive to the subdivision into components. Typical examples are the insulation between windings or short air clearances;
- phase-to-phase overvoltage at the instant of the phase-to-earth overvoltage peak:** although this instant gives lower overvoltage values than the instant of the phase-to-phase overvoltage peak, it may be more severe for insulation configurations for which the dielectric strength between phases is influenced by the subdivision into components. Typical examples are large air clearances for which the instant of the positive phase-to-earth peak is most severe, or gas-insulated substations (three-phase enclosed) for which the negative peak is most severe.

The statistical characteristics of the phase-to-phase overvoltages and the relations between the values belonging to the two instants are described in annex D. It is concluded that for all insulation types except for air clearances in range II, the representative overvoltage between phases is equal to the phase-to-phase overvoltage peak. For air clearances in range II, and more particularly for system voltages equal to or greater than 500 kV, the representative phase-to-phase overvoltage should be determined from the overvoltage peaks phase-to-earth and phase-to-phase as described in annex D.

The 2 % phase-to-phase overvoltage value can approximately be determined from the phase-to-earth overvoltage. Figure 2 shows the range of possible ratios between the 2 % values phase-to-phase and phase-to-earth. The upper limit of this range applies to fast three-phase re-energization overvoltages, the lower limit to three-phase energization overvoltages.



NOTE – La partie supérieure de la plage indiquée peut être appliquée au réenclenchement triphasé, la partie inférieure à l'enclenchement.

Figure 2 – Rapport entre les valeurs à 2 % des surtensions à front lent entre phases et phase-terre

2.3.3.1.3 Surtensions longitudinales

Les surtensions longitudinales survenant entre bornes lors d'un enclenchement ou d'un réenclenchement se composent de la tension permanente de service sur une borne et de la surtension de manœuvre sur l'autre. Sur les réseaux synchronisés, la valeur de crête la plus élevée de la surtension de manœuvre et la tension de service ont la même polarité, et l'isolation longitudinale subit une surtension inférieure à celle de l'isolation phase-terre.

En revanche, une isolation longitudinale entre deux réseaux non synchronisés peut être soumise à des surtensions d'enclenchement sur une borne et à une crête de polarité opposée de la tension permanente de service sur l'autre.

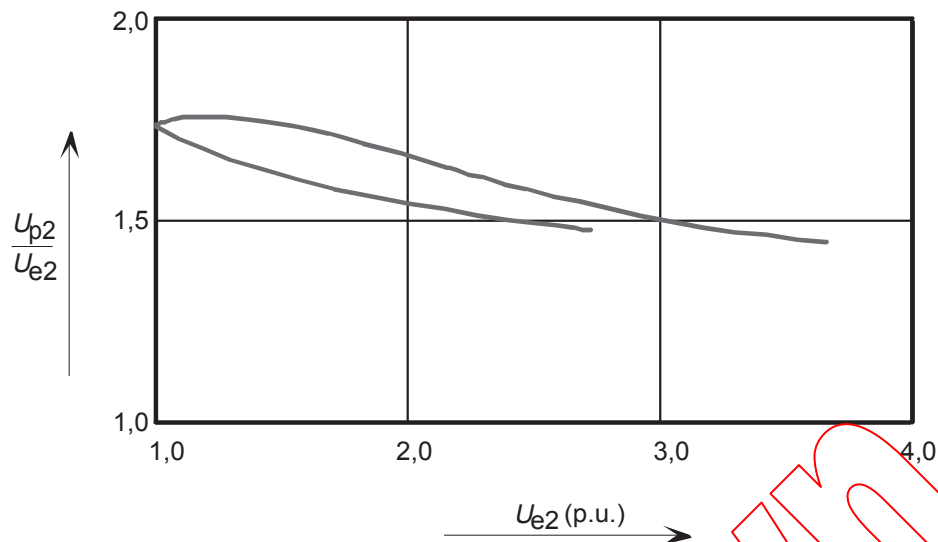
Pour la composante de surtension à front lent, les mêmes principes que pour l'isolation phase-terre sont applicables.

