

**COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE**  
(affiliée à l'Organisation Internationale de Normalisation — ISO)  
**NORME DE LA CEI**

**INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION**  
(affiliated to the International Organization for Standardization — ISO)  
**IEC STANDARD**

**Publication 71-2**  
Deuxième édition — Second edition  
1976

---

**Coordination de l'isolement**  
Deuxième partie Guide d'application

---

**Insulation co-ordination**  
Part 2: Application Guide

---



Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved  
Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale  
1, rue de Varembe  
Genève, Suisse

## Révision de la présente publication

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

Les renseignements relatifs à ce travail de révision, à l'établissement des éditions révisées et aux mises à jour peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et en consultant les documents ci-dessous :

- **Bulletin de la CEI**
- **Rapport d'activité de la CEI**  
Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**  
Publié annuellement

## Terminologie utilisée dans la présente publication

Seuls sont définis ici les termes spéciaux se rapportant à la présente publication

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la Publication 50 de la CEI: Vocabulaire Electrotechnique International (VEI), qui est établie sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini, l'Index général étant publié séparément. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande

## Symboles graphiques et littéraux

Seuls les symboles graphiques et littéraux spéciaux sont inclus dans la présente publication

Le recueil complet des symboles graphiques approuvés par la CEI fait l'objet de la Publication 117 de la CEI

Les symboles littéraux et autres signes approuvés par la CEI font l'objet de la Publication 27 de la CEI

## Autre publication de la CEI établie par le même Comité d'Etudes

Publication n° 71-1: Coordination de l'isolement, Première partie: Termes, définitions, principes et règles

## Revision 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 on the work of revision, the issue of revised editions and amendment sheets may be obtained from IEC National Committees and from the following IEC sources:

- **IEC Bulletin**
- **Report on IEC Activities**  
Published yearly
- **Catalogue of IEC Publications**  
Published yearly

## Terminology used in this publication

Only special terms required for the purpose of this publication are defined herein

For general terminology, readers are referred to IEC Publication 50: International Electrotechnical Vocabulary (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field, the General Index being published as a separate booklet. Full details of the IEV will be supplied on request.

## Graphical and letter symbols

Only special graphical and letter symbols are included in this publication

The complete series of graphical symbols approved by the IEC is given in IEC Publication 117

Letter symbols and other signs approved by the IEC are contained in IEC Publication 27

## Other IEC publication prepared by the same Technical Committee

Publication No 71-1: Insulation co-ordination, Part 1: Terms, definitions, principles and rules

**COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE**

(affiliée à l'Organisation Internationale de Normalisation — ISO)

**NORME DE LA CEI**

**INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION**

(affiliated to the International Organization for Standardization — ISO)

**IEC STANDARD**

**Publication 71-2**

Deuxième édition — Second edition

1976

---

**Coordination de l'isolement**  
**Deuxième partie Guide d'application**

---

**Insulation co-ordination**  
**Part 2: Application Guide**

---



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**

1, rue de Varembe

Genève, Suisse

## SOMMAIRE

	Pages
PRÉAMBULE	4
PRÉFACE	4
<b>SECTION UN — DOMAINE D'APPLICATION ET RÉFÉRENCE AUX PUBLICATIONS EXISTANTES DE LA CEI</b>	
Articles	
1 Domaine d'application	6
2 Référence aux publications existantes de la CEI	6
<b>SECTION DEUX — CONTRAINTES DE TENSION EN SERVICE</b>	
3 Généralités	8
4 Tensions à fréquence industrielle	10
5 Surtensions temporaires	10
6 Surtensions de manœuvre et de foudre	14
7 Détermination des niveaux de surtension à prévoir	18
<b>SECTION TROIS — TENUE DES ISOLATIONS</b>	
8 Généralités	22
9 Propriétés de l'isolation en présence des tensions à fréquence industrielle et des surtensions temporaires	24
10 Probabilité de décharge disruptive d'une isolation soumise à des chocs de tension	24
11 Appareils comportant des enroulements	30
<b>SECTION QUATRE — DISPOSITIFS DE PROTECTION</b>	
12 Généralités	30
13 Parafoudres à résistance variable (non linéaire)	30
14 Parafoudres à expulsion	32
15 Eclateurs	34
16 Application des différents types de dispositifs de protection	36
<b>SECTION CINQ — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE CONSIDÉRATIONS COMMUNES AUX GAMMES A, B ET C</b>	
17 Détermination de l'isolation en fonction de la tension de service à fréquence industrielle et des surtensions temporaires Problèmes de pollution et de vieillissement	38
18 Pollution	38
19 Vieillissement	40
<b>SECTION SIX — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE DANS LA GAMME DE TENSIONS A</b>	
20 Choix de la tension de tenue nominale à fréquence industrielle	40
21 Choix de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre	40
<b>SECTION SEPT — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE DANS LA GAMME DE TENSIONS B</b>	
22 Choix de la tension de tenue nominale à fréquence industrielle et de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre	50
<b>SECTION HUIT — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE DANS LA GAMME DE TENSIONS C</b>	
23 Détermination de l'isolation en fonction de la tension à fréquence industrielle et des surtensions temporaires	52
24 Détermination de l'isolation en fonction des surtensions de manœuvre et des surtensions de foudre	52
25 Organigramme de la détermination et de la coordination de l'isolement d'une installation électrique	60
<b>ANNEXE A — Transmission des surtensions à travers les transformateurs</b>	
	66
<b>ANNEXE B — Validité des essais des articles 52, 53 et 54 de la Publication 71-1 de la CEI</b>	
	76
<b>ANNEXE C — Evaluation statistique de la protection réalisée par éclateurs</b>	
	82
<b>ANNEXE D — Exemples d'application</b>	
	88
<b>ANNEXE E — Distances dans l'air entre les parties conductrices sous tension et les structures mises à la terre donnant une tension spécifiée de tenue aux chocs par temps sec</b>	
	92
<b>TABLEAUX</b>	94
<b>FIGURES</b>	106

## CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
PREFACE	5
SECTION ONE — SCOPE AND REFERENCE TO EXISTING IEC PUBLICATIONS	
Clause	
1 Scope	7
2 Reference to existing IEC publications	7
SECTION TWO — VOLTAGE STRESSES IN SERVICE	
3 General	9
4 Power-frequency voltages	11
5 Temporary overvoltages	11
6 Switching and lightning overvoltages	15
7 Determination of expected overvoltage levels	19
SECTION THREE — INSULATION WITHSTAND	
8 General	23
9 Insulation behaviour at power-frequency voltages and temporary overvoltages	25
10 Probability of disruptive discharge of insulation under impulse voltages	25
11 Apparatus with windings	31
SECTION FOUR — PROTECTIVE DEVICES	
12 General	31
13 Non-linear resistor-type surge arresters	31
14 Expulsion-type surge arresters	33
15 Spark gaps	35
16 Application of different protective devices	37
SECTION FIVE — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND CONSIDERATIONS COMMON TO RANGES A, B AND C	
17 Insulation design to power-frequency operating voltage and temporary overvoltages Problems of pollution and ageing	39
18 Pollution	39
19 Ageing	41
SECTION SIX — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND IN VOLTAGE RANGE A	
20 Selection of the rated power frequency withstand voltage	41
21 Selection of the rated lightning-impulse withstand voltage	41
SECTION SEVEN — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND IN VOLTAGE RANGE B	
22 Selection of the rated power-frequency withstand voltage and the rated lightning-impulse withstand voltage	51
SECTION EIGHT — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND IN VOLTAGE RANGE C	
23 Insulation design with respect to power-frequency voltage and temporary overvoltages	53
24 Insulation design with respect to switching and lightning overvoltages	53
25 Block-diagram of the insulation design and co-ordination of an electrical installation	61
APPENDIX A — Surge transference through transformers	67
APPENDIX B — Validity of the tests in Clauses 52, 53 and 54 of IEC Publication 71-1	77
APPENDIX C — Statistical evaluation of the protective effect of spark gaps	83
APPENDIX D — Examples of application	89
APPENDIX E — Clearances in air between live conductive parts and earthed structures to secure a specified impulse withstand voltage for dry conditions	93
TABLES	95
FIGURES	106

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

COORDINATION DE L'ISOLEMENT

Deuxième partie: Guide d'application

PRÉAMBULE

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière

PRÉFACE

La présente publication a été établie par le Comité d'Etudes N° 28 de la CEI: Coordination de l'isolement

Elle constitue la deuxième partie de la Publication 71 de la CEI: Coordination de l'isolement, et remplace la Publication 71A (1962) de la CEI: Supplément à la Publication 71, Recommandations pour la coordination de l'isolement Guide d'application

Les travaux relatifs au Guide d'application furent abordés lors de la réunion tenue à Milan en 1971; les projets concernant les différentes sections du texte furent discutés au cours de la réunion tenue à Athènes en 1972. A la suite de cette réunion, le projet, document 28(Bureau Central)42, fut soumis à l'approbation des Comités nationaux suivant la Règle des Six Mois en novembre 1973

Les pays suivants se sont prononcés explicitement en faveur de la publication:

Afrique du Sud (République d')	Italie
Allemagne	Norvège
Argentine	Pays-Bas
Australie	Pologne
Autriche	Roumanie
Belgique	Royaume-Uni
Danemark	Suède
Espagne	Suisse
Etats-Unis d'Amérique	Turquie
Finlande	Union des Républiques Socialistes Soviétiques
France	Yougoslavie
Israël	

Lors de la mise au point du texte en vue de la publication, il a été tenu compte des modifications entraînées par les changements apportés au texte du projet de la Publication 71-1 de la CEI. En outre, des modifications rédactionnelles suggérées par les Comités nationaux ont été introduites. Elles n'affectent pas le sens du texte original

*Autres publications de la CEI citées dans la présente publication:*

Publications N°s 60:	Techniques des essais à haute tension
71-1:	Coordination de l'isolement, Première partie: Termes, définitions, principes et règles
99-1:	Parafoudres, Première partie: Parafoudres à résistance variable pour réseaux à courant alternatif
99-1A:	Premier complément à la Publication 99-1
99-2:	Deuxième partie: Parafoudres à expulsion
282-1:	Coupe-circuit à fusibles haute-tension, Première partie: Coupe-circuit limiteurs de courant

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

INSULATION CO-ORDINATION

Part 2: Application Guide

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

PREFACE

This publication has been prepared by IEC Technical Committee No 28, Insulation Co-ordination

It constitutes the second part of IEC Publication 71, Insulation Co-ordination, and supersedes IEC Publication 71A (1962): Supplement to Publication 71, Recommendations for insulation co-ordination Application Guide

Work relating to the Application Guide was first begun during the meeting held in Milan in 1971; the drafts concerning the various sections of the text were discussed during the meeting held in Athens in 1972. As a result of this meeting, the draft, Document 28(Central Office)42, was submitted to the National Committees for approval under the Six Months' Rule in November 1973.

The following countries voted explicitly in favour of publication:

Argentina	Poland
Australia	Romania
Austria	South Africa (Republic of)
Belgium	Spain
Denmark	Sweden
Finland	Switzerland
France	Turkey
Germany	Union of Soviet
Israel	Socialist Republics
Italy	United Kingdom
Netherlands	United States of America
Norway	Yugoslavia

When the final text was being revised for publication, modifications stemming from changes in the text of the draft of IEC Publication 71-1 were included. Moreover, modifications in the wording suggested by the National Committees were introduced. These do not affect the meaning of the original text.

*Other IEC publications quoted in this publication:*

Publications Nos 60:	High-voltage Test Techniques
71-1:	Insulation Co-ordination, Part 1: Terms, Definitions, Principles and Rules
99-1:	Lightning Arresters, Part 1: Non-linear Resistor Type Arresters for A C Systems
99-1A:	First Supplement to Publication 99-1
99-2:	Part 2: Expulsion-type Lightning Arresters
282-1:	High-voltage Fuses, Part 1: Current-limiting Fuses

## COORDINATION DE L'ISOLEMENT

### Deuxième partie: Guide d'application

#### SECTION UN — DOMAINE D'APPLICATION ET RÉFÉRENCE AUX PUBLICATIONS EXISTANTES DE LA CEI

##### 1 Domaine d'application

La présente publication constitue un guide pour le choix de la tenue diélectrique des matériels, des parafoudres ou éclateurs de protection et de la mesure dans laquelle il apparaît utile de limiter les surtensions de manœuvre

L'objet de la présente publication n'est pas de donner des règles à suivre strictes pour la coordination de l'isolement et les projets, mais d'indiquer dans quelle direction on doit rechercher des solutions rationnelles et économiquement justifiables

Ainsi, dans la présente publication ne seront pris en considération que certains cas généraux, étant évident que des installations dont la conception présenterait un caractère exceptionnel ou qui seraient comprises dans des réseaux de caractéristiques très particulières devront être l'objet d'études spéciales confiées à des ingénieurs expérimentés

Le présent Guide d'application est basé sur les appareils de type et de caractéristiques nominales existant à la date de sa parution. Ce guide ne sera pas considéré comme un obstacle à l'adoption d'appareils nouveaux ou présentant des caractéristiques nouvelles qui apparaîtraient et feraient leurs preuves ultérieurement

Comme la Publication 71-1, la Publication 71-2 ne concerne que l'isolement phase-terre

Comme la Publication 71-1, la Publication 71-2 traite séparément les trois gammes suivantes de tensions les plus élevées pour le matériel:

- gamme A: de 1 kV (cette valeur exclue) à moins de 52 kV;
- gamme B: de 52 kV à moins de 300 kV;
- gamme C: 300 kV et au-dessus

Elle couvre le cas des installations de tension supérieure à 1 kV, quelles que soient leur nature et leur situation, qu'elles soient ou non exposées à la foudre, mais ne traite pas des lignes aériennes. Cependant, les méthodes d'essais s'appliquent à ces dernières

##### 2 Référence aux publications existantes de la CEI

Plusieurs publications de la CEI contiennent des normes applicables respectivement aux niveaux de tenue et de protection considérés séparément. Ainsi:

- a) La Publication 71-1 de la CEI: Coordination de l'isolement, Première partie: Termes, définitions, principes et règles, donne les définitions des termes utilisés ici; elle fournit la série des valeurs normalisées des tensions de tenue nominales aux chocs de foudre et de manœuvre, les tensions de tenue nominales de courte durée à fréquence industrielle, ainsi que les tableaux contenant les combinaisons recommandées entre la tension la plus élevée pour le matériel et ces tensions de tenue nominales
- b) La Publication 99-1 de la CEI: Parafoudres, Première partie: Parafoudres à résistance variable pour réseaux à courant alternatif, indique les caractéristiques des parafoudres à résistance non linéaire relatives à la protection vis-à-vis des chocs de foudre et ce, jusqu'à une tension nominale de 198 kV. Les valeurs normalisées des tensions nominales au-dessus de 198 kV ne sont pas données dans la Publication 99-1 de la CEI. Cependant, des valeurs indicatives sont données jusqu'à 396 kV. Les valeurs relatives aux surtensions de manœuvre sont à l'étude

# INSULATION CO-ORDINATION

## Part 2: Application Guide

### SECTION ONE — SCOPE AND REFERENCE TO EXISTING IEC PUBLICATIONS

#### 1 Scope

This publication provides some guidance on the selection of the electric strength of equipment, of surge arresters or protective spark gaps, and on the extent to which it will be useful to control switching overvoltages

The object of this publication is not to give strict rules for insulation co-ordination and design, but to provide guidance toward rational and economical solutions

Therefore it is intended to consider only a few basic cases in this publication, it being evident that installations constituting exceptions to normal design, or included within systems having exceptional characteristics, will require special study by experienced engineers

This Application Guide is based on apparatus types and ratings in use at the time of publication. As new equipment and equipment characteristics are developed and proved, this guide should not be interpreted as a limit to their adoption

Like Publication 71-1, Publication 71-2 covers only phase-to-earth insulation

Like Publication 71-1, Publication 71-2 deals separately with the three following ranges of the highest voltage for equipment:

- range A: above 1 kV and less than 52 kV;
- range B: from 52 kV to less than 300 kV;
- range C: 300 kV and above

It covers installations of all kinds and in all situations involving voltages higher than 1 kV, whether or not they are exposed to lightning, with the exception of overhead lines. However, the test procedures apply also to the latter

#### 2 Reference to existing IEC publications

Several IEC publications give standards which deal respectively with the withstand and protective levels considered separately. Thus:

- a) IEC Publication 71-1, Insulation Co-ordination, Part 1: Terms, Definitions, Principles and Rules, contains the definitions of terms to be found here, it gives the series of standard values of the rated lightning and switching impulse withstand voltage, the rated withstand voltages of short duration at power frequency, as well as the tables of the recommended combinations between the highest voltage for equipment and these rated withstand voltages
- b) IEC Publication 99-1, Lightning Arresters, Part 1: Non-linear Resistor Type Arresters for A C Systems, gives the protective characteristics under lightning impulses of non-linear resistor type surge arresters for ratings up to 198 kV. Standard ratings above 198 kV are not included in IEC Publication 99-1. However, values for guidance are given up to 396 kV. Values for switching impulses are under consideration

Les caractéristiques figurant dans la Publication 99-1 de la CEI correspondent aux parafoudres habituellement utilisés. Cependant, il existe des parafoudres possédant de meilleures caractéristiques de protection, et leur normalisation est à l'étude. La Publication 99-1A de la CEI, Premier complément à la Publication 99-1, constitue un guide pour le choix des parafoudres.

c) La Publication 99-2 de la CEI, Parafoudres, Deuxième partie: Parafoudres à expulsion, fournit les caractéristiques au choc des parafoudres à expulsion. On ne trouve aucune référence à ce type d'appareil dans la Publication 71-1 de la CEI, mais il est encore utilisé sur quelques réseaux, en particulier pour des tensions de la gamme A.

d) La Publication 282-1 de la CEI, Coupe-circuit à fusibles haute tension, Première partie: Coupe-circuit limiteurs de courant, donne la liste des surtensions maximales admissibles lors de la coupure d'un courant de défaut par un fusible à haute tension.

e) La Publication 60 de la CEI: Technique des essais à haute tension, décrit les méthodes à employer pour produire et mesurer les tensions et les courants d'essais ainsi que les techniques d'essais appropriées, elle recommande les méthodes à employer pour l'étalonnage et le contrôle des appareils de mesure.

Il n'existe aucune publication de la CEI en ce qui concerne les caractéristiques de protection des éclateurs.

## SECTION DEUX — CONTRAINTES DE TENSION EN SERVICE

### 3 Généralités

Les contraintes diélectriques sur les isolants peuvent être classées de la façon suivante:

- tensions à fréquence industrielle, dans les conditions normales d'exploitation,
- surtensions temporaires;
- surtensions de manœuvre;
- surtensions de foudre.

Dans la Publication 71-1 de la CEI, les surtensions sont classées non pas selon leur cause, mais selon la forme de l'onde de tension, forme qui détermine les effets sur les isolations et les dispositifs de protection.

Le terme « surtensions temporaires » désigne les surtensions entretenues ou les surtensions ayant plusieurs crêtes successives, avec un décrétement de l'amplitude tel qu'elles soient comparables à des surtensions entretenues à fréquence industrielle ou à fréquence harmonique.

Les termes « surtensions de manœuvre » ou « surtensions de foudre » désignent les surtensions telles que seule la valeur de crête la plus élevée soit normalement à retenir, et qui peuvent être assimilées en ce qui concerne leurs effets sur les isolations et les dispositifs de protection respectivement aux chocs de manœuvre normalisés (à front lent) ou aux chocs de foudre normalisés (à front raide) utilisés pour les besoins des essais. Les appellations ci-dessus ont été choisies parce que ces deux types de surtensions sont souvent, mais pas toujours, provoqués respectivement par des manœuvres dans le réseau ou par des coups de foudre.

Par exemple, la mise sous tension d'une ligne connectée à un transformateur engendre une surtension qui peut être regardée comme « de manœuvre » ou temporaire selon le décrétement des crêtes successives (c'est-à-dire suivant les paramètres du circuit). Autre exemple: un défaut phase-terre, bien qu'il soit de la catégorie des manœuvres (le phénomène est le même que si un disjoncteur met une phase à la terre), peut donner naissance à des surtensions à front raide semblables à des surtensions dues à la foudre, à l'opposé, une onde de foudre traversant un transformateur du fait du couplage magnétique entre les enroulements, peut être la cause sur le secondaire du transformateur d'ondes à front lent, semblables à celles dues à des manœuvres.

The characteristics given in IEC Publication 99-1 refer to surge arresters in general use. However, surge arresters with better protective characteristics are available and their standardization is at present under consideration. IEC Publication 99-1A, First Supplement to Publication 99-1, gives guidance on the selection of surge arresters.

c) IEC Publication 99-2, Lightning Arresters, Part 2 Expulsion-type Lightning Arresters, gives the impulse characteristics of expulsion-type surge arresters. No reference is made in IEC Publication 71-1 to this type of arrester, but it is still being used on some supply systems, particularly for voltages in range A.

d) IEC Publication 282-1, High-voltage Fuses, Part 1 Current-limiting Fuses, lists the maximum overvoltages permitted during the interruption of fault current by a high-voltage fuse.

e) IEC Publication 60, High-voltage Test Techniques, describes the methods for generation and measurement of test voltages and currents and the appropriate test procedures, and recommends methods for calibration and checking of measuring devices.

There is no IEC publication for the protective characteristics of spark-gaps.

## SECTION TWO — VOLTAGE STRESSES IN SERVICE

### 3 General

Dielectric stresses on insulation may be classified as follows:

- power-frequency voltages, under normal operating conditions,
- temporary overvoltages;
- switching overvoltages;
- lightning overvoltages.

In IEC Publication 71-1, overvoltages are classified with reference to the shape of the voltage wave which determines their effect on insulation and on protective devices, without reference to the cause of the overvoltages.

The term “temporary overvoltages” refers to sustained overvoltages, or to overvoltages having several successive peaks, with a decrement of amplitude such as to be comparable with a sustained overvoltage at power frequency or at harmonic frequency.

The terms “switching overvoltages” or “lightning overvoltages” refer to overvoltages for which only the highest peak value has to be considered and which can be represented, with regard to their effects on insulation and protective devices, by the long-fronted standard switching impulses or short-fronted standard lightning impulses used for test purposes. The foregoing names have been chosen because such overvoltages often—but not always—originate from switching operations or lightning discharges.

For example, the energization of a transformer-terminated line gives rise to an overvoltage that may be regarded as a “switching” or temporary overvoltage depending on the decrement of the successive peaks (i.e. depending on the circuit parameters). As another example: a phase-to-earth fault, although actually a switching operation (the same phenomenon would arise if a phase conductor was connected to earth by a circuit-breaker operation), may give rise to steep-front overvoltages, similar to those due to lightning; on the other hand, a lightning surge transferred through a transformer by inductive coupling between windings may produce on the secondary side of the transformer long-fronted waves, similar to those due to switching operations.

#### 4 Tensions à fréquence industrielle

Dans les études de coordination de l'isolement, les surtensions et les chocs de tension étant définis par la valeur de crête de la tension entre phase et terre, il est commode d'utiliser la valeur de crête entre phase et terre de la tension de service du réseau, laquelle est  $\sqrt{2} \sqrt{3} = 0,816$  fois la tension efficace entre phases habituellement utilisée

Dans des conditions normales d'exploitation, la tension à fréquence industrielle peut varier quelque peu en amplitude et on peut décrire cette variation par une loi de distribution probabiliste autour de la valeur moyenne de la tension d'exploitation. Les paramètres de cette loi diffèrent d'un point à un autre du réseau. En ce qui concerne la détermination et la coordination de l'isolement, la tension à fréquence industrielle est supposée toutefois constante et égale à la tension la plus élevée pour le matériel, tension qui, dans la gamme C de tensions ne diffère pratiquement pas de la tension la plus élevée du réseau, avec par conséquent une valeur de crête entre phase et terre de  $U_m \sqrt{2} \sqrt{3}$

Dans les gammes A et B jusqu'à 72,5 kV, la tension la plus élevée pour le matériel peut être sensiblement supérieure à la tension la plus élevée du réseau, comme cela est indiqué dans la note de l'article 5 de la Publication 71-1 de la CEI. Pour les besoins de la normalisation, on suppose toutefois que l'isolation du matériel doit toujours être capable de se comporter correctement à la tension la plus élevée pour le matériel du niveau immédiatement supérieur, sinon égal, à la tension la plus élevée du réseau

#### 5 Surtensions temporaires

La sévérité des surtensions temporaires est principalement caractérisée à la fois par leur amplitude et leur durée

L'importance des surtensions temporaires, en ce qui concerne la coordination de l'isolement, est double:

- d'une part, les caractéristiques des surtensions temporaires là où est installé le parafoudre présentent une grande importance pour son choix,
- d'autre part, la répétition de crêtes de surtensions successives de polarités opposées, même si ces crêtes n'atteignent pas l'amplitude de certaines autres surtensions, peut être déterminante pour la conception tant de l'isolation interne des matériels que de leur isolation externe (surfaces exposées à la pollution)

Les surtensions temporaires proviennent généralement:

- a) de défauts à la terre;
- b) de variations brusques de charge;
- c) de phénomènes de résonance et de ferrorésonance

##### 5.1 Défauts à la terre

La surtension à fréquence industrielle sur les phases saines, lorsqu'une autre phase est mise accidentellement à la terre, dépend, en un point particulier du réseau, de la situation du neutre du réseau par rapport à la terre, telle qu'elle est caractérisée par le facteur de défaut à la terre en ce point

*Note* — Dans l'évaluation des facteurs de défaut à la terre, il faut tenir compte des remarques suivantes:

- Généralement, dans le calcul de ce facteur en un point donné on suppose, pour simplifier, que le défaut est situé en ce même point; cependant, dans certains cas particuliers, il peut être souhaitable d'étudier l'influence d'autres emplacements de défaut sur ce facteur
- En théorie, il y a autant de valeurs particulières du facteur de défaut à la terre en un point donné qu'il y a de configurations différentes possibles pour le réseau. Le facteur caractéristique au point considéré est la plus élevée des valeurs correspondant aux différentes configurations du réseau qui peuvent se présenter en pratique
- Les configurations de réseau qui doivent être prises en considération sont celles qui existent durant le défaut; ainsi, il faut prendre en considération les changements dans le réseau qui sont provoqués par le défaut lui-même, par exemple du fait du fonctionnement des disjoncteurs
- Pour de nombreux réseaux, il peut être suffisant de retenir une valeur unique du facteur de défaut à la terre, qui couvre toutes les possibilités de situation du défaut dans le réseau
- L'attention est attirée sur le fait que la tension la plus élevée à fréquence industrielle qui peut apparaître sur une phase saine au cours d'un défaut à la terre particulier, ne dépend pas seulement de la valeur du facteur de défaut à la terre, mais aussi de la valeur de la tension entre phases au moment du défaut. Cette tension entre phases est généralement prise égale à la tension

## 4 Power-frequency voltages

In insulation co-ordination processes, since overvoltages and impulse voltages are defined in terms of their peak values to earth, it is also convenient to make use of the phase-to-earth peak value of the system voltage, which is  $\sqrt{2}/\sqrt{3} = 0.816$  times the usual r m s phase-to-phase voltage

Under normal operating conditions, power-frequency voltage can be expected to vary somewhat in magnitude and may be described by means of a probability distribution about the average operating value. The parameters of this distribution will differ from one point of the system to another. For purposes of insulation design and co-ordination, power-frequency voltage should however be considered as constant and equal to the highest voltage for equipment, which in voltage range C does not materially differ from the highest system voltage, with a phase-to-earth peak value of  $U_m \sqrt{2}/\sqrt{3}$

In range A and in range B up to 72.5 kV, the highest voltage for equipment may be substantially higher than the highest system voltage, as indicated in the note under Clause 5 of IEC Publication 71-1. For the sake of standardization, it is however assumed that equipment insulation will always be able to operate satisfactorily at the highest voltage for equipment immediately above, if not equal to, the highest system voltage

## 5 Temporary overvoltages

The severity of temporary overvoltages is mainly characterized both by their amplitude and duration

The importance of temporary overvoltages in insulation co-ordination is twofold:

- on the one hand, the characteristics of temporary overvoltages at the surge arrester location are of great importance in surge arrester selection;
- on the other hand, the repetition of successive overvoltage peaks of opposite polarity, even if of lower amplitude than some other overvoltages, may determine the design of both the internal insulation of equipment as well as the external insulation (surfaces exposed to contamination)

Temporary overvoltages generally arise from:

- a) earth faults;
- b) sudden changes of load;
- c) resonance and ferro-resonance

### 5.1 Earth faults

The overvoltage at power frequency on the sound phases when another phase is accidentally earthed depends, at a given point of the system, on the treatment of the system neutral with respect to earth, as characterized by its earth fault factor at that point

*Note* — In the evaluation of earth fault factors, the following remarks should be considered:

- In general, in order to evaluate this factor at a given location it is assumed, for simplicity, that the fault is located at the point for which the factor is desired; but, in some special cases, it may be desirable to investigate the effect of other fault locations on this factor
- In principle, there are as many particular values of the earth fault factor at a given location as different possible configurations of the system. The factor which characterizes the location considered is the highest of the values that correspond to the different system configurations which may occur in practice
- The system configurations which have to be considered are those which exist during a fault; thus one should take into consideration those changes in the system which may be produced by the fault itself, for example, on account of the operation of circuit-breakers
- For many systems, it will be sufficient to consider only one value of the earth fault factor which covers all possible fault locations on the system
- Attention is drawn to the fact that the highest voltage at power frequency which may appear on a sound phase during a particular earth fault does not depend only on the value of the earth fault factor, but also on the value of the phase-to-phase voltage at the time of the fault. This phase-to-phase voltage will generally be taken as the highest system voltage, as given in

la plus élevée du réseau telle qu'elle résulte de la définition 4 de la Publication 71-1 de la CEI; mais dans certains cas, en vue de prévoir le fonctionnement des dispositifs de protection et de déterminer leurs caractéristiques, il est nécessaire de prendre en compte une valeur plus élevée de la tension entre phases qui peut apparaître au point considéré dans des conditions anormales de fonctionnement non retenues dans la définition rappelée ci-dessus

De nombreux réseaux ou installations appartenant à la gamme A et certains appartenant à la gamme B fonctionnent avec leur neutre mis à la terre à travers une impédance de valeur élevée ou une bobine d'extinction, ou encore avec leur neutre isolé. En ce qui concerne la coordination de l'isolement, on doit alors particulièrement prendre garde aux facteurs de défaut à la terre.

Indépendamment du facteur de défaut à la terre, des surtensions de valeur particulièrement élevée peuvent se produire sur les réseaux appartenant aux gammes A et B en cas de :

- a) défaut à la terre sur réseau à neutre à la terre par bobine d'extinction lorsque le circuit est sous-compensé;
- b) arcs intermittents à la terre sur réseau à neutre isolé et parfois sur réseau à neutre à la terre par bobine d'extinction

## 5.2 Variations brusques de charge

Dans les conditions d'exploitation usuelles, la tension entre phases ne dépasse pas la valeur de la tension la plus élevée du réseau telle qu'elle est donnée à l'article 4 concernant les définitions de la Publication 71-1 de la CEI, mais des valeurs plus élevées peuvent être temporairement atteintes en cas de coupure brusque de charges actives et réactives importantes, ces valeurs dépendent de la structure du réseau après perte des charges et des caractéristiques des sources (puissance de court-circuit au poste, régulation de vitesse et de tension des alternateurs, etc.)

De telles montées en tension peuvent être particulièrement importantes en cas de coupure de charge à l'extrémité d'une ligne longue (à cause de l'effet Ferranti). Elles concernent principalement l'appareillage situé côté source par rapport au disjoncteur ouvert à l'autre extrémité.

*Note* — En ce qui concerne les surtensions, il faut tenir compte des différents types de structures de réseau. Les cas extrêmes sont les suivants : structures comprenant des lignes relativement courtes, avec des puissances de court-circuit élevées aux postes d'extrémité; structures comprenant des lignes longues avec des puissances de court-circuit de valeur faible du côté source. Avec ces dernières structures, que l'on rencontre normalement dans les premières étapes du développement d'un réseau à très haute tension, il peut se produire des surtensions à fréquence industrielle plus élevées, si une charge importante est brusquement coupée.

Les caractéristiques des réseaux font que les surtensions de ce type sont plus sévères dans la gamme de tensions C que dans la gamme B, pour ce qui est de la gamme A, les surtensions de ce type apparaissent dans les circuits comprenant alternateur et transformateur.

## 5.3 Résonance et ferrorésonance

Les surtensions temporaires dues à ces causes apparaissent généralement à la fermeture de circuits absorbant une forte puissance capacitive (lignes, câbles, lignes avec compensation série) et possédant des inductances non linéaires (transformateurs, réactances shunt) ou à la suite de variations brusques de charge.

Ces situations se rencontrent généralement pour les réseaux des gammes B et C dans les cas suivants :

- a) Une ligne faiblement chargée, alimentée ou terminée par un transformateur, peut par exemple être le siège d'oscillations harmoniques et de surtensions notables, si la fréquence naturelle du réseau correspondant à ses éléments linéaires est égale à l'un des harmoniques du courant magnétisant des transformateurs.
- b) Des oscillations et des surtensions subharmoniques peuvent apparaître dans les réseaux compensés par condensateurs séries avec des lignes fermées sur des transformateurs de puissance peu chargés ou des réactances shunt dans le cas où la tension appliquée, la résistance effective du circuit, pour laquelle il faut tenir compte de la présence des machines synchrones, et la capacitance du circuit ont des valeurs comprises entre certaines limites.
- c) Lorsque des filtres d'harmoniques sont connectés à un réseau comportant des éléments saturables, des oscillations dues à des résonances entre ces éléments et les condensateurs des filtres peuvent se développer.

Definition 4 of IEC Publication 71-1; but, in some cases, in order to predict the operation of protective devices and specify their characteristics, it is necessary to take into account the increased value of the phase-to-phase voltage that may appear at the selected location under abnormal operating conditions not covered by the definition referred to above

Within range A and in some cases within range B, many systems or installations are operated with their neutral earthed through a high impedance, an arc-suppression coil or with their neutral isolated. For the purpose of insulation co-ordination, particular attention must therefore be paid in these cases to the earth fault factor

Independently of the earth fault factor, particularly high overvoltages may arise in range A and range B systems in the case of:

- a) earth faults in a system the neutral of which is earthed through an arc-suppression coil when the circuit is under-compensated,
- b) arcing earth faults in a system the neutral of which is isolated and in some cases in a system the neutral of which is earthed through an arc-suppression coil

## 5.2 Sudden changes of load

In usual conditions of operation, the phase-to-phase voltage does not exceed the value of the highest voltage of the system as given by Clause 4 concerning definitions of IEC Publication 71-1, but higher values may temporarily be reached in the case of sudden disconnection of large active and reactive loads, these values depend 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.)

This voltage rise may be especially important in the case of load rejection at the remote end of a long line (Ferranti effect). It affects mainly the apparatus at the station connected on the source side of the remote open circuit-breaker

*Note* — From the point of view of overvoltages, a distinction should be made between various types of system layouts. As extreme cases we can consider: those with relatively short lines and high values of the short-circuit power at the terminal stations; and those with long lines and low values of the short-circuit power at the generating site. With the latter layouts, as are usual in an extra-high-voltage system in its initial stage, much higher overvoltages at power frequency may result when a large load is suddenly disconnected

Due to the characteristics of the systems, overvoltages of this kind are more severe in voltage range C than in voltage range B; overvoltages of this kind, in voltage range A, occur in generator-transformer circuits

## 5.3 Resonance and ferro-resonance

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 sudden changes of load

These situations are generally found for systems in ranges B and C in the following cases:

- a) A lightly loaded line, fed or terminated by a transformer, can show for example harmonic oscillations and pronounced overvoltages if the natural frequency of the linear part of the system corresponds to one of the harmonics of the transformer magnetizing current
- b) Subharmonic oscillations and overvoltages can occur in systems compensated by series capacitors and terminated by lightly loaded power transformers or shunt reactors if the impressed voltage, the effective circuit resistance, which is strongly influenced by synchronous machines, and the circuit capacitance fall between certain limits
- c) If harmonic filters are connected to a system containing saturable elements, oscillations due to resonances between these elements and the filter capacitors can develop

Ces phénomènes de ferrorésonance provoqués par le régime transitoire de fermeture du circuit peuvent être de caractère permanent ou durer pendant plusieurs périodes à fréquence industrielle, en fonction de la constante de temps du courant de mise sous tension du transformateur

Sur les réseaux de la gamme A, les causes de résonance et de ferrorésonance sont :

- d) Résonance entre des impédances inductives et capacitives, par exemple lorsqu'on utilise des condensateurs pour l'amélioration du facteur de puissance
- e) Ferrorésonance due à la fermeture ou l'ouverture non simultanée des phases d'un transformateur dont le secondaire n'a qu'une faible charge capacitive
- f) Ferrorésonance apparaissant sur un transformateur sur le secondaire duquel est branchée une charge inductive à noyau de fer, telle qu'un transformateur de tension, particulièrement sur manœuvre d'enclenchement
- g) Ferrorésonance apparaissant lorsque est ouverte une phase d'un circuit alimentant un transformateur dont le primaire n'est pas à la terre, en particulier s'il s'agit d'un circuit de câbles. Pour les valeurs les plus élevées de tension dans la gamme A, la capacité de la traversée du transformateur peut suffire à provoquer la ferrorésonance dans ces conditions

## 6 Surtensions de manœuvre et de foudre

Dans le présent Guide, on désigne sous le nom de surtensions de manœuvre celles qui peuvent être assimilées à un choc de manœuvre de forme normalisée, c'est-à-dire à une onde apériodique dont le front a une durée de l'ordre de quelques centaines de microsecondes et la queue de l'ordre de milliers de microsecondes. Elles exercent des contraintes diélectriques sur les différentes parties d'une isolation sensiblement dans la même proportion que les tensions à fréquence industrielle, mais ne sont pas répétitives et, en général, n'est à prendre en considération que la valeur d'une seule crête de l'une ou l'autre polarité.