2.3.3.1.4 Surtensions maximales présumées

Si aucune protection n'est fournie par des parafoudres, la surtension maximale présumée en cas d'enclenchement ou de réenclenchement est la suivante:

- pour la surtension phase-terre, la valeur de troncature U_{et} ;
- pour la surtension entre phases, la valeur de troncature U_{pt} ou, pour une isolation externe dans la gamme II, la valeur déterminée selon la méthode de l'annexe D; ces deux valeurs se décomposent en deux composantes égales, de polarités opposées;
- pour la surtension longitudinale, il s'agit de la valeur de troncature U_{et} de la surtension phase-terre due à la mise sous tension sur une borne et la valeur de crête de la tension permanente de service – de polarité opposée – sur l'autre borne.

Cette définition de la surtension longitudinale maximale suppose que les fréquences des réseaux sont synchronisées (via une liaison parallèle) sur les deux bornes de façon à ne pas avoir à examiner séparément les surtensions dues au réenclenchement (parce que l'effet de toute charge piégée est pris en compte par cette hypothèse).



NOTE – The upper part of the indicated range may be applied to three-phase re-energization, the lower part to energization.

Figure 2 – Ratio between the 2 % values of slow-front overvoltages phase-to-phase and phase-to-earth

2.3.3.1.3 Longitudinal overvoltages

Longitudinal overvoltages between the terminals during energization or re-energization are composed of the continuous operating voltage at one terminal and the switching overvoltage peak at the other. In synchronized systems, the highest switching overvoltage peak and the operating voltage have the same polarity and the longitudinal insulation has a lower overvoltage than the phase-to-earth insulation.

The longitudinal insulation between non-synchronous systems, however, can be subjected to energization overvoltages at one terminal and the normal operating voltage peak of opposite polarity at the other.

For the slow-front overvoltage component, the same principles as for the phase-to-earth insulations apply.

2.3.3.1.4 Assumed maximum overvoltages

If no protection by surge arresters is applied, the assumed maximum energization or re-energization overvoltage is:

- for the phase-to-earth overvoltage: the truncation value U_{et} ;
- for the phase-to-phase overvoltage: the truncation value U_{pt} or, for the external insulation in range II, the value determined according to annex D, both subdivided into two equal components with opposite polarities;
- for the longitudinal overvoltage: the truncation value U_{et} of the phase-to-earth overvoltage due to energization at one terminal, and the opposite polarity peak of the normal operating voltage at the other terminal.

This definition of the maximum longitudinal overvoltage assumes that power frequencies are synchronized (via a parallel path) at both terminals so that the longitudinal overvoltages due to re-energization need not be considered separately (because the effect of any trapped charge is taken into account by this assumption).

2.3.3.2 Surtensions survenant lors d'un défaut et de son élimination

Lors de l'apparition et de l'élimination d'un défaut, des surtensions à front lent apparaissent lorsque la tension passe de la tension de service à une surtension temporaire sur les phases saines, et au retour, depuis une valeur proche de zéro à la tension de service sur la phase défaillante. Dans les deux cas, il n'y a surtensions qu'entre phase et terre. On peut négliger les surtensions entre phases. On estime que, calculée au plus juste, la valeur maximale présumée de la tension représentative U_{et} est la suivante:

- apparition du défaut $U_{et} = (2k - 1) U_s \sqrt{2/\sqrt{3}}$ (kV crête)
- élimination du défaut $U_{et} = 2,0 U_s \sqrt{2/\sqrt{3}}$ (kV crête)

où k est le facteur de défaut à la terre.

Dans la gamme I, les surtensions causées par des défauts à la terre doivent être prises en compte sur les réseaux dans lesquels le neutre des transformateurs est isolé ou mis à la terre par bobine d'extinction. Le facteur de défaut à la terre est alors approximativement égal à $\sqrt{3}$. Sur ces réseaux, la coordination de l'isolement peut se fonder sur la surtension maximale présumée et il n'est pas nécessaire de tenir compte de la probabilité d'occurrence des amplitudes de surtension.