Les surtensions de foudre sont celles que l'on peut assimiler à un choc de foudre de forme normalisée, c'est-à-dire une onde apériodique dont le front a une durée de l'ordre de la microseconde et la queue de l'ordre de quelques dizaines de microsecondes. Du fait de la raideur de leur front, elles exercent des contraintes diélectriques plus fortes que les précédentes sur l'isolation longitudinale des enroulements inductifs, mais du fait de leur courte durée, les contraintes qu'elles exercent sont en général mieux supportées, à amplitude égale, par une isolation donnée. Toutefois, cet effet est plus ou moins notable suivant la nature de l'isolation.

Ces surtensions proviennent en général :

- a) de l'enclenchement et du réenclenchement d'une ligne;
- b) de défauts et d'extinction de défauts;
- c) de coupure de courants capacitifs et de courants inductifs moyens ou faibles;
- d) de la perte d'une charge,
- e) de coups de foudre (première composante ou composantes suivantes d'un coup de foudre)

*Note* — Pour les cas a) à d), les surtensions dépendent des caractéristiques du matériel, spécialement des disjoncteurs, des transformateurs et des réactances shunt. Elles peuvent généralement être réduites grâce à un choix judicieux de ces caractéristiques, par exemple dans le cas a), en utilisant des résistances d'insertion ou des réactances shunt, et dans le cas c), à l'aide de parafoudres placés entre le disjoncteur et le transformateur.

### 6.1 Surtensions de manœuvre dues à l'enclenchement et au réenclenchement

Les surtensions dues à l'enclenchement et au réenclenchement monophasé ou triphasé présentent une grande importance pour le choix de l'isolement du réseau dans la gamme C.

Pour les autres gammes de tension, sauf cas particulier, ces surtensions présentent moins d'importance.

### 6.2 Surtensions de manœuvre dues à des défauts et à leur extinction

Pour la gamme A et pour certains cas peu nombreux de la gamme B dans les conditions énumérées aux points a) et b) du paragraphe 5.1, des surtensions de manœuvre importantes peuvent apparaître à la naissance du défaut.

These ferro-resonance effects following energization processes can either be sustained or last several cycles of the power frequency depending on the time constant of transformer inrush currents

Causes of resonance and ferro-resonance in systems of range A are:

- d) Resonance between inductive and capacitive components, e.g. when capacitors are used for power-factor correction
- e) Ferro-resonance which can occur in non-simultaneous closure or disconnection of the phases of a transformer the secondary of which is loaded by a small capacitance only
- f) Ferro-resonance occurring on a transformer having on the secondary side an iron-cored inductive load such as a voltage transformer, particularly when being switched in
- g) Ferro-resonance which can occur when one phase of a circuit supplying an unearthed primary transformer is opened particularly if the circuit is a cable. At the highest end of range A, transformer bushing capacitance may be sufficient to cause ferro-resonance under these conditions

## 6 Switching and lightning overvoltages

For the purpose of this Guide, switching overvoltages are, as stated above, of a type which can be simulated by a standard switching impulse, i.e. an aperiodic wave with a front duration of the order of hundreds of microseconds and a tail duration of the order of thousands of microseconds. They stress the various parts of an insulation in about the same proportions as power-frequency voltages, but are not repetitive and only one peak of either polarity is normally significant.

Lightning overvoltages are those which can be simulated by a standard lightning impulse, i.e. an aperiodic wave with a front duration of the order of one microsecond and a tail duration of the order of several tens of microseconds. Due to the front steepness, they stress more than the former the longitudinal insulation of inductive windings, and because of their shorter duration, a generally somewhat higher stress at equal amplitude can be withstood by a given insulation. The magnitude of this effect depends on the type of insulation being considered.

These overvoltages generally arise from:

- a) line energization and re-energization;
- b) faults and fault clearing;
- c) switching of capacitive currents and of small or moderate inductive currents,
- d) load rejections;
- e) lightning strokes (first or subsequent components of a lightning flash)

*Note* — The overvoltages in cases a) to d) depend on the characteristics of the equipment, especially of the circuit breakers, transformers and shunt reactors. They may generally be reduced by suitable choice of these characteristics, i.e. in case a) by using pre-insertion resistors or shunt reactors, and in case c) by using surge arresters connected between the circuit-breaker and the transformer.

### 6.1 Switching overvoltages due to line energization and re-energization

Overvoltages due to closing and to single-phase and three-phase reclosing are of great importance in the selection of system insulation in range C.

These overvoltages, except in special cases, are not of particular importance in the other ranges of voltages.

### 6.2 Switching overvoltages due to faults and fault clearing

In range A and in relatively few cases in range B under the conditions listed in Items a) and b) of Sub-clause 5.1, high switching overvoltages can arise at the initiation of a fault.

Pour toutes les gammes de tension, des surtensions importantes peuvent se produire à l'occasion de défauts à la terre dans des circuits composites comprenant des lignes aériennes et des transformateurs raccordés par câbles

Aux tensions les plus élevées de la gamme C, on cherche normalement à maîtriser les surtensions dues à l'enclenchement ou au réenclenchement des lignes. En conséquence, il faut porter une attention particulière aux surtensions de manœuvre dues aux défauts et à leur extinction (défauts phase-terre simples et doubles, extinction de ces défauts)

### 6.3 Surtensions de manœuvre dues à la coupure de courants capacitifs et inductifs

Dans la gamme A, la coupure de courants inductifs ou capacitifs peut provoquer des surtensions nécessitant une attention spéciale que ce soit dans des réseaux de distribution à haute tension ou dans des installations industrielles et des centrales. Pour les premiers, des surtensions importantes peuvent se produire si le disjoncteur se déionise assez rapidement pour provoquer un passage à zéro prématuré du courant, appelé arrachement de courant.

On doit particulièrement considérer les manœuvres suivantes :

- a) coupure des courants de démarrage des moteurs;
- b) coupure de courants inductifs, par exemple coupure du courant magnétisant d'un transformateur ou d'une réactance;
- c) manœuvre et fonctionnement de fours à arc et des transformateurs associés, au cours desquels peuvent se produire des arrachements de courant;
- d) manœuvre de câbles à vide et de batteries de condensateurs;
- e) coupure de courants par des fusibles à haute tension.

Dans la gamme B, les surtensions provoquées par la coupure de courants capacitifs (coupure de lignes à vide, de câbles ou de batteries de condensateurs) peuvent être particulièrement dangereuses puisqu'on ne peut pas toujours tabler sur l'emploi de disjoncteurs sans réamorçage.

### 6.4 Surtensions de manœuvre dues à des variations brusques de charge

Les surtensions dues à des variations brusques de charge peuvent commencer par une surtension de manœuvre importante et se poursuivre par une surtension temporaire.

Des surtensions de cet ordre sont particulièrement importantes aux plus hautes tensions de la gamme C, lorsqu'on essaie d'arriver à un degré poussé de contrôle des surtensions de réenclenchement.

### 6.5 Surtensions de foudre

Les surtensions de foudre proviennent soit de coups directs sur les conducteurs de phase, ou encore d'amorçages en retour, soit de coups à la terre très voisins de la ligne provoquant des surtensions de foudre induites. Les surtensions qui contraignent l'isolation du poste dépendent de la construction de la ligne et de la configuration du réseau. Le schéma du poste proprement dit a une grande importance si le temps de parcours de la surtension à l'intérieur du poste n'est pas négligeable devant la durée du front de la surtension.

Suivant la configuration du réseau, des surtensions dont les caractéristiques de durée sont dans le domaine des surtensions de manœuvre peuvent aussi apparaître en cas de coups de foudre.

Pour les gammes B et C, les coups de foudre qui provoquent des surtensions notables sont uniquement, soit des coups directs sur les conducteurs de phase, soit des coups sur les pylônes ou les câbles de garde suivis d'amorçages en retour.

Dans la gamme A, on doit aussi prêter attention aux coups de foudre induits. En outre, dans cette gamme de tension, les surtensions transmises d'un réseau à tension supérieure par les transformateurs doivent également être prises en considération.

In all the voltage ranges, high overvoltages may arise due to faults to earth in composite circuits including overhead lines and cable-connected transformers

At the highest voltages of range C, a high degree of control of overvoltages caused by line energization and re-energization is normally attempted. For this reason, switching overvoltages due to faults and fault clearing (single and double phase-to-earth faults, and their clearance) need careful consideration

### 6.3 *Switching overvoltages due to switching of inductive and capacitive currents*

In range A, the switching of inductive or capacitive currents can give rise to overvoltages, which may require attention, both in high-voltage distribution systems and in industrial installations and power stations. In the case of the former, high overvoltages may arise if the circuit breaker deionizes so rapidly as to force the current prematurely to zero, so-called current chopping

In particular, the following switching operations should be taken into consideration:

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

In range B, overvoltages due to the interruption of capacitive currents (switching off unloaded lines, cables or capacitor banks) may be particularly dangerous since the use of restrike-free circuit-breakers cannot always be assumed

### 6.4 *Switching overvoltages due to sudden changes of load*

Overvoltages due to sudden changes of load may start with a high switching surge followed by a temporary overvoltage

Overvoltages of this kind are particularly important at the highest voltages in range C where a high degree of control of reclosing surges is attempted

### 6.5 *Lightning overvoltages*

Lightning overvoltages are caused either by direct strokes to the phase conductors, back-flashovers, or as a result of strokes to earth very close to the line which produce induced lightning surges. The overvoltages by which substation insulation is stressed are a function of the line construction and the system configuration. The configuration of the station itself has a great influence if the travelling time of surges within the station is not negligible in relation to the front time of the surge

Depending on the system configuration, overvoltages with time parameters in the range of switching surges may also arise as a result of lightning strokes

Lightning discharges which produce significant overvoltages in ranges B and C are confined to direct strokes to phase conductors or strokes to towers or earth wires with subsequent back-flashovers

In range A, induced lightning surges must also be considered. Furthermore, in this range, surges transferred through transformers from a higher voltage system need careful consideration

## 7 Détermination des niveaux de surtension à prévoir

### 7.1 Gamme A

Pour les tensions inférieures à 52 kV, les surtensions de manœuvre ne posent généralement pas de problèmes sérieux aux réseaux d'alimentation aériens et la coordination de l'isolement est déterminée par les surtensions de foudre

Pour la même raison, on peut en général négliger les surtensions de manœuvre provenant d'une ligne aérienne et transmises à une installation par l'intermédiaire de transformateurs ou de câbles d'une certaine longueur. Une exception concerne le cas d'une installation reliée aux bornes basse tension d'une ligne alimentant un transformateur à haute tension, en particulier si une résonance apparaît entre les deux réseaux pendant la mise sous tension à la fermeture d'une ou de deux phases

Les amplitudes et les formes d'onde des surtensions de manœuvre produites dans les installations industrielles et dans les centrales varient dans une très large fourchette. Dans la grande majorité des cas, elles sont sans danger et, dans d'autres, les surtensions peuvent présenter des amplitudes et des vitesses de variation importantes. Ainsi, de brusques variations de tension peuvent résulter de réamorçages d'un appareil de connexion, la vitesse de variation de la tension qui en résulte peut être égale à celle produite par un coup de foudre violent et proche.

On dispose d'une très grande expérience pratique acquise dans l'exploitation de diverses installations industrielles et de centrales, il en résulte que les surtensions ou les variations de tension les plus dangereuses peuvent d'habitude être évitées en supprimant la résonance et en choisissant correctement l'appareil de connexion.

A ces niveaux de tension, la représentation détaillée du réseau considéré sur calculateur ou analyseur transitoire ne peut se justifier économiquement que dans des cas particuliers, d'autant qu'une représentation détaillée est nécessaire pour obtenir des résultats précis et qu'une installation complexe comporte fréquemment de nombreux matériels et connexions électriques. De plus, le fonctionnement de certains types d'appareils de connexion et le comportement des arcs à la terre sont difficiles à représenter avec un degré de précision suffisant. L'expérience est souvent le meilleur guide et, dans certains cas exceptionnels, on effectuera intentionnellement des manœuvres à titre d'essais, en enregistrant les phénomènes à la fois à vitesse lente et rapide. C'est de ces essais que l'on tirera les renseignements les plus sûrs, en sorte que la solution découlera à la fois des calculs et des essais de confirmation.

Les amplitudes, les formes d'onde et la fréquence d'apparition des surtensions de foudre sur les réseaux de la gamme A peuvent être évaluées avec un degré de précision raisonnable. Comme la tension d'amorçage au choc des isolateurs utilisés sur les lignes aériennes dans cette gamme de tensions est faible devant la tension appliquée à une telle ligne par un coup de foudre direct, les contraintes susceptibles de solliciter le matériel du poste dépendent en premier lieu du type de construction de la ligne. Ainsi une protection soignée du matériel du poste est nécessaire si celui-ci est relié à une ligne sur poteaux en bois sans mise à la terre des ferrures. Là où les lignes sont montées sur poteaux en acier ou sur poteaux en béton armé, ou bien comportent des ferrures mises à la terre d'une autre manière, on peut se contenter d'une protection réduite.

Les amplitudes et les formes d'onde sont également influencées par les facteurs suivants qui caractérisent la constitution du réseau et la disposition du poste

a) Impédances d'onde des lignes et câbles reliés au poste. Par exemple, quand une seule ligne est reliée à un transformateur en antenne, la surtension est réfléchiée à l'extrémité et l'amplitude de la tension est doublée. Lorsque  $n$  lignes sont reliées au jeu de barres d'un poste, et si le coup de foudre n'est pas proche du poste, la tension sur le jeu de barres devient  $2u/n$ ,  $u$  étant l'amplitude de la surtension transmise le long de la ligne d'où provient la surtension de foudre, pour un coup de foudre proche du poste, il faut tenir compte des réflexions d'onde et un calcul peut s'avérer utile.

b) Câbles comportant une gaine métallique mise à la terre, placés en série avec la ligne ou entre le jeu de barres du poste et l'appareillage à protéger. Tout câble tend à réduire la raideur des ondes pénétrant dans le poste, mais il ne réduit de façon appréciable leurs amplitudes que si sa longueur est d'au moins 1 à 2 km. Dans le cas où la foudre frappe la dernière portée de la ligne avant le poste, un tronçon de câble entre la ligne aérienne et le poste n'apporte pratiquement aucune réduction aux contraintes supportées par le matériel du poste. Des précisions sont données au paragraphe 21.4.

c) Câbles de garde protégeant des lignes aériennes, équipant quelques kilomètres à partir du poste, ces fils sont efficaces contre les coups de foudre rapprochés frappant la ligne au voisinage du poste et qui sont les plus dange-

## 7 Determination of expected overvoltage levels

### 7.1 Range A

For voltages of less than 52 kV, switching overvoltages do not generally constitute a serious problem for overhead supply systems and insulation co-ordination is based on lightning overvoltages

Switching overvoltages transferred from an overhead line into a plant through transformers or lengths of cable can, in general, be ignored for the same reason. An exception is the case of an installation connected to the lower-voltage terminals of a high-voltage transformer feeder, particularly if resonance occurs between the two systems during one- or two-phase energizing

In industrial plants and power stations, the amplitudes and waveshapes of switching overvoltages generated within the installation vary over a very wide range. In the great majority of cases they are innocuous, in some cases, serious overvoltage amplitudes and rates of change can occur. Thus sudden voltage swings can be caused when a switching device re-strikes, the resulting rate-of-change of voltage can equal that caused by a severe close lightning strike

A very large amount of practical operational experience is available from different industrial plants and power stations, and the most severe overvoltages or voltage swings can usually be avoided by eliminating resonance and by correct choice of the switching device to be employed

Detailed representation of the system under consideration on a digital computer or transient network analyser can only be economically justified in particular cases at these voltage levels since accurate representation is needed to obtain accurate results and a complex plant frequently consists of many pieces of equipment and electrical connections. Furthermore, the operation of some types of switching devices and arcing earths is difficult to simulate with a sufficient degree of accuracy. Experience is often the best guide and, in exceptional cases, deliberate switching tests with simultaneous recording (both high-speed and low-speed) will produce the most valuable information so that remedial measures can be taken as the result of subsequent calculations and confirmatory tests

The amplitudes, waveshapes and frequency of occurrence of lightning overvoltages on systems in range A can be estimated with a reasonable degree of accuracy. As the impulse flashover voltage of insulators used on overhead lines in this range is quite low as compared with the voltage impressed on such a line by a direct lightning stroke, the stresses to which substation equipment is liable to be subjected are primarily determined by the type of line construction. Thus careful protection of substation equipment is required if it is connected to a wood-pole line with un-earthed cross-arms. Reduced protection is permissible where the lines are erected on steel masts, reinforced concrete poles or where metal cross-arms are otherwise earthed

Amplitudes and waveshapes are also affected by the following factors which characterize the constitution of the system and arrangement of the station:

- a) Surge impedance of those lines or cables which are connected to the station. For example, when only one line is connected to a terminal transformer, the surge is reflected at the termination and is doubled in voltage amplitude; when  $n$  lines of the same surge impedance are connected to the busbars of a station, and if the lightning stroke to the line does not occur close to the station, the voltage at the busbars becomes  $2u/n$ , where  $u$  is the amplitude of the surge voltage transmitted along the line on which the lightning surge originated, in the case of lightning in the vicinity of the sub-station, wave reflection must be taken into account and calculation may prove to be necessary
- b) Cables with an earthed metallic sheath which are in series with the line or connected between the station busbars and apparatus to be protected. Any cable tends to reduce the steepness of the waves entering the station, but the cable length must be at least 1 or 2 km long before it has a significant effect on the surge amplitude. In the case of a direct lightning stroke to the last span in front of a station, a cable section between overhead line and station affords practically no relief to the station equipment. More details are given in Sub-clause 21.4
- c) Protective earth wires on the overhead lines extending up to a few kilometres from the station; these are effective against close lightning strikes to the line near the station which are the most dangerous. This pre-supposes

reux. Cela suppose que l'écran constitué par les fils de terre est suffisamment bien conçu pour éviter que des coups directs n'atteignent les conducteurs de phase, et que la résistance de terre du pylône est suffisamment faible pour éviter un amorçage en retour, comme donné au point e) ci-dessous

d) Eclateurs de protection, ou câbles de garde placés sur une ou deux portées en amont du poste, une réduction appréciable des amplitudes des surtensions sur des lignes à isolement élevé par rapport à la terre peut alors être observée, par exemple pour les lignes sur poteaux en bois à plein isolement

e) Résistances de terre et inductances des descentes de terre des pylônes, en particulier au voisinage du poste. Si la résistance de terre ou l'inductance de la descente du pylône ou du poteau a une valeur élevée, un coup de foudre sur le pylône ou le poteau peut provoquer des surtensions élevées sur les conducteurs de phase par suite d'un amorçage en retour entre le pylône atteint et un ou plusieurs conducteurs de phase