Dans la gamme II, lorsque les surtensions dues à un enclenchement ou à un réenclenchement sont limitées à des valeurs inférieures à 2 p.u., les surtensions survenant lors de défauts et de leur élimination doivent être examinées avec soin si elles ne sont pas contrôlées au même point.

2.3.3.3 Surtensions dues à une perte de charge

Les surtensions à front lent dues à une perte de charge n'ont d'importance que dans les réseaux de la gamme II, sur lesquels les surtensions dues à un enclenchement ou à un réenclenchement sont limitées à des valeurs inférieures à 2 p.u. Dans ces cas, il convient d'examiner la question, en particulier en présence de transformateurs de groupe ou de longues lignes de transport.

2.3.3.4 Surtensions dues à la coupure de courants inductifs et capacitifs

La coupure de courants capacitifs et inductifs peut donner lieu à des surtensions qui méritent attention. Il faut en particulier tenir compte des manœuvres suivantes:

- coupure de courants de démarrage de moteurs;
- coupure de courants inductifs, par exemple lors de la coupure du courant magnétisant d'un transformateur ou d'une bobine d'inductance [6];
- manœuvre et fonctionnement de fours à arc et de leurs transformateurs, ces manœuvres pouvant entraîner un arrachement de courant;
- manœuvre de câbles à vide et de batteries de condensateurs;
- coupure de courants par des fusibles haute tension.

Le réamorçage des disjoncteurs, lors de la coupure de courants capacitifs (manœuvre de lignes ou de câbles à vide ou de batteries de condensateurs) peut entraîner des surtensions particulièrement dangereuses, aussi l'utilisation des disjoncteurs sans réamorçage est nécessaire. De plus, au moment de mettre sous tension des batteries de condensateurs, en particulier s'ils ne sont pas reliés à la terre, il importe d'évaluer avec soin les surtensions entre phases (voir aussi 2.3.4.3).

2.3.3.5 Surtensions de foudre à front lent

Sur les réseaux comportant de longues lignes (supérieures à 100 km), les coups de foudre tombant à distance sur les conducteurs de phase entraînent des surtensions de foudre à front lent, lorsque le courant de foudre est suffisamment faible pour ne pas entraîner d'amorçage de l'isolation de la ligne, et lorsque la distance est suffisamment importante pour donner lieu à un front lent.

2.3.3.2 *Fault and fault-clearing overvoltages*

Slow-front overvoltages are generated at fault-initiation and fault-clearing by the change in voltage from operating voltage to temporary overvoltage on the healthy phases and the return from a value close to zero back to the operating voltage on the faulted phase. Both origins cause only overvoltages between phase and earth. The overvoltages between phases can be neglected. Conservative estimates for the assumed maximum value of the representative overvoltage U_{et} are as follows :

- fault initiation $U_{et} = (2k - 1) U_s \sqrt{2}/\sqrt{3}$ (kV crest)
- fault clearing $U_{et} = 2,0 U_s \sqrt{2}/\sqrt{3}$ (kV crest)

where k is the earth-fault factor.

In range I, overvoltages caused by earth faults shall be considered for systems with isolated or resonant earthed transformer neutrals in which the earth-fault factor is approximately equal to $\sqrt{3}$. For these systems the insulation co-ordination can be based on the assumed maximum overvoltage and the probability of their amplitudes needs no consideration.

In range II, when the overvoltages due to line energization or re-energization are controlled to values below 2 p.u., fault and fault clearing overvoltages require careful examination if they are not controlled to the same degree.

2.3.3.3 *Overvoltages due to load rejection*

Slow-front overvoltages due to load rejection are only of importance in systems of range II in which the energization and re-energization overvoltages are controlled to values below 2 p.u. In these cases, they need examination, especially when generator transformers or long transmission lines are involved.

2.3.3.4 *Overvoltages due to switching of inductive and capacitive currents*

The switching of inductive or capacitive currents can give rise to overvoltages, which may require attention. In particular, the following switching operations should be taken into consideration:

- interruption of the starting currents of motors;
- interruption of inductive currents, e.g. when interrupting the magnetizing current of a transformer or when switching off a shunt reactor [6];
- switching and operation of arc furnaces and their transformers, which may lead to current chopping,
- switching of unloaded cables and of capacitor banks;
- interruption of currents by high-voltage fuses.