Dans la gamme A, les surtensions de foudre transmises à travers un transformateur présentent également de l'importance. Des formules donnant les valeurs des termes électrostatique et électromagnétique des tensions transmises sont indiquées à l'annexe A

## 7.2 Gamme B

Pour la gamme B comme pour la gamme A, les niveaux d'isolement sont généralement tels que les surtensions de manœuvre ne posent que rarement un problème majeur, et la coordination de l'isolement est encore principalement fondée sur les surtensions de foudre apparaissant sur les réseaux comportant des lignes aériennes

En outre, dans cette gamme de tension, il n'y a généralement pas non plus de motif économique déterminant justifiant une étude détaillée des contraintes dues aux surtensions

C'est pourquoi les considérations du paragraphe 7.1 sont encore valables

## 7.3 Gamme C

Dans cette gamme de tension, l'importance des surtensions de manœuvre pour la coordination de l'isolement devient prépondérante, et cela d'autant plus que le niveau de tension augmente. C'est ce qui justifie l'abandon de l'essai traditionnel de 1 min à fréquence industrielle au profit d'un essai aux chocs de manœuvre, jugé plus représentatif

A cause du coût élevé du matériel, on doit, dans cette gamme, s'en tenir à des conceptions plus économes en matière de coordination de l'isolement, alors qu'en contrepartie les conséquences sérieuses d'un défaut exigent une approche plus précise des surtensions prévisibles. Leur évaluation doit être faite pour chaque type de surtensions importantes dans le réseau particulier considéré

Du fait du volume des calculs nécessaires, pratiquement toutes les prévisions de surtensions doivent être faites en utilisant un analyseur transitoire de réseau ou un ordinateur

L'expérience acquise grâce aux études d'une grande variété de réseaux a montré que la recherche de règles générales pour évaluer les surtensions est difficile, du fait du grand nombre de paramètres dont dépend la valeur des surtensions

La résolution des problèmes, que ce soit par la technique du calcul analogique ou par celle du calcul numérique, demande un bon niveau de compétence. Celle-ci est surtout nécessaire pour le choix des cas significatifs (étant donné qu'il est exclu d'étudier tous les cas possibles) pour la réduction du réseau à un nombre raisonnable de lignes et de barres de postes (il est pratiquement impossible de représenter la totalité du réseau dans l'une ou l'autre technique) et pour la représentation des paramètres du réseau et des caractéristiques des appareils

Toutes les fois que ce sera possible, on s'efforcera de vérifier la validité des paramètres utilisés grâce à des essais en réseau

Avec les méthodes raffinées qui sont de plus en plus utilisées en matière de coordination d'isolement aux niveaux de tensions les plus élevés, l'amplitude des surtensions en un point donné, provoquées par un type donné de phénomène, ne peut se définir par une seule valeur (voir la figure 1, page 106). La seule chose que l'on puisse indiquer est la

that shielding by the earth wires is sufficiently well designed to prevent direct strokes reaching the phase conductors, and that the earthing resistance of the tower is sufficiently low to reduce the risk of back flashover, as given in Item *e*) below

*d*) Protective spark gaps or protective earth wires extending over one or two spans in front of the station, these can materially reduce the amplitudes of incoming surges on lines with high insulation to earth, e.g. on fully insulated wood-pole lines

*e*) Earthing resistances and inductances of the down leads of towers, particularly close to the station. In the cases of high values of earthing resistance or the inductance of the down lead of the tower or pole, a lightning strike to such a tower or pole or to an earth wire may cause high overvoltages on the phase conductors by back flashover across the line insulators to one or more phase conductors

In range A, lightning surges transferred through transformers are also important. Analytical expressions for the electrostatic and electromagnetic terms of the transferred voltages are derived in Appendix A.

## 7.2 Range B

In range B, as well as in range A, the insulation levels are generally such that switching overvoltages are seldom a major problem and that insulation co-ordination is still mainly based upon lightning overvoltages occurring in overhead line systems

Furthermore, also in this voltage range, there is usually no decisive economic incentive towards a detailed study of overvoltage stresses

Thus the considerations in Sub-clause 7.1 continue to apply

## 7.3 Range C

For this voltage range, the importance of the switching overvoltages in insulation co-ordination becomes predominant, all the more so as the voltage level increases. This is what justifies the substitution of a switching impulse test, considered more representative, for the traditional 1-min power frequency test

The high cost of equipment then compels consideration of more economical designs of insulation co-ordination, while, in turn, the serious consequences of a failure necessitate a more precise estimation of the overvoltages to be expected. These have to be evaluated for each type of significant overvoltage in the particular system considered

Because of the extensive computational requirements, virtually all practical overvoltage predictions must be made using transient network analysers or digital computers

Experience with studies of a wide variety of systems has shown that development of generalized formulae for overvoltages is difficult because of the large number of parameters affecting the overvoltage value

Both analogue and digital techniques of transient solution require a high level of skill in problem-solving. These skills are principally useful in the selection of significant cases (it being impractical to study all possibilities), in the reduction of the system to a reasonable number of busbars and lines (it is not practical to represent the entire system on either TNA or digital solutions) and in the description of system constants and apparatus characteristics

Whenever possible, field tests to check the validity of the parameters used are recommended

In the sophisticated approaches to insulation co-ordination now becoming more and more usual for the highest values of voltage, the amplitudes of the overvoltages to be expected at a given location due to a given type of event cannot be defined by a single value (see Figure 1, see page 106). It is only possible to state the probability  $f_o(U) dU$

probabilité  $f_o(U) dU$  qu'une surtension de valeur comprise entre  $U$  et  $U + dU$  apparaisse,  $f_o(U)$  étant appelé la densité de probabilité des surtensions. La probabilité  $F_o(U')$  que la valeur  $U'$  soit dépassée est alors donnée par l'expression :

$$F_o(U') = \int_{U'}^{\infty} f_o(U) dU \quad (1)$$

## SECTION TROIS — TENUE DES ISOLATIONS

### 8 Généralités

#### 8.1 Isolations autorégénératrices ou non autorégénératrices

Les articles 10 et 11 concernant les définitions de la Publication 71-1 de la CEI font la distinction entre les isolations autorégénératrices et les isolations non autorégénératrices en fonction de leur comportement en cas d'apparition d'une décharge disruptive au cours d'un essai diélectrique. Avec le premier type d'isolation, il est possible de réaliser des essais qui peuvent comporter un risque appréciable de décharges, par exemple en appliquant un grand nombre de chocs à la tension de tenue nominale aux chocs, ou même dans des conditions dans lesquelles les décharges sont volontairement prévues, comme dans un essai de décharge disruptive à 50% fait à des tensions supérieures au niveau de tenue nominale aux chocs.

Sur les isolations non autorégénératrices, une décharge disruptive détruit les propriétés isolantes et, de plus, un grand nombre de chocs à la tension de tenue nominale peut provoquer une détérioration graduelle de l'isolation. C'est pourquoi les isolations non autorégénératrices sont essayées par application d'un nombre limité de chocs à la tension de tenue nominale.

L'information qui peut être directement obtenue sur la tenue diélectrique du matériel peut donc être bien meilleure pour une isolation autorégénératrice. Cependant, dans le cas d'une isolation non autorégénératrice, l'importance économique que le constructeur peut attacher au risque de voir son matériel refusé tend à l'obliger à concevoir le matériel de façon qu'il ne présente qu'une très faible probabilité de défaut au cours des essais. Ces deux faits étant pris en considération, la Publication 71-1 de la CEI ne fait de différence entre les niveaux de tenue aux chocs ni en fonction du type d'isolation ni en fonction de la nature de l'essai.

Du fait qu'une isolation autorégénératrice ne voit ses qualités isolantes ni perdues ni modifiées à la suite d'une décharge disruptive durant un essai diélectrique, il ne faut pas déduire qu'aucune avarie n'apparaîtrait en exploitation si la décharge disruptive était suivie d'un arc de puissance intense.

De plus, les avaries éventuelles des matériels ne sont pas la seule considération à retenir dans le choix du risque acceptable de décharge en exploitation, car il faut aussi tenir compte de la continuité du service. Ainsi, on s'attachera à obtenir une valeur plus faible de la probabilité de défaillance diélectrique pour un jeu de barres que pour des lignes individuelles.

Il faut insister sur le fait que les structures isolantes d'un matériel comportent toujours des éléments autorégénérateurs et des éléments non autorégénérateurs. Généralement, on ne peut donc pas affirmer que l'isolation d'un appareil est autorégénératrice ou non. Mais la probabilité qu'une décharge se produise sur ou dans les éléments non autorégénérateurs en présence d'éléments autorégénérateurs peut être négligeable ou non suivant les types de matériel. Du fait des différences entre les caractéristiques tension-temps d'amorçage dans les isolations solides et dans les isolations dans l'air, cette probabilité tend à croître lorsque la tension des chocs croît : ainsi elle peut être négligeable à la tension de tenue nominale, mais peut devenir appréciable pour des tensions de l'ordre de la tension de décharge disruptive à 50%.

#### 8.2 Choix du type d'essai

Pour certains types de matériels, la probabilité d'apparition d'une décharge électrique dans une isolation non autorégénératrice est négligeable dans le domaine des valeurs des surtensions qui doivent être reproduites au cours des

that an overvoltage value comprised between  $U$  and  $U + dU$  may occur,  $f_o(U)$  being the overvoltage probability density. The probability  $F_o(U')$  that the value  $U'$  may be exceeded is then given by:

$$F_o(U') = \int_{U'}^{\infty} f_o(U) dU \quad (1)$$

## SECTION THREE — INSULATION WITHSTAND

### 8 General

#### 8.1 *Self-restoring and non-self-restoring insulation*

Clauses 10 and 11, concerning definitions of IEC Publication 71-1, subdivide insulation into self-restoring and non-self-restoring insulation according to its behaviour in the case of occurrence of a disruptive discharge during a dielectric test. On the former kind of insulation, it is possible to carry out tests under conditions that imply an appreciable risk of such discharges, e.g. by applying a large number of impulses at the rated impulse withstand voltage, or even in conditions with deliberately applied discharges as in a 50% disruptive discharge test carried out at voltages above the rated impulse withstand level.

On non-self-restoring insulation, a disruptive discharge destroys the insulating property of the insulation and a large number of impulses at rated withstand voltage may result in a gradual deterioration of the insulation. Non-self-restoring insulation is for these reasons tested by application of a limited number of impulses at rated withstand voltage.

The degree of information on the dielectric strength of the equipment directly obtainable can thus be much higher for self-restoring insulation. However, in the case of non-self-restoring insulation, the economic importance for the manufacturer of the risk of having the equipment rejected tends to compel him to design the equipment for a very low probability of failure under test. Taking these two factors together, no difference is made in IEC Publication 71-1 between impulse withstand levels, in relation to the kind of insulation or the nature of the test.

While self-restoring insulation does not lose or modify its insulating ability following a disruptive discharge in a dielectric test, it should not be inferred that damage may not occur in service if the disruptive discharge is followed by an intense power arc.

Furthermore, possible damage to equipment is not the only consideration to be introduced in the selection of an acceptable risk of discharge in service, as the effect on continuity of supply also has to be considered. For example, a much lower probability of insulation failure is required in the case of busbars than on individual lines.

It must be emphasized that the insulating structures of a piece of equipment are always made up of self-restoring and non-self-restoring parts. Generally it cannot therefore be stated that the insulation of an apparatus is self-restoring or non-self-restoring. But the probability that discharges may occur across or through non-self-restoring parts in the presence of self-restoring parts can, for different types of equipment, be negligible or otherwise. Due to the different voltage-time sparkover characteristics of solid and air insulations, this probability tends to increase with increasing impulse voltage amplitudes, thus it may be negligible at the rated withstand voltage, but may become appreciable around the 50% disruptive discharge voltage.

#### 8.2 *Selection of the type of test*

For some types of apparatus, within the range of overvoltages that tests have to simulate, the probability of a discharge occurring across a non-self-restoring part is negligible. In this case, the discharge probability coincides

essais Dans ce cas, la probabilité de décharge est égale à celle des éléments autorégénératrices de l'isolation des matériels, et l'isolation dans son ensemble peut être appelée « essentiellement autorégénératrice » ou, plus simplement, « autorégénératrice ». Les sectionneurs peuvent être donnés comme un exemple de ce type de matériel, effectivement, même si l'on applique des chocs bien supérieurs à la tension de décharge à 50% pendant un essai de décharge à 50%, des amorçages se produisent dans l'air sans aucune perforation de la porcelaine. Pour ce type de matériel, l'essai de l'article 52 de la Publication 71-1 de la CEI est possible et souhaitable.

Pour les types d'appareils dont l'isolation est en majeure partie, ou en grande partie, non autorégénératrice, à cause du coût élevé de cette partie d'isolation, il est exclu d'essayer l'appareil complet au-delà de la tension de tenue nominale. La tension d'essai est par conséquent limitée à la tension de tenue nominale, ce qui implique déjà un surisolement de la partie non autorégénératrice de façon à rendre négligeable la probabilité de décharge jusqu'à la tension de tenue nominale.

Certains types d'appareils dont une partie de l'isolation est autorégénératrice, mais ne peut être essayée séparément de la partie non autorégénératrice, tels que les traversées et certains types de transformateurs de mesure, exigeraient un grand nombre de chocs pour qu'il soit démontré que leur isolation autorégénératrice est satisfaisante. Mais, le nombre de chocs doit être limité à cause du risque de détérioration graduelle de la partie non autorégénératrice de l'isolation. L'isolation de ce type de matériel, qui peut être appelée mixte, doit être soumise à l'essai de l'article 53 de la Publication 71-1 de la CEI.

Pour quelques types de matériels dont l'isolation est principalement non autorégénératrice, tels que les transformateurs de puissance, l'isolation autorégénératrice (par exemple les traversées) peut être essayée à part conformément à l'article 52 de la Publication 71-1 de la CEI. L'isolation de ce type est dénommée « essentiellement non autorégénératrice » ou, plus simplement, « non autorégénératrice ». Elle est soumise à l'essai de l'article 54 de la Publication 71-1 de la CEI.

Des considérations sur la validité des essais des articles 52, 53 et 54 de la Publication 71-1 de la CEI sont données à l'annexe B.

## 9 Propriétés de l'isolation en présence des tensions à fréquence industrielle et des surtensions temporaires

Généralement, les amorçages dus aux tensions à fréquence industrielle dans les conditions normales d'exploitation ou aux surtensions temporaires sont le résultat d'une détérioration progressive des propriétés isolantes du matériel, ou de réductions exceptionnelles de la tenue diélectrique dues à des conditions ambiantes sévères.

Dans ce dernier cas, la notion de probabilité est applicable au degré de pollution (voir l'article 4).

A cause des difficultés que cela soulèverait, il n'est pas fait usage des concepts statistiques dans le présent Guide en ce qui concerne les propriétés de l'isolation en présence des tensions à fréquence industrielle et des surtensions temporaires (voir aussi les articles 17 et 18).

## 10 Probabilité de décharge disruptive d'une isolation soumise à des chocs de tension

La capacité d'une isolation donnée de résister aux contraintes diélectriques créées par l'application d'un choc de forme donnée et de valeur de crête  $U_a$ , dans la plupart des cas, a un caractère aléatoire, même si l'on suppose que l'intervalle de temps nécessaire pour réaliser un essai diélectrique sur un matériel est assez petit pour que les conditions d'ambiance et d'isolement puissent être considérées comme constantes, au moins en ce qui concerne les paramètres, tels que pression, température, humidité, etc., qui peuvent être mesurés et qui servent à définir ces conditions d'ambiance et d'isolement pendant les essais.

La probabilité de décharge disruptive d'une isolation soumise à un choc de tension de forme et de polarité données et de valeur de crête  $U$ , considérée dans un court intervalle de temps défini comme ci-dessus (par exemple dans un essai diélectrique) peut être déterminée, si l'isolation est autorégénératrice, en appliquant le choc  $U$  successivement  $N$  fois dans cet intervalle de temps et en comptant le nombre  $N1$  de décharges. La fraction  $\frac{N1}{N}$  fournit une valeur numérique de cette probabilité qui sera d'autant plus précise que le nombre  $N$  sera grand.

with that of the self-restoring parts of the apparatus and its insulation may be called “essentially self-restoring” or, for the sake of simplicity, “self-restoring”. Disconnecting switches may be considered an example of this type, in fact, even when applying impulses well above the 50% discharge voltage during a 50% discharge test, sparkover takes place usually in air without any puncture of the porcelain. For this type of equipment, the test of Clause 52 of IEC Publication 71-1 is possible and recommended.

For types of apparatus with mainly or a large part of non-self-restoring insulation, the high cost of this part of insulation excludes tests of the complete apparatus at higher than rated withstand voltage. The test voltage is therefore limited to the rated withstand voltage as this already implies an overinsulation of the non-self-restoring parts so as to give negligible probability of discharge up to rated withstand voltage.

Such types of apparatus that also have a self-restoring part of insulation that cannot be tested separately from the non-self-restoring part, e.g. bushings and some types of instrument transformers, would require a large number of impulses to prove the adequacy of the self-restoring insulation. The number of impulses must however be restricted because of the possibility of gradual deterioration of the non-self-restoring parts of insulation. Insulation of this type of equipment, that can be called combined, should be tested according to Clause 53 of IEC Publication 71-1.

For some types of equipment with mainly non-self-restoring insulation, e.g. power transformers, the self-restoring insulation (e.g. bushings) can be tested separately according to Clause 52 of IEC Publication 71-1. This kind of equipment is called “essentially non-self-restoring” or, for the sake of simplicity, “non-self-restoring”. Insulation of this kind is verified by means of the test in Clause 54 of IEC Publication 71-1.

Considerations on the validity of the tests in Clauses 52, 53 and 54 of IEC Publication 71-1 are given in Appendix B.

## 9 Insulation behaviour at power-frequency voltages and temporary overvoltages

In general, sparkover under power-frequency voltage in normal operating conditions and under temporary overvoltages will be caused by progressive deterioration of the insulating properties of the equipment or by exceptional reductions in insulation withstand due to severe ambient conditions.

In the latter case, the concept of probability is applicable to the degree of contamination (see Clause 4).

Because of the difficulties involved, no use of statistical concepts will be made in this Guide in respect of insulation behaviour at power-frequency voltages and temporary overvoltages (see also Clauses 17 and 18).