Restrikes of circuit-breakers occurring while interrupting capacitive currents (switching off unloaded lines, cables or capacitor banks) may generate particularly dangerous overvoltages and the use of restrike-free breakers is necessary. Furthermore, when energizing capacitor banks, in particular ungrounded banks, care should be taken to assess the phase-to-phase overvoltages (see also 2.3.4.3).

2.3.3.5 *Slow-front lightning overvoltages*

In systems with long lines (longer than 100 km), slow-front lightning overvoltages originate from distant lightning strokes to the phase conductor, when the lightning current is sufficiently small so as not to cause a flashover of the line insulation and when the strike occurs at a sufficient distance from the considered location to produce a slow-front.

Etant donné que la durée jusqu'à la mi-valeur des courants de foudre dépasse rarement 200 μ s, il ne se produit pas de surtension de forte amplitude et présentant des durées jusqu'à la crête critiques pour l'isolation. Les surtensions de foudre à front lent jouent donc un rôle mineur dans la coordination de l'isolement et sont généralement négligées.

2.3.3.6 *Limitation des surtensions à front lent*

La méthode la plus couramment utilisée pour limiter les surtensions d'enclenchement sur les lignes est celle de l'utilisation de résistances d'enclenchement sur les disjoncteurs de lignes. D'autres moyens tels que le contrôle électronique de la fermeture et les varistances en parallèle sur les chambres de coupure peuvent aussi être utilisés pour limiter les surtensions à l'enclenchement d'une ligne et à la coupure de courants inductifs ou capacitifs.

Les transformateurs de tension inductifs raccordés aux extrémités de lignes réduisent efficacement les charges piégées sur les phases d'une ligne après l'ouverture. Les surtensions à front lent dues à un réenclenchement triphasé ultérieur sont ainsi limitées au niveau d'un simple enclenchement de ligne.

2.3.3.7 *Protection contre les surtensions à front lent au moyen de parafoudres*

Les parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs et les parafoudres à éclateurs spécialement conçus fournissent une protection appropriée contre les surtensions à front lent sur les réseaux présentant des surtensions temporaires modérées, alors que les parafoudres à résistance non linéaire ne fonctionnent que dans les cas extrêmes de surtensions à front lent, du fait des caractéristiques d'amorçage des éclateurs en série. Il faut noter que lorsque les parafoudres sont installés aux extrémités de longues lignes de transport dans le but de limiter les surtensions à front lent, les surtensions au milieu de ces lignes peuvent être nettement supérieures à celles rencontrées aux extrémités.

En règle générale, on peut estimer que les parafoudres à oxyde métallique limitent l'amplitude des surtensions phase-terre (kV crête) à environ deux fois la tension assignée du parafoudre (kV en valeur efficace). En d'autres termes, les parafoudres à oxyde métallique sont appropriés pour limiter les surtensions à front lent dues à l'enclenchement et au réenclenchement de ligne et à la coupure de courants inductifs et capacitifs. En revanche, ils ne permettent généralement pas de limiter les surtensions causées par des défauts à la terre et leur élimination, dans la mesure où les amplitudes présumées de ces dernières sont trop faibles (à l'exception éventuelle du cas de défauts sur les lignes compensées série).

Les surtensions dues aux enclenchements et réenclenchements de lignes produisent des courants circulant à travers les parafoudres inférieurs à environ 0,5 – 2 kA. Dans cette gamme de courant, il n'est pas essentiel de connaître l'amplitude exacte du courant, du fait du caractère extrêmement non linéaire des matériaux à oxyde métallique. Le comportement des parafoudres à oxyde métallique dépend peu des durées de front du courant pour les surtensions à front lent et ce point peut également être négligé. En outre, il n'est pas nécessaire de tenir compte de l'effet des distances de séparation à l'intérieur des postes. Cependant, certaines surtensions nettement supérieures au niveau de protection peuvent venir contraindre l'isolation des lignes aériennes en des points éloignés.

Les parafoudres sont généralement installés entre phase et terre et il faut observer que, si des parafoudres à oxyde métallique sont utilisés pour limiter des surtensions à front lent à un niveau inférieur à 70 % de la valeur 2 % de la surtension phase-terre présumée, les surtensions entre phases atteindront une valeur approximativement double du niveau de protection du parafoudre entre phase et terre. La surtension entre phases sera alors constituée de deux composantes phase-terre le plus souvent également réparties [7]. Voir également 3.3.3.1.

As lightning currents have times to half-value rarely exceeding 200 μ s, overvoltages with high amplitudes and times-to-crest critical for the insulation do not occur. Slow-front lightning overvoltages, therefore, are of minor importance for insulation co-ordination and are usually neglected.

2.3.3.6 *Limitation of slow-front overvoltages*

The most commonly used method of limiting line switching overvoltages is by the use of closing resistors on line breakers. Other means, like point-on-wave control and varistors across interrupting chambers, can also be used to limit overvoltages due to line energization and inductive or capacitive switching.

Inductive voltage transformers connected to the line terminals effectively reduce the charges trapped on the phases of the line after opening. The slow front overvoltages due to a subsequent three-phase re-energization are thus limited to the level of simple line energization.

2.3.3.7 *Surge arrester protection against slow-front overvoltages*

Metal-oxide arresters without gaps and specially designed gapped arresters are suitable to protect against slow-front overvoltages in systems with moderate temporary overvoltages, whereas non-linear resistor type arresters operate for slow-front overvoltages only in extreme cases due to the sparkover characteristics of the series gap. It should be noted that when the arresters are installed at the ends of long transmission lines for the purpose of limiting slow-front overvoltages, the overvoltages in the middle of the line may be substantially higher than at the line ends.

As a general rule it can be assumed that metal-oxide arresters limit the phase-to-earth overvoltage amplitudes (kV peak) to approximately twice the arrester rated voltage (kV r.m.s). This means that metal-oxide surge arresters are suitable for limiting slow-front overvoltages due to line energization and re-energization and switching of inductive and capacitive currents, but not, in general, overvoltages caused by earth faults and fault clearing, as the expected amplitudes of the latter are too low (exception may be made in the case of faults occurring on series-compensated lines).

Overvoltages originating from line energization and re-energization give currents less than about 0,5 – 2 kA through the arresters. In this current range the knowledge of the exact current amplitude is not so important owing to the extreme non-linearity of the metal-oxide material. The slight dependence on current front times which the metal-oxide surge arresters exhibit is also negligible for slow-front overvoltages and can be neglected. Furthermore, it is not necessary to take separation effects into account within substations. Distant overhead line insulation, however, may be stressed by overvoltages substantially higher than the protective level.

Surge arresters are usually installed phase-to-earth and it should be observed that, if metal-oxide arresters are used to limit slow-front overvoltages to a level lower than 70 % of the 2 % value of the uncontrolled overvoltage phase-to-earth, the phase-to-phase overvoltages may reach about twice the phase-to-earth protective level of the arrester. The phase-to-phase overvoltage will then consist of two phase-to-earth components with the most frequent subdivision 1:1 [7]. See also 3.3.3.1.

La valeur maximale présumée de la surtension représentative phase-terre est égale au niveau de protection du parafoudre: $U_{rp} = U_{ps}$.

Pour les surtensions entre phases, elle correspond à la plus faible des deux valeurs suivantes: le double du niveau de protection ou le double de la valeur de troncature des surtensions présumées entre phases déterminées dans l'annexe D. S'il est nécessaire de limiter les surtensions entre phases à des valeurs inférieures, il convient d'installer des parafoudres supplémentaires entre phases.

Dans tous les cas, l'utilisation de parafoudres pour limiter les surtensions à front lent doit prendre en compte, pour le choix de la classe de parafoudre appropriée, le cycle de charge spécifié et les spécifications concernant la dissipation de l'énergie.