## 10 Probability of disruptive discharge of insulation under impulse voltages

The ability of a given insulation to withstand the dielectric stresses caused by the application of an impulse of given waveshape and peak value  $U$  is, in most cases, a random phenomenon, even if we consider a time interval so small (such as that needed to carry out a dielectric test on equipment) that the ambient and insulation conditions may be considered constant, at least with respect to parameters such as pressure, temperature, humidity, etc., which can be measured and which are used to define the ambient and insulation conditions during tests.

The disruptive discharge probability of insulation for an impulse of given waveshape and polarity, and for a peak value  $U$  in a short time interval as defined above (e.g. in a dielectric test) can be determined, if the insulation is self-restoring, by applying the impulse  $U$   $N$  times successively within this time interval, and counting the number  $N_1$  of discharges. From the fraction  $\frac{N_1}{N}$  a numerical value can be obtained for this probability which will be the more accurate the greater is the value of  $N$ .

La tension disruptive d'une population d'appareils à isolation non autorégénératrice peut être décrite statistiquement à l'aide d'une courbe de distribution qui donne la relation entre l'amplitude de la tension disruptive et la fraction de la population qui ne supporte pas cette tension. Pour déterminer cette courbe de distribution, on doit effectuer des essais avec des tensions d'amplitudes croissant jusqu'à l'amorçage sur un échantillon d'appareils de la population. La précision de la détermination de la courbe sera accrue, si l'on accroît le nombre d'appareils de l'échantillon. Mais, comme une décharge disruptive provoque généralement la destruction de l'appareil en essai, on limitera le nombre d'appareils de l'échantillon pour des raisons économiques.

Actuellement, on ne connaît pas de méthode pour déterminer la probabilité de décharge disruptive d'un appareil unique à isolation non autorégénératrice.

Si nous considérons des chocs de manœuvre ou de foudre de différentes valeurs de crête  $U$ , nous pouvons associer à chaque valeur possible de  $U$  une probabilité de décharge  $P_t$ , et l'on définit ainsi une fonction  $P_t(U)$  pour une isolation donnée dans un court intervalle de temps  $\Delta t$  ou plus simplement au temps  $t$  (voir figure 2a, page 107).

Les valeurs  $P_t(U)$  croissent d'une probabilité voisine de 0 à une probabilité voisine de 100% dans une bande plus ou moins étroite de valeurs de la tension. Généralement, la courbe correspondante peut être représentée par une loi à deux paramètres, l'un de ces paramètres étant lié à la position de la bande de tension et donnant donc une indication du niveau de tenue, et l'autre étant lié à la largeur de la bande et donnant une indication de la dispersion des valeurs de tension qui peuvent donner une proportion appréciable de décharges, et donc aussi de non-décharges.

Généralement, en laboratoire, le paramètre qui définit la position de la courbe de probabilité est pris égal à la tension  $U_{t\ 50}$  qui correspond à la probabilité de décharge (ou de tenue) égale à 50%. L'écart type de la distribution ( $\sigma_t$ ), défini par la racine carrée de la somme des carrés des écarts par rapport à la moyenne est généralement le paramètre choisi pour exprimer la dispersion. Dans le cas d'une distribution gaussienne, il correspond à la moitié de la différence entre les tensions qui donnent des probabilités de décharges de 16% et 84%.

En service, les conditions d'ambiance et d'isolement ne restent pas constantes. C'est pourquoi la courbe de probabilité de décharge de l'isolement, comme définie ci-dessus au temps  $t$ , varie obligatoirement d'un moment à l'autre ( $P_t, P_{t'}$ ) (voir la figure 2a). Pour l'isolement externe, ces variations sont liées principalement aux conditions atmosphériques.

Les conditions d'ambiance et d'isolement étant regardées comme aléatoires, il sera nécessaire de considérer, pour chaque isolation, en plus de la probabilité de décharge  $P_t(U)$  définie comme ci-dessus, une probabilité  $P_T(U)$  de décharge de l'isolement aux surtensions d'amplitude  $U$  susceptibles de se produire à un instant quelconque d'une longue durée de service  $T$ . C'est cette seconde distribution qui est utile pour les études d'isolement (voir la figure 2c, page 107).

Comme pour  $P_t(U)$ , on peut définir  $P_T(U)$  par la tension ( $U_{T\ 50}$ ) qui correspond à la probabilité de décharge (ou de tenue) égale à 50%, et par l'écart type de la distribution  $\sigma_T$ .

Il est commode de définir les variations de  $P_t(U)$  à l'intérieur de l'intervalle de temps  $\Delta T$  par la densité de probabilité  $P_n(U_{t\ 50})$  où  $U_{t\ 50}$  est considérée comme variable aléatoire (voir la figure 2b, page 107). Cette dernière fonction peut à son tour être caractérisée par la tension disruptive 50%,  $U_{T\ 50}$  et par son écart type  $\sigma_n$ .

En supposant pour simplifier que l'écart type  $\sigma_t$  de  $P_t(U)$  est constant dans l'intervalle de temps  $\Delta T$ , on a la relation:

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_n^2} \quad (2)$$

Dans la Publication 71-1 de la CEI, le paramètre qui définit la position de la courbe de probabilité  $P(U)$  est pris égal à la tension qui correspond à une probabilité de tenue de 90% (voir l'article 26 de la Publication 71-1 de la CEI), bien que la tension disruptive 50% à laquelle on s'est référé ci-dessus convienne parfaitement pour des parties isolantes pouvant être soumises à un essai de décharge disruptive à 50%.

La raison de ce choix est que l'essai de décharge disruptive à 50% ne peut être généralisé à tous les types d'isolement. Ainsi, pour avoir les mêmes valeurs de tensions de tenue nominale aux chocs pour tous les matériels, quelle que soit leur isolation, et pour utiliser ces valeurs directement dans les définitions des distributions statistiques, on a estimé qu'il y avait lieu de se référer à une valeur plus élevée (90%) de la probabilité de tenue, la tension de tenue nominale aux chocs  $U_{RW}$  étant prise égale à la valeur la plus faible admissible pour la tension de tenue statistique aux chocs dans des conditions d'essais spécifiés  $U_{t\ 90}$ .

The discharge voltages of a population of non-self-restoring insulation can be described statistically by means of a distribution curve that gives the relation between the amplitude of the discharge voltage and the fraction of the population that will break down at that voltage amplitude. For the determination of this distribution curve, tests must be performed with voltage amplitudes increased up to breakdown on a sample of pieces from the population. The accuracy in the determination of the curve will be increased by increasing the number of pieces in the sample. Because a disruptive discharge normally results in the destruction of the test piece, the number of pieces in the sample must be limited for reasons of economy.

No method is at present known for the determination of the probability of disruptive discharge of a single piece of non-self-restoring insulation.

If we consider either switching or lightning impulses of different peak values  $U$ , we shall be able to associate with every possible value of  $U$  a discharge probability  $P_t$ , thus establishing a relationship  $P_t(U)$  for a given insulation in a short time interval  $\Delta t$  or, for the sake of simplicity, at a time  $t$  (see Figure 2a, page 107).

The values of  $P_t(U)$  increase from near 0 to near 100% probability in a more or less narrow band of voltage values. In general, the resulting curve can be defined by a biparametric law, one parameter being associated with the position of the voltage band and giving an indication of the withstand level, and the other associated with the bandwidth and giving an indication of the scattering of the voltage values which give appreciable proportions of both discharges and non-discharges.

Generally, in a laboratory, the parameter that defines the position of the probability curve is taken as the voltage  $U_{t\ 50}$  which corresponds to the 50% discharge (or withstand) probability. The standard deviation of the distribution ( $\sigma_t$ ), defined by the square root of the sum of the squares of the deviations with respect to the mean is usually taken as the parameter which expresses the scattering. For a Gaussian distribution, it corresponds to half the difference between the voltages that give discharge probabilities of 16% and 84%.

In service, the ambient and insulation conditions do not remain constant. Therefore the discharge probability curve of insulation, as defined above for the time  $t$ , is bound to change from one moment to another ( $P_t, P_{t'}$ ) (see Figure 2a). The variations are determined, as regards external insulation, mainly by atmospheric conditions.

Taking the ambient and insulation conditions as random, it will be necessary to consider for each insulation, in addition to the discharge probability  $P_t(U)$ , as defined above, a discharge probability of insulation  $P_T(U)$  to over-voltages of amplitude  $U$  liable to occur at any instant of a long time interval  $T$  of operation. For the purpose of insulation design, it is this second distribution which is of interest (see Figure 2c, page 107).

Similarly to  $P_t(U)$ ,  $P_T(U)$  can be defined by the voltage ( $U_{T\ 50}$ ) which corresponds to the 50% discharge (or withstand) probability and by the standard deviation of the distribution  $\sigma_T$ .

The variations of  $P_t(U)$  within the time interval  $\Delta T$  may be conveniently defined by the probability density  $P_n(U_{t\ 50})$  where  $U_{t\ 50}$  is considered as a random variable (Figure 2b, page 107). This latter function in turn may be characterized by the 50% discharge voltage  $U_{T\ 50}$  and by its standard deviation  $\sigma_n$ .

On the simplifying assumption that the standard deviation  $\sigma_t$  of  $P_t(U)$  is constant within the time interval  $\Delta T$ , the following relation holds:

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_n^2} \quad (2)$$

In IEC Publication 71-1, the parameter that defines the position of the probability curve  $P(U)$  is taken as the voltage which corresponds to a withstand probability of 90% (see Clause 26 of IEC Publication 71-1), although the 50% discharge voltage which was referred to above is a convenient measure for pieces of insulation that can be submitted to a 50% disruptive discharge test.

The reason for this choice is that the 50% disruptive discharge test cannot be generally applied to all kinds of insulation. Thus, in order to have the same values of the rated impulse withstand voltages for all types of equipment, whatever its insulation, and to use these values directly in the definitions of statistical distributions, it has been deemed appropriate to refer to a higher value (90%) of the withstand probability, the rated impulse withstand voltage  $U_{RW}$  being identical with the lowest permissible value of the statistical impulse withstand voltage under specified test conditions  $U_{t\ 90}$ .

Pour les évaluations du risque de défaut, il est cependant commode d'exprimer les courbes de probabilité de décharge à l'aide de la tension disruptive 50% et de l'écart type

En admettant que  $P_t(U)$  suit une loi de distribution gaussienne avec un écart type égal à  $\sigma_t$ , la différence entre la tension de décharge (ou de tenue) à 50% et la tension de tenue statistique (ou 90%) est donnée par

$$U_{t\ 50} = \frac{U_{t\ 90}}{1 - 1,3 \sigma_t} \quad (3)$$

$\sigma_t$  dépend de nombreux paramètres (forme d'onde, polarité, configuration de l'objet, nature du diélectrique, etc.) Cependant jusqu'à plus ample informé, on prendra, pour les matériels dans l'air de la gamme C,  $\sigma_t$  égal à 0,03 ou 0,06 selon qu'il s'agit de chocs de foudre ou de manœuvre, à moins qu'une autre valeur n'ait été spécifiée par le Comité d'appareils compétent (voir l'article 52 de la Publication 71-1 de la CEI)

La probabilité de décharge  $P_t(U)$  d'un matériel qui pendant l'essai se comporte comme il est spécifié dans la Publication 71-1 de la CEI, peut alors se définir à l'aide de sa tension disruptive 50% et de son écart type comme suit:

$$U_{t\ 50} = \frac{U_{t\ 90}}{1 - 1,3 \sigma_t} \geq \frac{U_{RW}}{1 - 1,3 \sigma_t} \quad (4)$$

La probabilité de décharge  $P_t(U)$ , définie par les paramètres ci-dessus, se rapporte aux conditions d'essais les plus sévères pour le matériel, puisque  $U_{RW}$  est la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre ou de foudre. C'est pourquoi, si les essais de choc doivent être effectués à la fois à sec et sous pluie, la probabilité  $P_t(U)$  se rapporte en général aux conditions sous pluie

La probabilité de décharge en service  $P_T(U)$  d'un matériel donné ne peut se déduire que d'essais en réseau, en fonction du lieu d'installation

Cependant, à titre d'indication générale, la probabilité  $P_T(U)$  d'un matériel répondant aux spécifications de la Publication 71-1 de la CEI peut se définir à partir de l'équation (2), grâce à sa tension de décharge à 50% et son écart type. On a:

$$U_{T\ 50} \geq k \frac{U_{RW}}{1 - 1,3 \sigma_T} \quad (5)$$

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_n^2}$$

où  $k$  est le rapport entre la tension disruptive 50% d'un matériel donné en service pendant l'intervalle de temps  $\Delta T$ , et la tension disruptive 50% dans les conditions d'essai au choc les plus sévères pour le matériel (à sec ou sous pluie, polarité positive ou négative)

Pour les chocs de manœuvre  $U$  de polarité positive, les valeurs de  $k$  et  $\sigma_n$  relatives à des intervalles de temps  $\Delta T$  présentent peu de différences entre elles, que le temps soit beau ou mauvais. De même, elles dépendent peu du degré de pollution atmosphérique, du moins tant que celle-ci reste faible

Pour les chocs de manœuvre  $U$  de polarité négative, les valeurs de  $k$  et  $\sigma_n$  dépendent beaucoup du type de temps pendant l'intervalle  $\Delta T$  considéré. La coïncidence de mauvais temps (pluie, neige, brouillard plus ou moins épais, etc.) et de pollution non négligeable conduit à des valeurs de  $k$  faibles, le mauvais temps provoque également l'augmentation de la valeur de  $\sigma_n$

Dans le présent Guide, on propose de prendre  $k = 1$  et  $\sigma_n = 5\%$  pour des conditions normales et un intervalle de temps  $\Delta T$  égal à l'année, pour couvrir le cas du choc de la polarité la plus sévère. De cette valeur de  $\sigma_n$  découle une valeur de  $\sigma_T$  un peu inférieure à 8%

Les mêmes valeurs de  $k$  et  $\sigma_n$  sont également proposées pour les chocs de foudre. Cela conduit à une valeur de  $\sigma_T$  approximativement égale à 6%

Ces informations sont seulement données à titre indicatif et il est conseillé de recourir à des données plus détaillées tirées d'essais en réseau et en laboratoire, s'il en existe

For risk-of-failure evaluations, it is however convenient to express the probability curves of insulation discharge in terms of their 50% discharge voltages and standard deviations.

Assuming for  $P_t(U)$  a Gaussian distribution with standard deviation  $\sigma_t$ , the difference between the 50% discharge (or withstand) voltage and the statistical (or 90%) withstand voltage is given by:

$$U_{t\ 50} = \frac{U_{t\ 90}}{1 - 1.3 \sigma_t} \quad (3)$$

$\sigma_t$  depends upon numerous parameters (waveshape, polarity, configuration of the object, dielectric nature, etc.) However, on present information, and for equipment of range C in air,  $\sigma_t$  is taken as 0.03 or 0.06 depending on the type of impulse, lightning or switching, unless another value has been specified by the relevant Apparatus Committee (see Clause 52 of IEC Publication 71-1)

The probability of discharge  $P_t(U)$  of a piece of equipment which during the test conforms to what is specified in IEC Publication 71-1 can then be defined in terms of its 50% discharge voltage and its standard deviation, as follows:

$$U_{t\ 50} = \frac{U_{t\ 90}}{1 - 1.3 \sigma_t} \geq \frac{U_{RW}}{1 - 1.3 \sigma_t} \quad (4)$$

The probability of discharge  $P_t(U)$ , defined by the above parameters, refers to the most severe test conditions for the equipment, since  $U_{RW}$  is the rated switching or lightning impulse withstand voltage. Therefore, if impulse tests have to be made in both wet and dry conditions, the probability  $P_t(U)$  refers generally to wet conditions.

The probability of discharge in service  $P_T(U)$  of a given piece of equipment can only be deduced from field tests, depending on the site of installation.

However, as a broad indication, the probability  $P_T(U)$  of a piece of equipment conforming to the specifications of IEC Publication 71-1 can be defined, recalling equation (2), in terms of its 50% discharge voltage and its standard deviation, as follows:

$$U_{T\ 50} \geq k \frac{U_{RW}}{1 - 1.3 \sigma_T} \quad (5)$$

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_n^2}$$

where  $k$  is the ratio between the 50% discharge voltage of a given equipment in service during a time interval  $\Delta T$  and the 50% discharge voltage under the most severe impulse test for the equipment (wet or dry, positive or negative polarity)

For switching impulses  $U$  of positive polarity, the values of  $k$  and  $\sigma_n$  relevant to time intervals  $\Delta T$  of fine dry weather or various bad weather conditions do not show appreciable differences. The same may be said concerning the degree of atmospheric pollution, at least in the range from clean conditions to lightly polluted conditions.

For switching impulses  $U$  of negative polarity, the values of  $k$  and  $\sigma_n$  are highly dependent on the type of weather within the time interval  $\Delta T$  under consideration. Concomitance of bad weather (rain, snow, fog, mist, etc.) and not negligible pollution leads to a low value of  $k$ , bad weather also increases the value of  $\sigma_n$ .

Values of  $k = 1$  and  $\sigma_n = 5\%$  are suggested in this Guide for normal conditions and a time interval  $\Delta T$  equal to the seasonal cycle to cover the worse polarity impulse. This value of  $\sigma_n$  results in a value of  $\sigma_T$  a little lower than 8%.

The same values of  $k$  and  $\sigma_n$  are also suggested for lightning impulses. This gives a value of  $\sigma_T$  equal to 6% approximately.

The information given above is to be considered merely as broadly indicative and it is recommended that use should be made of more detailed data derived from field and laboratory tests, if available.

## 11 Appareils comportant des enroulements

Un appareil comportant des enroulements à haute tension, tel qu'un transformateur ou une réactance, prévu pour tenir seulement un essai en onde pleine, est, dans une certaine mesure, vulnérable à une surtension de grande amplitude coupée à proximité, parce que des contraintes internes plus élevées que celles résultant d'une onde pleine peuvent apparaître entre spires et bobines voisines. Dans un poste, tous les amorçages à la terre donnent naissance à des ondes coupées d'amplitude et de durée variables. Lorsque, par suite de l'utilisation d'éclateurs de protection, des amorçages présentant une grande sévérité sont susceptibles de se produire fréquemment en service, il faut déterminer la tenue des enroulements à ces surtensions grâce à un essai effectué avec une onde coupée convenable. Il appartient au comité d'appareils compétent de prendre les dispositions nécessaires pour un tel essai.

Lorsqu'on utilise des parafoudres à résistance variable pour la protection des transformateurs, la sévérité des ondes coupées est moins grande et leur apparition est moins probable, en pratique, les essais en onde coupée ne sont généralement pas exigés.

Pour tous les types d'appareils comportant des enroulements, tels que les machines tournantes, les transformateurs et les réactances, des variations rapides de tension dues au réamorçage des appareils de coupure peuvent aussi provoquer des répartitions de tension non linéaires analogues à celles causées par les surtensions de foudre. Pour cette raison, il est recommandé qu'un tel matériel, qu'il soit destiné ou non à être utilisé dans des installations soumises à des surtensions de foudre, soit essayé avec une tension de choc de foudre en vue de vérifier la tenue de l'isolation de l'enroulement entre spires et entre bobines.