2.3.4 Surtensions à front rapide

2.3.4.1 Surtensions de foudre sur les lignes aériennes

Les surtensions de foudre sont provoquées par des coups de foudre directs sur les conducteurs de phase, par des amorçages en retour, ou sont induits par des coups de foudre au sol tombant à proximité de la ligne. Les surtensions de foudre induites sont généralement à l'origine de surtensions inférieures à 400 kV sur une ligne aérienne et ne présentent donc d'importance que pour les réseaux de la gamme de tension la plus faible. Du fait de la tenue élevée de l'isolation, les amorçages en retour sont moins fréquents dans la gamme II que dans la gamme I et sont rares sur les réseaux de 500 kV ou plus.

La forme représentative de la surtension est le choc de foudre normalisé (1,2/50 μ s). L'amplitude représentative est donnée soit sous la forme d'une valeur maximale présumée soit sous la forme d'une densité de probabilité de valeurs de crête en fonction du taux de retour des surtensions.

2.3.4.2 Surtensions de foudre dans les postes

Les surtensions prévisibles de foudre dans un poste et leur fréquence d'apparition dépendent de

- la performance vis-à-vis de la foudre des lignes aériennes qui y sont raccordées;
- la disposition du poste, sa taille et en particulier le nombre de lignes qui y sont raccordées;
- la valeur instantanée de la tension de service (au moment du coup de foudre).

L'importance des effets de la foudre sur les équipements du poste est déterminée par la combinaison de ces trois facteurs et il est nécessaire de passer par différentes étapes pour s'assurer que la protection est adaptée. L'amplitude des surtensions (sans limitation due à des parafoudres) est généralement trop élevée pour établir la coordination de l'isolement sur ces valeurs. Cependant, dans certains cas, et en particulier lorsque des câbles sont raccordés au poste, l'effet d'autoprotection dû à la faible impédance d'onde des câbles peut réduire les amplitudes prévisibles des surtensions de foudre à des valeurs suffisamment basses (voir annexe F).

Pour l'isolement entre phases et l'isolement longitudinal, on doit prendre en compte la valeur instantanée de la tension à la fréquence industrielle sur les bornes opposées. Pour l'isolement entre phases, on peut supposer que les effets de la tension à la fréquence industrielle et le couplage entre les conducteurs de la ligne aérienne se compensent et on peut considérer que les bornes opposées sont mises à la terre. Cependant, pour l'isolement longitudinal, ces effets ne se compensent pas ainsi et on doit prendre en compte la tension à la fréquence industrielle.

The assumed maximum value of the representative phase-to-earth overvoltage is equal to the protective level of the surge arrester: $U_{rp} = U_{ps}$.

For the phase-to-phase overvoltages it is twice the protective level or the truncation value of the phase-to-phase overvoltages determined in annex D, whichever is the smaller value. If lower phase-to-phase overvoltages are required, additional arresters between phases should be installed.

In all cases, the application of surge arresters to control slow-front overvoltages shall take into account the required duty cycle and energy dissipation requirements in choosing the appropriate surge arrester class.

2.3.4 Fast-front overvoltages

2.3.4.1 Lightning overvoltages affecting overhead lines

Lightning overvoltages are caused by direct strokes to the phase conductors or by back-flashovers, or are induced by lightning strokes to earth close to the line. Induced lightning surges generally cause overvoltages below 400 kV on the overhead line and are, therefore, of importance only for systems in the lower system voltage range. Owing to the high insulation withstand, back-flashovers are less probable in range II than in range I and are rare on systems at 500 kV and above.

The representative shape of the lightning overvoltage is the standard lightning impulse (1,2/50 μ s). The representative amplitude is either given as an assumed maximum or by a probability distribution of peak values usually given as the peak value dependent on the overvoltage return rate.

2.3.4.2 Lightning overvoltages affecting substations

The lightning overvoltages in substations and their rates of occurrence depend on:

- the lightning performance of the overhead lines connected to it;
- the substation layout, size and in particular the number of lines connected to it;
- the instantaneous value of the operating voltage (at the moment of the stroke).

The severity of lightning overvoltages for the substation equipment is determined from the combination of these three factors and several steps are necessary to assure adequate protection. The amplitudes of the overvoltages (without limitation by surge arrester) are usually too high to base insulation co-ordination on these values. In some cases, however, in particular with cable connected substations, the self-protection provided by the low surge impedance of the cables may reduce the amplitudes of the lightning overvoltages to suitably low values (see annex F).