## SECTION QUATRE — DISPOSITIFS DE PROTECTION

### 12 Généralités

Les dispositifs de protection peuvent être groupés en trois classes

- parafoudres à résistance variable (non linéaire),
- parafoudres à expulsion (gamme A seulement),
- éclateurs

Le choix entre les trois types de dispositifs ci-dessus, qui ne fournissent pas le même degré de protection, dépend de différents facteurs, tels que l'importance des matériels à protéger, les conséquences d'une interruption de service, etc.

Leurs caractéristiques vont être étudiées ci-dessous du point de vue de la coordination de l'isolement.

### 13 Parafoudres à résistance variable (non linéaire)

Ces dispositifs de protection doivent être conçus et installés dans le but de limiter les amplitudes des surtensions contre lesquelles ils protègent le matériel, et doivent être conçus de telle sorte que la tension totale aux bornes du parafoudre durant son fonctionnement ne dépasse pas une valeur retenue comme acceptable. Ces parafoudres sont définis dans la Publication 99-1 de la CEI qui donne aussi leurs caractéristiques. Leur tension nominale est définie comme la valeur spécifiée maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre leurs bornes, à laquelle ils sont conçus pour fonctionner correctement, cette tension peut être appliquée en permanence aux parafoudres sans que leurs caractéristiques de fonctionnement en soient modifiées. En plus de cette aptitude bien déterminée, certains types de parafoudre<sup>1</sup> peuvent tenir correctement : *a*) des tensions supérieures à leur tension nominale pendant des durées courtes spécifiées, ou *b*) un nombre spécifié de décharges successives.

Dans tous les cas, un facteur à contrôler lors du choix d'un parafoudre est son aptitude à interrompre le courant de suite à la tension nominale ou en cas de surtension temporaire, le soumettant à une contrainte qui dépasse sa tension nominale.

<sup>1</sup> Ces types de parafoudres n'existent à l'heure actuelle que pour la gamme C.

## 11 Apparatus with windings

An apparatus with high-voltage windings, such as a transformer or reactor, designed to withstand only full-wave tests, is vulnerable, to a certain extent, to a surge of high amplitude chopped in its vicinity because higher internal stresses than under full-wave conditions can be developed across adjacent turns and coils. All flashovers to earth in a substation result in chopped waves of various degrees of amplitude and steepness. If because of the use of protective spark gaps, flashovers are liable to occur frequently in service, the withstand strength of the windings against surges must be determined by testing with a suitable chopped wave. The provision for such a test is left to the relevant apparatus committee.

Where non-linear resistor-type surge arresters are used for the protection of transformers, chopped wave type surges tend to be less severe and they are less likely to arise, in practice, chopped wave tests are not usually required.

For all types of apparatus having windings, such as rotating machines, transformers and reactors, rapidly changing voltages due to the restriking of switching devices may also produce non-linear voltage distributions similar to those caused by lightning overvoltages. For this reason, it is recommended that such equipment, irrespective of whether or not it is to be used in installations subjected to lightning overvoltages, should be tested with a lightning-impulse voltage to check the winding insulation for voltage withstand across turns and coils.

## SECTION FOUR — PROTECTIVE DEVICES

### 12 General

These devices fall under three classes:

- non-linear resistor-type surge arresters,
- expulsion-type surge arresters (range A only);
- spark gaps

The choice between these three 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 consequences of an interruption of service, etc.

Their characteristics will be considered below from the point of view of insulation co-ordination.

### 13 Non-linear resistor-type surge arresters

These protective devices should be designed and installed to limit the magnitudes of overvoltages against which they protect equipment so that the total surge-arrester voltage during operation does not exceed an acceptable value. Surge arresters are defined and their characteristics are given in IEC Publication 99-1. Their rating is defined as the specified maximum permissible r.m.s. value of power-frequency voltage between their terminals at which they are designed to operate correctly, this voltage may be applied continuously to surge arresters without changing their operating characteristics. In addition to this defined capability, some types of surge arresters<sup>1</sup> can successfully withstand either *a*) higher than rated voltage for a specified short duration, or *b*) a specified number of successive discharges.

In either case, a controlling factor in the selection of the surge arrester is its ability to interrupt follow current at its rated voltage or in the case of temporary overvoltages, exceeding its rated voltage.

<sup>1</sup> These types of surge arresters are currently available only for range C.

Il est très important de considérer la valeur prise par la tension aux bornes du parafoudre à tout instant avant et pendant le fonctionnement, pour la détermination des niveaux de protection aux chocs de manœuvre et aux chocs de foudre

### 13.1 Niveau de protection aux chocs de foudre

Le niveau de protection aux chocs de foudre d'un parafoudre est caractérisé par les tensions suivantes :

- a) la tension d'amorçage sous un choc de foudre plein, normalisé (voir le tableau VI de la Publication 99-1 de la CEI)<sup>1</sup>,
- b) la tension résiduelle (de décharge) sous le courant nominal normalisé choisi (voir le tableau VII de la Publication 99-1 de la CEI);
- c) la tension d'amorçage sur front d'onde (voir le tableau VI de la Publication 99-1 de la CEI)

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, on prend pour niveau de protection aux chocs de foudre la plus élevée des trois valeurs suivantes :

- tension maximale d'amorçage au choc 1,2/50,
- tension résiduelle maximale au courant spécifié,
- tension maximale d'amorçage sur front d'onde divisée par 1,15 (voir l'article 33 de la Publication 71-1 de la CEI)

Cette évaluation du niveau de protection fournit une valeur conventionnelle qui constitue une approximation généralement acceptable. Pour une meilleure définition de la protection sur front d'onde donnée par un parafoudre, on se reportera à la Publication 99-1 de la CEI.

### 13.2 Niveau de protection aux chocs de manœuvre

Le niveau de protection aux chocs de manœuvre d'un parafoudre est caractérisé par les tensions suivantes :

- a) la tension maximale d'amorçage pour la forme d'onde normalisée, déterminée conformément au paragraphe 61-4 de la Publication 99-1 de la CEI,
- b) la tension totale aux bornes du parafoudre qui est maintenue par le parafoudre au cours des décharges en surtension de manœuvre.

Le niveau de protection aux chocs de manœuvre est la valeur la plus élevée de a) ou b). Tant qu'un essai normalisé applicable à b) n'aura pas été spécifié par le Comité d'Etudes N° 37 de la CEI: Parafoudres, on devra s'adresser aux constructeurs de parafoudres.

## 14 Parafoudres à expulsion

Ces dispositifs de protection fonctionnent en vue de limiter les surtensions et coupent les courants de suite dans les limites de leurs caractéristiques nominales. Leurs tensions résiduelles sont faibles. Les caractéristiques de ces dispositifs sont indiquées dans la Publication 99-2 de la CEI.

Les caractéristiques d'amorçage au choc sont proches de celles des éclateurs de protection, mais elles se situent en général plus bas et ont une forme plus aplatie pour la même distance d'amorçage.

Ces parafoudres peuvent ne pas limiter de façon appréciable l'amplitude du courant de suite avant de couper ce dernier, et leurs caractéristiques nominales d'interruption du courant doivent être comparées au courant de défaut présumé et à la tension transitoire de rétablissement présumée au lieu d'installation.

<sup>1</sup> Les tableaux mentionnés ici donnent pour chaque tension nominale de parafoudre les limites supérieures des diverses tensions ci-dessus. S'il existe des parafoudres de caractéristiques supérieures à celles spécifiées dans la Publication 99-1 de la CEI, on s'adressera aux constructeurs pour obtenir les chiffres valables pour chaque fabrication particulière et on utilisera, pour les études de coordination, les tensions réelles caractérisant la protection par les parafoudres.

A primary point is that the voltage produced across the terminals of the arrester at any moment prior to and during operation must be considered in the determination of the switching impulse protective level and the lightning impulse protective level

### 13.1 *Lightning impulse protective level*

The lightning impulse protective level of a surge arrester is characterized by the following voltages:

- a) the sparkover voltage for a standard full lightning impulse (see Table VI of IEC Publication 99-1)<sup>1</sup>,
- b) the residual (discharge) voltage at the selected standard nominal current (see Table VII of IEC Publication 99-1);
- c) the front-of-wave sparkover voltage (see Table VI of IEC Publication 99-1).

The protective level under lightning impulses is taken for insulation co-ordination purposes as the highest of the three following values:

- maximum sparkover voltage with 1.2/50 impulse,
- maximum residual voltage at the specified current,
- maximum front-of-wave sparkover voltage divided by 1.15 (see Clause 33 of IEC Publication 71-1)

This evaluation of protective level gives a conventional value representing a generally acceptable approximation. For a better definition of wave-front protection by a surge arrester, reference should be made to IEC Publication 99-1

### 13.2 *Switching impulse protective level*

The switching impulse protective level of a surge arrester is characterized by the following voltages

- a) the maximum sparkover voltage for the standard wave-shapes specified in Sub-clause 61.4 of IEC Publication 99-1;
- b) the total surge-arrester voltage exhibited by the surge arrester when discharging switching surges

The protective level for switching impulses is the higher value of a) or b). Until a standard test for b) has been specified by IEC Technical Committee No. 37, Lightning Arresters, reference should be made to the surge-arrester manufacturers

## 14 **Expulsion-type surge arresters**

These protective devices operate to limit overvoltages and interrupt follow currents within their ratings. They have low residual voltages. The characteristics of these devices are given in IEC Publication 99-2

The impulse sparkover characteristics resemble those of protective spark gaps, but are in general lower and flatter for the same sparkover distance

These arresters may not appreciably limit the amplitude of the follow current before interrupting it and may have current-interrupting ratings which must be compared with the prospective fault current and the prospective transient recovery voltage at the point of installation

<sup>1</sup> The tables mentioned here give for each surge arrester voltage rating the upper limit for each of the above voltages. If better characteristics than those specified in IEC Publication 99-1 are available, the actual voltages for the specific surge arrester will be obtainable from the manufacturers. Thus, it is recommended that the actual voltages for the surge arrester protective characteristics be used for co-ordination studies

## 15 Éclateurs

L'éclateur est un dispositif de protection contre les surtensions comportant un intervalle d'éclatement à l'air libre entre une électrode sous tension et une électrode à la terre

Les éclateurs ont fait leurs preuves de façon satisfaisante sur des réseaux de tension inférieure ou égale à 245 kV dans les pays où l'activité orageuse est modérée. Le réglage de l'intervalle d'éclatement est souvent un compromis entre protection et continuité de service, mais cette difficulté peut être surmontée en grande partie grâce au réenclenchement automatique rapide

La tension d'amorçage et le retard à l'amorçage d'un éclateur dépendent principalement de la distance entre électrodes, ils sont influencés par la forme des électrodes et aussi par leur disposition et les distances relatives aux parties voisines sous tension et à la terre

Pour améliorer le fonctionnement des éclateurs soumis aux surtensions à front raide et leur donner une caractéristique tension-temps d'amorçage plus plate, la configuration géométrique des électrodes tige-tige simples peut être modifiée, par exemple grâce à des formes judicieuses des électrodes et par aménagement d'une électrode auxiliaire centrale. Des éclateurs du type à double intervalle se sont révélés avantageux pour la gamme A dans les régions où l'on est gêné par les oiseaux ou les petits animaux

### 15.1 Caractéristiques de protection d'un éclateur

Du fait de :

- a) la dispersion de la tension d'amorçage d'un espace d'air,
- b) l'accroissement de la tension d'amorçage lorsque s'accroît l'amplitude de la surtension appliquée dans le cas où l'amorçage a lieu sur le front de l'onde,

la protection obtenue par des éclateurs est moins précise et le niveau de protection ne peut pas être donné de façon aussi exacte que le niveau de protection d'un parafoudre non linéaire

Le comportement d'un éclateur soumis à un choc (de manœuvre ou de foudre) est caractérisé par la valeur 50% et l'écart type de la tension d'amorçage dans les conditions normalisées d'essais en laboratoire. Puisque les éclateurs sont des isolations typiquement autorégénératrices, ce qui est donné à l'article 10 s'applique aussi à eux. De plus, pour les raisons données au point b) ci-dessus, la connaissance du retard à l'amorçage de l'éclateur pour des valeurs des chocs appliqués bien supérieures à la tension d'amorçage 50% est souvent nécessaire (voir l'annexe C)

### 15.2 Limites d'utilisation des éclateurs de protection

- a) Lorsqu'un éclateur fonctionne du fait d'une surtension et qu'un arc de puissance s'établit, cet arc se maintient fréquemment jusqu'à ce qu'il soit coupé par l'action des appareils de protection du réseau; il en résulte un défaut à la terre dans le cas où le réseau a son neutre directement à la terre, des contraintes mécaniques dans différentes parties des installations du réseau et éventuellement des troubles pour les usagers. L'emplacement de l'éclateur doit donc être décidé en fonction de ses effets sur le système de protection et sur le service
- b) L'éclateur est inacceptable du point de vue de la continuité du service si sa présence accroît notablement le nombre de défauts dans le cas où les amorçages ne sont ni auto-extincteurs ni interrompus par des disjoncteurs à déclenchement rapide suivi de réenclenchement rapide
- c) Les éclateurs provoquent une onde coupée augmentant ainsi la probabilité d'onde coupée près des bornes de l'appareil protégé. Cela doit être pris en considération pour l'isolation des enroulements à haute tension (voir également l'article 11)
- d) Les avaries au matériel peuvent être provoquées par l'arc de puissance s'établissant dans l'éclateur, si celui-ci est mal disposé. Par exemple, un éclateur installé sur la traversée d'un transformateur ou d'un disjoncteur doit être à une distance suffisante de la surface de la traversée pour éviter que l'arc de puissance soit soufflé contre l'isolateur
- e) La disposition relative des éclateurs de chacune des phases doit être choisie de façon à limiter le risque de l'extension d'un arc aux phases voisines qui transformerait un défaut monophasé en défaut triphasé

## 15 Spark gaps

The spark gap is a surge-protective device which consists of an open air gap between an energized electrode and an earth electrode

On supply systems operating at voltages up to 245 kV, spark gaps have proved satisfactory in practice in some countries with moderate lightning activity. The adjustment of the gap settings is often a compromise between protection and service continuity, but this difficulty can be largely overcome by the use of rapid automatic reclosing.

The sparkover voltage and the time-to-sparkover of the gap depend essentially on the distance between the electrodes, they are influenced by the shape of the electrodes and also by their disposition and distance relative to the neighbouring live and earthed parts.

In order to improve the operation of a spark gap under steep-fronted surges and to provide a flatter impulse sparkover-voltage time characteristic, the geometrical configuration of the simple rod-rod electrode arrangement can be modified, for instance by appropriate shaping of the electrodes and by provision of a central auxiliary electrode. In range A, duplex-type spark gaps have also proved advantageous in regions where birds or small animals are troublesome.

### 15.1 Protective characteristics of a spark gap

Because of:

- a) the dispersion of the sparkover voltage of an air gap,
- b) the increase in the sparkover voltage with increasing amplitude of the applied wave when sparkover takes place on the front of the wave,

the protection obtained by means of spark gaps is less precise and the protective level cannot be given as precisely as the protective level of non-linear surge arresters.

The performance of a spark gap under impulse (switching or lightning) is characterized by the 50% value and the standard deviation of its discharge voltage under standard laboratory conditions. Since spark gaps constitute typical self-restoring insulation, the contents of Clause 10 apply also to them. Furthermore, because of the reasons given in Item b) above, knowledge of the times-to-sparkover of the spark gap for values of the applied impulses well above the 50% sparkover value is often needed (see Appendix C).

### 15.2 Limitations of protective spark gaps

- a) When the spark gap operates on a voltage surge and a power-arc results, this arc frequently persists until disconnected by a fault-protective device of the system, this constitutes a phase-to-earth fault in the case of a system with directly earthed neutral, entails mechanical stresses on the various parts of the system equipment and may cause disturbances to users. The location of the spark gap should therefore be considered in relation to its effect on the system protection and operation.
- b) The spark gap is unacceptable from the point of view of service continuity if its presence noticeably increases the number of circuit outages, provided these flashovers are neither self-extinguishing nor interrupted by means of high-speed tripping circuit-breakers followed by high-speed reclosing.
- c) Spark-gap operation causes chopping of the wave, thus increasing the probability of producing chopped waves close to the terminals of protected apparatus. This has to be taken into consideration for insulation of high-voltage windings (see also Clause 11).
- d) Damage to the equipment may be caused by the power-arc across the spark gap if this is not installed in a suitable position. For instance, if a spark gap is fitted to the bushing of a transformer or circuit-breaker, its distance from the bushing surface must be sufficiently large to prevent a power-arc being blown against the insulator.
- e) The relative arrangement of the spark-gaps of each of the phases must be chosen so as to minimize the risk of an arc spreading to neighbouring phases, which would transform a single-phase fault into a three-phase fault.

## 16 Application des différents types de dispositifs de protection

### 16.1 Protection par parafoudres à résistance variable

La distance séparant l'objet à protéger du parafoudre réduit l'efficacité de celui-ci. En effet, lorsque le parafoudre est séparé de l'objet à protéger, ce dernier est soumis à une surtension supérieure au niveau de protection du parafoudre. Cette surélévation est due, premièrement, à la chute de tension inductive dans les connexions du parafoudre et dans la liaison entre parafoudre et appareil à protéger; deuxièmement, si la durée de propagation entre parafoudre et appareil n'est pas négligeable devant la durée de front de l'onde incidente, à un accroissement de courte durée de la tension aux bornes de l'appareil par rapport au niveau de protection du parafoudre. Aussi, en règle générale, installe-t-on le parafoudre aussi près que possible de l'appareil à protéger. En particulier, il vaut mieux, soit monter le parafoudre sur la cuve du transformateur, soit relier la borne à haute tension et la borne de terre du parafoudre au transformateur par les connexions les plus courtes possible.

De même, il faut placer les parafoudres à proximité des extrémités des câbles, lorsqu'une telle protection est nécessaire, et disposer des connexions aussi courtes que possible entre les bornes du parafoudre, d'une part, et le conducteur de phase et la gaine du câble, d'autre part.

*Note* — Dans le cas où les parafoudres sont placés près de l'appareil à protéger, les coefficients de sécurité suivants sont recommandés :

- a) Gamme A — Pour le matériel de la série I, on prendra un coefficient de sécurité de l'ordre de 1,4 entre le niveau de tenue aux chocs de foudre de l'appareil à protéger et le niveau de protection aux chocs du parafoudre (voir les articles 41 et 42 de la Publication 71-1 de la CEI). Pour le matériel de la série II, dans certains cas particuliers on pourra descendre jusqu'à 1,2.
- b) Gammes B et C — On prend généralement des coefficients de sécurité d'au moins 1,2 pour les surtensions de foudre.
- c) Gamme C — On prend généralement des coefficients de sécurité d'au moins 1,15 pour les surtensions de manœuvre et 1,25 pour les surtensions de foudre.