For the phase-to-phase and the longitudinal insulation the instantaneous power frequency voltage value on the opposite terminals must be considered. For the phase-to-phase insulation it can be assumed that the effects of power-frequency voltage and coupling between the overhead line conductors cancel each other and the opposite terminal can be considered as earthed. For the longitudinal insulation, however, such cancelling effects do not exist and the power-frequency voltage must be taken into account.

2.3.4.2.1 *Coups directs*

Les défauts d'écran peuvent intervenir de façon aléatoire en un point quelconque de la courbe de tension à la fréquence industrielle. L'effet de la tension à la fréquence industrielle sur la borne opposée d'une isolation longitudinale doit être prise en compte en:

- calculant les taux de retour des surtensions de foudre pour différentes valeurs instantanées de la tension de service;
- évaluant la probabilité de défaut d'isolement pour les différentes décompositions en composantes. En général, le paramètre déterminant est la somme des deux composantes;
- déterminant le taux de défaillance de l'isolation en fonction de la somme de la surtension de foudre et de la valeur instantanée de la composante à fréquence industrielle;
- appliquant le critère de performance à ce taux de défaillance prévisible pour obtenir la somme nécessaire des deux composantes.

Si cette somme se décompose en une composante de choc de foudre égale à la surtension de foudre représentative phase-terre et une composante à fréquence industrielle, la composante de la tension à fréquence industrielle sera inférieure à la crête de la tension de service phase-terre. On a déterminé qu'un facteur 0,7 était adéquat. Cela signifie que, pour les défauts d'écran, il convient que la surtension longitudinale représentative soit composée de la surtension de foudre représentative à la terre sur une borne et 0,7 fois la valeur crête de la tension de service phase-terre avec la polarité opposée sur l'autre borne.

2.3.4.2.2 *Amorçages en retour*

Les amorçages en retour se produisent de préférence sur la phase où la valeur de la tension à la fréquence industrielle est la plus élevée, en polarité opposée. Ce qui signifie que, pour les postes, la surtension de foudre longitudinale représentative doit être égale à la somme de la surtension de foudre représentative entre phase et terre sur une borne et de la valeur crête de la tension de service sur l'autre borne (polarité opposée).

2.3.4.3 *Surtensions dues à des manœuvres et à des défauts*

Les surtensions de manœuvre à front rapide se produisent lorsque le matériel est connecté au réseau ou déconnecté par l'intermédiaire des connexions courtes principalement à l'intérieur de postes. Des surtensions à front rapide peuvent aussi apparaître lors d'un amorçage sur une isolation externe. Ces cas peuvent provoquer des contraintes particulièrement sévères sur des isolations internes proches (par exemple sur des enroulements).

Même s'il s'agit en général de phénomènes oscillatoires, on peut considérer, pour les besoins de la coordination de l'isolement, que la forme représentative de la surtension correspond au choc de foudre normalisé (1,2/50 μ s). Cependant, il convient d'accorder une attention particulière aux matériels équipés d'enroulements à cause des contraintes importantes entre spires.

Les valeurs de crête maximales des surtensions dépendent de la nature et du comportement de l'appareillage de connexion. Les valeurs de crête des surtensions étant habituellement inférieures à celles dues à des coups de foudre, elles n'ont d'importance que dans des circonstances particulières. Il est donc techniquement justifié de caractériser l'amplitude de la surtension représentative par les valeurs maximales données ci-dessous (en p.u. de $\sqrt{2} U_s / \sqrt{3}$):

- manœuvre de disjoncteur sans réamorçage: 2 p.u.;
- manœuvre de disjoncteur avec réamorçage: 3 p.u.;

NOTE – Lors de la manœuvre de charges réactives, certaines catégories de disjoncteurs moyenne tension ont tendance à produire de multiples coupures de courant transitoires, qui entraînent des surtensions pouvant atteindre 6 p.u. en l'absence de protections appropriées.

- manœuvre de sectionneurs: 3 p.u.