On tiendra compte également des considérations de la Publication 99-1A de la CEI.

Il est généralement plus facile d'installer des parafoudres à proximité de l'appareil à protéger dans la gamme de tensions A que dans les gammes de tensions B et C.

La surélévation due aux différents facteurs cités ci-dessus dépend de plusieurs conditions: distance du parafoudre, emplacement en amont ou en aval de l'appareil à protéger, caractéristiques de la ligne, capacité de l'appareil à protéger, configuration du poste et raideur de l'onde incidente. Cette surélévation est réduite par toutes les dispositions qui limitent la raideur de l'onde qui parvient au poste (extension des câbles de garde, capacité localisée, câble même de courte longueur, grand nombre de lignes connectées au poste).

### 16.2 Protection par parafoudres à expulsion

Ces parafoudres sont quelquefois utilisés sur les circuits de distribution à haute tension qui ne sont pas munis de fils de garde contre la foudre (gamme A).

La caractéristique tension-temps d'amorçage au choc d'un tel parafoudre est plus plate que celle d'un éclateur à tiges réglé à la même distance d'amorçage, mais pas tout à fait aussi plate que celle de certains types de matériels, tels qu'enroulements de transformateurs ou câbles.

Pour cette raison, un coefficient de sécurité convenable est nécessaire non seulement entre les tensions d'amorçage au choc de foudre du parafoudre et du matériel à protéger, mais également entre les tensions d'amorçage correspondantes sur le front de l'onde. La réalisation de ces conditions est facilitée par la pratique usuelle consistant à installer ces types de parafoudres à proximité du matériel à protéger.

Pour de plus amples informations concernant les applications de ces dispositifs, il est recommandé de se reporter à la Publication 99-2 de la CEI.

### 16.3 Protection par éclateur

La caractéristique tension-temps d'amorçage au choc d'un éclateur est habituellement beaucoup plus incurvée que celles de certains des types d'appareils à protéger, en particulier, celles des transformateurs et des câbles.

Par suite de la forme incurvée de la caractéristique tension-temps d'un éclateur, la distance pour laquelle la protection est assurée pour toutes les surtensions est généralement très faible, en général inférieure à quelques mètres. Si

## 16 Application of different protective devices

### 16.1 Protection with non-linear resistor-type surge arresters

The distance separating the object to be protected from the surge arrester reduces the efficiency of the latter. In fact, when the surge arrester is separated from the object to be protected, the latter is subjected to an overvoltage exceeding the protective level of the arrester. This increase is due, in the first place, to the inductive voltage drop in the arrester connections and in the link between arrester and apparatus to be protected, secondly, if the duration of propagation between arrester and apparatus is not negligible as compared to the duration of the incoming wave front, due to an increase of short duration of the voltage at the terminals of the apparatus with respect to the protective level of the arrester. Thus, it is a general rule to locate the arrester as close as possible to the apparatus to be protected. In particular, surge arresters should preferably either be installed on the transformer tank or its high-voltage and earth terminals should be connected to the transformer by the shortest possible connections.

Similarly, surge arresters should be fitted close to cable terminations if they need protection, with the shortest possible connections between the terminals of the surge arrester and the phase conductor and the cable sheath respectively.

*Note* — In the case of surge arresters close to the apparatus to be protected, the following safety factors are recommended:

- a) Range A — A safety factor of approximately 1.4 should be provided for Series I equipment between the rated lightning impulse withstand level of the apparatus to be protected and the impulse protective level of the surge arrester (see Clauses 41 and 42 of IEC Publication 71-1). For Series II equipment, factors down to 1.2 are accepted for specific cases.
- b) Ranges B and C — Safety factors of at least 1.2 are normally provided for lightning overvoltages.
- c) Range C — Safety factors of at least 1.15 for switching overvoltages and 1.25 for lightning overvoltages are normally adopted.

The considerations in IEC Publication 99-1A should also be taken into account.

The installation of surge arresters close to the apparatus to be protected can be achieved more easily in voltage range A than in voltage ranges B and C.

The increase due to both these factors depends on a number of conditions: distance of the surge arrester and its location ahead of, or behind, the apparatus to be protected, characteristics of the line, capacitance of the apparatus to be protected, arrangement of the station and steepness of the incoming wave. This increase can be limited by all arrangements which limit the steepness of the surge arriving at the station (extension of shielding wires, localized capacitance, cable (even short), large number of connected lines).

### 16.2 Protection with expulsion-type surge arresters

These arresters are sometimes used on high-voltage distribution circuits where shielding against lightning is not provided (range A).

The impulse sparkover voltage-time characteristic of such an arrester is flatter than that of a rod gap of the same sparkover distance, but not quite as flat as that of some types of equipment, for example a transformer winding or a cable.

For this reason, an adequate margin of safety is required, not only for the lightning-impulse sparkover voltage of the arrester and of the equipment to be protected, but also for the corresponding front-of-wave sparkover voltage. These conditions are assisted by the usual practice of installing these types of arrester close to the equipment to be protected.

For further information concerning the applications of these devices, reference should be made to IEC Publication 99-2.

### 16.3 Protection with spark gaps

The impulse sparkover voltage-time characteristic of a spark gap is usually much more curved than those of some of the types of apparatus to be protected, particularly those of transformers and cables.

Due to the curved shape of the voltage-time characteristic of a spark gap, the distance over which protection is ensured for all surges is very small, usually not more than a few metres. If a spark gap is applied for protection

l'on utilise un éclateur en vue de la protection contre des surtensions dont la raideur du front est limitée (notamment plus faible que la raideur de l'onde normalisée utilisée pour les essais au choc de foudre), une distance de plusieurs dizaines de mètres entre l'éclateur et l'objet à protéger ne modifie pas de façon appréciable les conditions de la protection contre de telles surtensions

Un éclateur est donc appelé à fonctionner assez fréquemment sous l'action des surtensions de foudre, et de temps en temps sous l'action des surtensions de manœuvre, dont les amplitudes sont inférieures aux tensions de tenue aux chocs de foudre des appareils à protéger. Dans un grand nombre de cas, le fonctionnement de l'éclateur provoque un défaut s'il est situé du côté de l'alimentation de l'appareil de coupure. Si l'alimentation peut être rétablie rapidement grâce à des réenclencheurs automatiques à grande vitesse, on peut choisir un réglage de l'éclateur assurant un degré de protection acceptable pour les appareils, sans provoquer pour les consommateurs un trop grand nombre d'interruptions gênantes de l'alimentation.

*Note* — Des coefficients de sécurité de l'ordre de ceux qui ont été donnés pour les parafoudres assurent en général une protection satisfaisante, à condition d'exclure la possibilité d'ondes à front très raide (voir l'annexe C)

## SECTION CINQ — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE CONSIDÉRATIONS COMMUNES AUX GAMMES A, B ET C

### 17 Détermination de l'isolation en fonction de la tension de service à fréquence industrielle et des surtensions temporaires Problèmes de pollution et de vieillissement

Les articles 38 et 39 de la Publication 71-1 de la CEI laissent aux comités d'appareils compétents le soin de spécifier des essais de longue durée à fréquence industrielle, destinés à démontrer le comportement du matériel face au vieillissement de l'isolation interne et à la pollution externe. Ils ne font que donner une indication générale aux comités d'appareils en précisant qu'en ce qui concerne la tension dans les conditions normales de service, l'isolation doit pouvoir supporter de façon permanente la tension la plus élevée pour le matériel.

### 18 Pollution

Divers comités d'appareils examinent actuellement les problèmes de la spécification d'une méthode d'essais convenable et de la définition de niveaux de sévérité applicables aux isolations soumises à la pollution. On peut penser que, lorsque des essais de pollution auront été mis au point, l'ingénieur projeteur spécifiera un degré de sévérité de la pollution en fonction de la pollution existant là où sera installé le matériel.

Le tableau I, page 94, donne une indication provisoire utilisable par l'ingénieur projeteur pour établir une classification des niveaux de sévérité de pollution.

Une échelle définie en termes quantitatifs, faisant référence à une méthode d'essais, doit être associée à chacun de ces différents niveaux de sévérité de la pollution naturelle pour les différents types d'isolateurs.

La méthode d'essais doit être non seulement reproductible, mais aussi, dans la mesure du possible, satisfaire aux conditions de validité, c'est-à-dire simuler de façon satisfaisante les conditions naturelles dans lesquelles le matériel se trouvera placé. Ainsi, les essais les plus satisfaisants, choisis parmi ceux qui sont actuellement adoptés, peuvent différer d'un cas à l'autre.

On doit souligner que le tableau I ne couvre pas certains cas d'environnements, tels que les zones désertiques où de longues périodes sèches sont suivies de condensations et de pluies faibles.

A titre d'exemple, le tableau II, page 96, donne la correspondance entre les niveaux de pollution naturelle et leur représentation en laboratoire suivant deux types d'essais. On y donne aussi des indications sur la ligne de fuite nécessaire, tout en sachant que les propriétés de la surface isolante sont fortement influencées par la forme de l'isolateur. En outre, dans l'état actuel des recherches, ces indications ne sont valables que pour les isolateurs du type capot et tige.

against surges of a limited front steepness (considerably lower than the steepness of the standard lightning-impulse test voltage wave), a distance of several tens of metres between the spark gap and the object to be protected does not appreciably modify the conditions for the protection provided against such surges

A spark gap is therefore liable to operate not infrequently when stressed by lightning surges, and occasionally when stressed by switching surges, the amplitudes of which are below the lightning-impulse withstand voltages of the apparatus to be protected. In a large number of cases, the operation of the spark gap causes a circuit outage if the gap is on the supply side of the opening switch. If the supply can be restored quickly by high-speed automatic re-closing, the setting of the spark gap can be adjusted so as to provide an acceptable degree of protection to the apparatus without causing an excessive number of supply interruptions troublesome to consumers.

*Note* — Safety factors of the order of those given for surge arresters generally ensure satisfactory protection provided the occurrence of very steep fronted surges is excluded (see Appendix C)

## SECTION FIVE — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND CONSIDERATIONS COMMON TO RANGES A, B AND C

### 17 Insulation design to power-frequency operating voltage and temporary overvoltage Problems of pollution and ageing

Clauses 38 and 39 of IEC Publication 71-1 leave it to the relevant apparatus committees to prescribe the long duration power-frequency tests, intended to demonstrate the behaviour of equipment with respect to ageing of internal insulation or to external pollution. General guidance only is given to the apparatus committees, it is indicated that as regards the voltage under normal operating conditions, the insulation shall withstand permanent operation at the highest voltage for equipment.

### 18 Pollution

For insulation susceptible to contamination, the problem of specifying a suitable test method and pollution severity levels is at present under consideration in various apparatus committees. When contamination tests are established, it is anticipated that the system engineer will specify a degree of pollution severity in relation to the pollution of the environment in which the equipment is installed.

Table I, page 95, gives a provisional basis to the system engineer for establishing a classification of pollution severity levels.

A scale defined in quantitative terms with reference to a test method should be associated with each of these qualificative levels of natural pollution severity for various types of insulator.

Besides being reproducible, the test method should, as far as possible, satisfy the requirements of validity, i.e. of a satisfactory simulation of the natural conditions in which the equipment is to be installed. Therefore, the most satisfactory tests, among those at present adopted, may vary from case to case.

It should be emphasized that Table I does not cover some environmental situations, such as desert areas where long dry periods are followed by condensation or light rain.

As an example, Table II, page 97, gives the relationship between the levels of natural pollution and their simulation in laboratories according to two types of tests. The table also gives an indication of the required creepage distance, although it is recognized that the performance of surface insulation is greatly affected by insulator shape. Moreover, at the present stage of research, these indications are valid only for pin-and-cap type insulators.

Les chiffres du tableau II ont été choisis de façon à correspondre aux propriétés du matériel sous la tension simple, soit  $U_m/\sqrt{3}$ . Toutefois, dans le cas d'un réseau qui peut fonctionner avec une phase à la terre pendant des temps prolongés, on rapportera ces chiffres à la tension composée  $U_m$ .

Si des surtensions temporaires sévères surviennent fréquemment, il peut être nécessaire de les prendre en compte en spécifiant l'essai sous pollution.

Dans le cas des postes soumis à une forte pollution et quand il est impossible ou trop onéreux d'exiger du matériel une tenue sous ces conditions de pollution, une autre solution doit être recherchée grâce au graissage ou au lavage des surfaces isolantes.

## 19 Vieillessement

Pour les isolations susceptibles de vieillissement, la spécification des méthodes d'essais convenables est aussi en cours d'étude dans différents comités compétents pour un matériel.

## SECTION SIX — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE DANS LA GAMME DE TENSIONS A

### 20 Choix de la tension de tenue nominale à fréquence industrielle

Les tableaux des valeurs normalisées pour les séries I et II de la Publication 71-1 de la CEI indiquent, pour chaque tension de réseau  $U_m$ , une seule valeur de la tension de tenue nominale à fréquence industrielle.

### 21 Choix de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre

Le tableau I des valeurs normalisées pour la série I de la Publication 71-1 de la CEI laisse ouvert le choix entre deux tensions de tenue nominale aux chocs de foudre, correspondant, respectivement, à la liste 1 et à la liste 2. Le tableau II pour la série II indique des valeurs représentatives de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre différentes suivant qu'il s'agit de matériel de puissance inférieure ou égale à 500 kVA, ou supérieure.

Les valeurs réduites des tensions de tenue nominales aux chocs de foudre de la liste 1, série I, ont été introduites dans la perspective qu'elles pourraient être acceptées par tous les comités d'appareils. Elles ont été utilisées dans de nombreux pays pour une grande variété d'appareils et pendant des temps appréciables et elles ont donné de bons résultats. Des essais complets ont également été effectués sur différents matériels appartenant à cette gamme de tensions pour déterminer leurs tensions de tenue aux chocs à la fois sous choc de foudre normalisé et sous choc de manœuvre. On a, en particulier, trouvé que la tension d'amorçage de l'isolation sous choc de manœuvre est toujours supérieure à la valeur de crête de la tension d'essai à fréquence industrielle. C'est une des raisons pour lesquelles on n'a pas jugé nécessaire d'introduire dans cette gamme de tensions un essai distinct pour la tenue aux chocs de manœuvre.

Le choix entre la liste 1 et la liste 2 doit se faire en se référant à l'article 42 de la Publication 71-1 de la CEI ainsi qu'aux indications suivantes, relatives aux conditions d'emploi du matériel:

- a) matériel non relié à une ligne aérienne,
- b) matériel relié à une ligne aérienne par l'intermédiaire d'un transformateur;
- c) matériel relié à une ligne aérienne, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un câble

The data in Table II are intended to cover the behaviour of equipment at the appropriate single-phase voltage, i.e.  $U_m/\sqrt{3}$ . However, in the case of a system which may operate with a phase earthed for long durations, these figures are valid for the phase-to-phase voltage  $U_m$ .

If temporary overvoltages are frequent and severe, it may be necessary to take them into account in specifying the pollution test.

In the case of stations with a high degree of pollution, when it may be impossible or extremely expensive to require the necessary performance of equipment under pollution conditions, the alternatives of greasing or washing the insulating surfaces should be considered.

## 19 Ageing

For insulation susceptible to ageing, the problem of specifying suitable test methods is also at present under consideration in various apparatus committees.

## SECTION SIX — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND IN VOLTAGE RANGE A

### 20 Selection of the rated power-frequency withstand voltage

The tables of standardized values for Series I and II in IEC Publication 71-1 indicate only one value of rated power-frequency withstand voltage for each system voltage  $U_m$ .

### 21 Selection of the rated lightning-impulse withstand voltage

Table I of standardized values for Series I in IEC Publication 71-1 leaves the choice open between two rated lightning-impulse withstand voltages, corresponding to list 1 and list 2. Table II for Series II indicates representative values of rated lightning-impulse withstand voltage depending upon whether the power of the equipment is below or equal to 500 kVA, or above.

The reduced rated lightning-impulse withstand voltages of Series I, list 1, were introduced with the avowed aim to make these values acceptable to all apparatus committees. Reduced rated lightning-impulse withstand voltages have been used with good results in many countries and for a wide range of equipment over long periods of time. Comprehensive tests have also been performed on different types of equipment for this voltage range to determine their impulse withstand voltages, both for standard lightning impulses and representative switching impulses. It has been found, in particular, that the breakdown voltage of insulation under typical switching impulses is always higher than the peak of the power-frequency test voltage. This is one reason why it was not found necessary to introduce a separate switching-impulse withstand test in voltage range A.

The choice between list 1 and list 2 is to be made in accordance with Clause 42 of IEC Publication 71-1 and the following considerations relevant to the equipment installations:

- a) equipment with no connection to an overhead line,
- b) equipment connected to an overhead line through a transformer;
- c) equipment connected to an overhead line either directly or through a cable

## 21 1 Matériel non relié à une ligne aérienne

Cette catégorie couvre le cas d'installations très diverses, par exemple: réseaux urbains étendus de câbles souterrains; installations industrielles; centrales et installations sur des navires. Le matériel dans ces situations n'est soumis à aucune surtension externe (due à la foudre) mais peut être soumis à des surtensions de manœuvre (voir le paragraphe 6 3)

L'article 42 de la Publication 71-1 de la CEI spécifie les conditions dans lesquelles le matériel de la liste 1 peut être monté dans de telles installations. Dans tous les autres cas, c'est le matériel de la liste 2 qui doit être monté et, à quelques exceptions près, aucune protection contre les surtensions n'est nécessaire. Une de ces exceptions concerne les installations de fours à arc dans lesquelles des surtensions élevées sont susceptibles de se produire à la suite de coupures de courant par un disjoncteur. Une protection par des parafoudres spéciaux peut alors être nécessaire à la fois entre phases et entre phases et terre.

## 21 2 Matériel relié à une ligne aérienne par l'intermédiaire d'un transformateur

### A) CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

Le matériel relié au côté basse tension d'un transformateur, dont le côté haute tension est alimenté par une ligne aérienne, n'est pas soumis directement aux surtensions de foudre ou de manœuvre prenant naissance sur la ligne aérienne. Cependant, à cause des transmissions de telles surtensions entre l'enroulement haute tension et l'enroulement basse tension du transformateur par voies électrostatique et électromagnétique, le matériel peut être soumis à des surtensions qui, en certaines circonstances, peuvent dépasser sa tension de tenue.

Les formules donnant les termes électrostatique et électromagnétique de la tension transmise sont données à l'annexe A.

Pour un transformateur donné, les amplitudes et les formes d'onde de ces surtensions transmises dépendent en grande partie de la nature du circuit basse tension et, c'est pourquoi il convient d'examiner le choix de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre du matériel et le choix de sa protection en distinguant deux catégories principales d'installation:

*Catégorie 1* — Matériel relié par l'intermédiaire de transformateurs à des lignes aériennes de tension supérieure, avec des liaisons de longueur modérée, c'est-à-dire ne dépassant pas 100 m, entre le côté basse tension du transformateur et le matériel, tel que l'appareillage principal sur un réseau de câble ou une installation industrielle.

*Catégorie 2* — Installations de production.

### B) IDÉES DIRECTRICES

#### a) Matériel de catégorie 1

Les facteurs responsables de l'augmentation de l'amplitude des surtensions transmises sont, pour ce matériel:

- i) un transformateur à rapport de transformation élevé et forte capacité entre enroulements,
- ii) un transformateur séparé de sa charge côté basse tension;
- iii) des liaisons entre le transformateur et l'appareillage associé présentant des capacités faibles;
- iv) un enroulement à haute tension non mis à la terre (par exemple triangle, ou étoile non mise à la terre) ou dont le centre de l'étoile est mis à la terre par une réactance élevée (par exemple par bobine d'extinction),
- v) des surtensions à front raide et surtensions de durée longue;
- vi) des surtensions de manœuvres consécutives à la mise sous tension d'un transformateur à partir d'un point éloigné sur un réseau aérien (c'est-à-dire mise sous tension d'une ligne alimentant un transformateur).

Voir aussi la note ci-dessous.

On peut estimer les amplitudes des surtensions transmises, et des méthodes de calcul, illustrées d'exemples, sont décrites à l'annexe A.

### 21 1 *Equipment with no connection to an overhead line*

A wide variety of installations is covered by this category, e.g. large underground cable networks in cities; many industrial installations; power stations and ship installations. Equipment in such locations is not subjected to any external (lightning) overvoltages, but may be subjected to switching overvoltages (see Sub-Clause 6.3)

Clause 42 of IEC Publication 71-1 specifies the conditions for the use of equipment according to list 1 in such installations. In all other cases, equipment according to list 2 should be used and, with few exceptions, no surge protection is required. One such exception is an electric arc-furnace installation where high overvoltages are liable to develop due to current chopping by a circuit-breaker. Protection by special surge arresters may be required in such a case both between phases and between phases and earth.

### 21 2 *Equipment connected to an overhead line through a transformer*

#### A) GENERAL CONSIDERATIONS

Equipment connected to the lower-voltage side of a transformer supplied on the higher-voltage side from an overhead line is not directly subjected to lightning or switching overvoltages originating on the overhead line. However, due to electrostatic and electromagnetic transference of such overvoltages from the higher-voltage winding to the lower-voltage winding of the transformer, such equipment can be subjected to overvoltages which, in certain circumstances, can exceed its withstand voltage.

Analytical expressions for the electrostatic and electromagnetic terms of the transferred voltage are given in Appendix A.

For a given transformer, the magnitudes and waveshapes of these transferred overvoltages are mainly dependent on the nature of the lower-voltage circuit and, for this reason, it is convenient to consider the selection of the rated lightning-impulse withstand voltage of the equipment and its protection separately for the two basic categories of installation as follows:

*Category 1* — Equipment connected through transformers to higher-voltage overhead lines, and incorporating connections of moderate length, say up to 100 m, between the lower-voltage side of the transformer and the equipment, such as the main supply switchgear of a cable distribution network or an industrial installation.

*Category 2* — Generator-transformer installation.

#### B) BASIC GUIDANCE

##### *a) Category 1 equipment*

Factors which tend to increase the magnitude of transferred overvoltages for such equipment are:

- i)* a transformer having a high-voltage ratio and high capacitance between windings;
- ii)* a transformer disconnected from its load on the lower-voltage side;
- iii)* low-capacitance connections between a transformer and its associated equipment;
- iv)* a higher-voltage winding which is not earthed (e.g. delta or unearthed star) or having a star point which is earthed through a high reactance (e.g. arc-suppression coil),
- v)* surges having steep wavefronts and surges having long durations;
- vi)* switching surges due to energizing a transformer from a remote point on an overhead-line system (i.e. energizing a transformer-feeder).

See also note below.

Estimates of the magnitudes of transferred overvoltages can be made, and methods of calculation, with examples, are described in Appendix A.

La protection du matériel de la catégorie 1 peut généralement se faire à l'aide de parafoudres, et là où cette pratique est courante, il n'est pas nécessaire d'effectuer ces calculs. Pour les autres cas, on s'appuiera sur les indications ci-dessous, relatives aux tensions transmises, à l'influence générale des conditions du circuit et aux critères à utiliser pour déterminer si des précautions sont nécessaires.

*Note* — *Sur tensions de résonance*: Des phénomènes de résonance entre deux réseaux reliés par un transformateur peuvent provoquer des tensions anormalement élevées transmises par le transformateur. Il est recommandé d'examiner les possibilités de résonance entre les circuits et de procéder aux modifications nécessaires pour éviter la résonance.

L'application de surtensions de courte durée ou à front raide à l'enroulement haute tension du transformateur, par exemple à la suite d'un coup de foudre atteignant la ligne très près du transformateur, peut, par couplage capacitif, provoquer une pointe de tension de courte durée sur l'enroulement basse tension. Celle-ci peut dépasser la tension d'essai au choc donnée au tableau I, listes 1 et 2, ou au tableau II de la Publication 71-1 de la CEI. Mais, par ailleurs, le temps de front minimal, déterminé par l'impédance d'onde de la ligne et la capacité apparente du transformateur, est souvent assez long pour que l'on puisse négliger la tension transmise par voie capacitive.

Pour le matériel de catégorie 1, la condition la plus sévère se présente lorsque la charge est déconnectée, c'est-à-dire sur la partie du circuit basse tension située entre le transformateur et l'appareil de coupure, puisque, lorsque la charge est connectée, sa capacité est en général suffisante pour que l'amplitude de la pointe initiale de la tension soit réduite à une valeur inoffensive.

Si la capacité des connexions reliant le transformateur à l'appareil de coupure basse tension est insuffisante pour réduire l'amplitude de la pointe initiale de tension, on peut soit brancher des capacités supplémentaires entre les bornes du transformateur et la terre, soit utiliser du matériel conforme au tableau I, liste 2, ou au tableau II de la Publication 71-1 de la CEI.

L'installation éventuelle de parafoudres est également à considérer. On attire également l'attention sur la possibilité pour les surtensions transmises par voie inductive, d'être augmentées par une capacité supplémentaire. Cette augmentation peut être réduite à l'aide d'une résistance d'amortissement en série, d'une valeur soigneusement ajustée.

L'application à l'enroulement haute tension du transformateur d'une surtension de durée supérieure, sous l'effet, par exemple, d'un coup de foudre atteignant la ligne assez loin du transformateur ou d'une surtension de manœuvre, provoquera, à cause du couplage inductif, une surtension sur l'enroulement basse tension du transformateur présentant une durée plus longue et une amplitude comparable à la valeur de crête de la tension d'essai à fréquence industrielle donnée au tableau I de la Publication 71-1 de la CEI.

Des surtensions temporaires de valeurs dangereusement élevées peuvent être transmises à l'enroulement basse tension d'un transformateur par couplage capacitif avec l'enroulement haute tension, en cas de défaut à la terre sur le réseau haute tension lorsque le neutre du réseau basse tension est mis à la terre par une bobine d'extinction ou lorsqu'il est isolé. Le branchement de capacités supplémentaires entre les bornes basse tension du transformateur et la terre est un moyen de protection couramment employé dans de tels cas.

#### *b) Matériel de catégorie 2*

Les recommandations relatives à la nécessité de protéger contre les surtensions les installations de production et au choix du type convenable de matériel de protection doivent se référer uniquement aux surtensions d'origine atmosphérique, puisque les études n'ont pas mis en évidence de cas plus sévères dus à la transmission de surtensions de manœuvre. Le front d'une surtension de foudre, ou la chute brutale de tension provoquée par la coupure d'une onde, peut être suivie de la transmission par capacité d'une surtension de courte durée (pointe initiale de tension). Cela est indépendant de la surtension de durée supérieure qui est en général transmise par l'effet combiné des couplages inductif et capacitif.

L'amplitude maximale de la pointe initiale de tension dépend dans une large mesure des détails de réalisation de l'installation. Là où ils peuvent renforcer la transmission capacitive, il peut être justifié d'effectuer des essais en injectant des surtensions de faible valeur sur l'installation, ou sur le transformateur de groupe connecté à un circuit représentant l'alternateur et ses connexions extérieures.

Les facteurs qui tendent à renforcer l'amplitude des surtensions transmises pour ce genre de matériel sont:

- i)* une capacité élevée entre les enroulements du transformateur;
- ii)* des connexions à faible capacité entre le transformateur et l'alternateur;

Category 1 equipment can usually be protected by surge arresters, and where such protection is provided as normal practice, it is not necessary to make these calculations. For other cases, basic guidance is given below on the nature of the transferred voltages, the general influence of circuit conditions and the criteria which can be used to determine whether precautions are necessary.

*Note — Resonant overvoltage:* A condition of resonance between two systems connected by a transformer can cause abnormally large voltages to be transferred through the transformer. It is recommended that an examination of the circuits for possible resonance should be made, and modifications should be made as necessary to avoid resonance.

The application of short duration, or steeply rising, voltage surges to the higher-voltage winding of the transformer, e.g. a lightning stroke to the transmission line very close to the transformer can, through capacitive coupling, give a short duration voltage “spike” on the lower-voltage winding. This may exceed the impulse test voltages given in Table I, lists 1 and 2, or Table II of IEC Publication 71-1. On the other hand, the shortest possible front time, determined by surge impedance of the line and transformer input capacitance, is often so long that the capacitively transferred voltage can be ignored.

For Category 1 equipment, the most severe condition arises when the load circuits are disconnected, i.e. on the transformer side of the lower-voltage switchgear, since with the load connected its capacitance is usually sufficient to reduce the amplitude of the initial voltage “spike” to a safe value.

If the capacitance of the connections between the transformer and lower-voltage switchgear is not sufficient to reduce the amplitude of the initial voltage “spike”, either additional capacitance can be connected between the transformer terminals and earth, or equipment in accordance with Table I, list 2, or Table II of IEC Publication 71-1, may be used.

It may also be desirable to consider adding surge arresters. Attention is also drawn to the possibility of increasing inductively transferred overvoltages by additional capacitance. This increase can be reduced by a series damping resistor of carefully adjusted resistance value.

The application of a longer duration voltage surge to the higher-voltage winding of the transformer, e.g. a lightning stroke to the transmission line some distance from the transformer or a switching surge, will, through inductive coupling, give a voltage surge on the lower-voltage winding of the transformer having a longer duration and an amplitude similar to the peak value of the power-frequency test voltage given in Table I of IEC Publication 71-1.

Dangerously high temporary overvoltages can be transferred to the lower-voltage winding of a transformer through capacitive coupling from the higher-voltage winding when an earth fault exists on the higher-voltage system and when the neutral of the lower-voltage system is earthed through an arc-suppression coil or when it is isolated. In such cases, the connection of additional capacitances between the low-voltage terminals of the transformer and earth is a widely-used protection method.

#### *b) Category 2 equipment*

Recommendations on the need for overvoltage protection of generator-transformer installations and on the choice of suitable types of protective equipment need to be based on consideration of overvoltages of atmospheric origin only since studies have not revealed more severe conditions likely to arise from transference of switching surges. Corresponding to the front of an incident lightning surge, or to the collapse of voltage due to wave chopping, there can be a capacitively transferred voltage of short duration (initial voltage “spike”). This is independent of the longer-duration voltage surge which is usually transferred by the combined effect of inductive and capacitive couplings.

The maximum amplitude of the initial voltage “spike” is highly dependent on details of the design of the installation. Where these are such as to assist capacitive transference, there may be justification for making a low-voltage surge-injection test on the installation or on the generator-transformer connected to a circuit simulating the generator and its external connections.

Factors which tend to increase the magnitude of transferred overvoltages for such equipment are:

- i)* high capacitance between the transformer windings,
- ii)* low-capacitance connections between transformer and generator;

- iii) un rapport de transformation élevé du transformateur,
- iv) un enroulement basse tension du transformateur non relié à l'alternateur;
- v) des surtensions à front raide, ou de durée importante

S'il y a des raisons de penser qu'il faudrait réduire l'amplitude de la pointe initiale de tension, on peut le faire en branchant, de préférence aux bornes du transformateur, des condensateurs non inductifs entre chaque phase et la terre, à l'aide de connexions à faible inductance. On attire cependant l'attention sur le fait que des capacités additionnelles peuvent parfois augmenter les surtensions transmises par voie inductive.

L'onde transmise de durée plus longue prend généralement la forme d'une tension unidirectionnelle avec superposition d'oscillations d'une fréquence de quelques kilohertz, s'il est nécessaire de la réduire, on doit penser à l'utilisation de parafoudres.

Cependant, la tension se répartit entre la réactance du transformateur de groupe et celle de l'alternateur, ce qui garantit normalement que l'amplitude de l'onde transmise de longue durée ne justifie pas l'utilisation de parafoudres. Pour des installations de production importantes, on ne peut généralement pas accepter des parafoudres aux bornes de l'alternateur et des calculs de vérification s'imposent. Dans la mesure où des parafoudres peuvent facilement convenir à des installations peu importantes, il n'est pas nécessaire de calculer les surtensions transmises. Si le transformateur de groupe peut être mis sous tension par le réseau à haute tension sans être relié à l'alternateur, la répartition de tension entre alternateur et transformateur ne se fait pas et il faut alors tenir compte de l'augmentation d'amplitude de l'onde transmise de longue durée qui affecte la partie du circuit basse tension qui reste reliée au transformateur.

Les conséquences de l'application de surtensions de longue durée à l'enroulement haute tension d'un transformateur et leur transmission à l'enroulement basse tension lorsqu'il y a un défaut à la terre sur le réseau haute tension et que le neutre de ce réseau est soit mis à la terre par une bobine d'extinction, soit isolé, sont justiciables des considérations déjà exposées pour le matériel de catégorie 1.

### C) CHOIX DU NIVEAU D'ISOLEMENT

Le choix entre les matériels de la liste 1 et ceux de la liste 2 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI, ainsi que la décision relative à la mise en place d'une protection supplémentaire contre les surtensions doivent s'appuyer en premier lieu sur l'expérience obtenue en exploitation sur des installations analogues. Il peut être également utile de faire des mesures sur des installations analogues existantes par injection de chocs à basse tension.

Pour une installation de production importante sur laquelle on possède les données nécessaires relatives au transformateur et au matériel de protection, il sera utile d'effectuer le calcul des surtensions susceptibles d'être transmises et de comparer les résultats aux tensions de tenue appropriées du matériel à protéger. Cela n'est normalement à conseiller que lorsqu'il y a des connexions directes entre l'alternateur et le transformateur et que lorsqu'on a affaire à des transformateurs de réseaux importants avec enroulements tertiaires à basse tension. S'il existe un disjoncteur entre le transformateur de groupe et l'alternateur associé, il faut considérer les deux cas du disjoncteur fermé et du disjoncteur ouvert, bien qu'en général une charge soit reliée à l'enroulement basse tension du transformateur et qu'elle réduise les surtensions transmises même dans ce dernier cas.

Plusieurs méthodes de calcul ont été publiées et, dans l'ensemble, il semble qu'elles donnent des résultats semblables. Bien qu'aucune méthode de calcul ne puisse prétendre à une précision absolue, la comparaison entre les résultats calculés et les résultats expérimentaux sur des installations variées a montré que le recoupement était satisfaisant. On a cependant considéré qu'il était judicieux d'illustrer une méthode de calcul à l'aide de deux exemples numériques relatifs, respectivement, aux catégories 1 et 2. Ces exemples sont donnés à l'article A2 de l'annexe A.

### 21.3 Matériel relié directement à une ligne aérienne

Le matériel installé dans un poste relié directement à une ligne aérienne est soumis à des surtensions de foudre directes ou indirectes. En règle générale, il est recommandé que ce matériel possède les tensions de tenue nominales aux chocs de foudre spécifiées par la liste 2 (tableau I) ou la série II (tableau II) de la Publication 71-1 de la CEI.

Tout le matériel et, en particulier, les transformateurs dans de telles situations nécessitent une protection par parafoudres ou par éclateurs. Compte tenu de ce que la caractéristique tension-temps d'amorçage au choc de l'enrou-

- iii) high-voltage ratio of transformer;
- iv) lower-voltage transformer winding not connected to a generator;
- v) surges having steep wavefronts and surges having long duration

If there are indications that the amplitude of the initial voltage spike should be reduced, this can be done effectively by connecting non-inductive capacitors between each phase and earth, preferably at the transformer terminal, by means of low-inductance connections. Attention is drawn however to the possibility of increasing inductively-transferred overvoltages by additional capacitors.

The longer-duration transference generally takes the form of a unidirectional voltage with superimposed oscillations having a frequency of several kilohertz and if reduction of this is necessary, consideration should be given to the addition of surge arresters.

However, voltage division between the reactances of the generator transformer and the generator normally ensures that the amplitude of the longer-duration transference does not warrant the use of surge arresters. For large generator installations, surge arresters on the generator are not generally acceptable and check calculations should be made. In so far as surge arresters can be readily applied to small installations, there is no necessity in these cases for calculations of transference to be made. If the generator transformer can be energized from the high-voltage system when the generator is disconnected, voltage division between generator and transformer does not occur and consideration should be given to the higher amplitude of the longer-duration transference affecting that part of the lower-voltage circuit which remains connected to the transformer.

The effects of the application of longer-duration voltage surges to the higher-voltage winding of a transformer and their transference to the lower-voltage winding when an earth fault exists on the higher-voltage system and when the neutral of that system is earthed through an arc-suppression coil, or if it is isolated, are subject to the same considerations as described for Category 1 equipment.

### C) SELECTION OF INSULATION LEVEL

The choice of whether to use list 1 or 2 of Table I of IEC Publication 71-1 and whether additional overvoltage protection is necessary should be based in the first place on service experience with similar installations. It may also be useful to make measurements on a similar existing installation, using a low-voltage impulse-injection method.

For a large generator-transformer installation, for which the necessary data concerning the transformer and the protective equipment are available, it will be useful to calculate the overvoltages liable to be transferred and to compare the results with the appropriate withstand voltages of the equipment to be protected. This is normally advisable only for direct connections between generator and transformer and for low-voltage tertiary windings on large system transformers. If a circuit-breaker is installed between a generator-transformer and its associated generator, consideration should be given to the two cases of when the breaker is closed and when it is open, although a load is usually connected to the lower-voltage winding of the transformer whereby transferred overvoltages may be reduced even in the latter case.

Several methods of calculation have been published and, on the whole, these seem to give similar results. Although no absolute accuracy can be claimed for any method of calculation, comparison between calculation and experimental results on a variety of installations has shown satisfactory agreement. It is therefore deemed appropriate to illustrate a method of calculation by reference to two numerical examples, covering Categories 1 and 2 respectively. These examples are given in Clause A2 of Appendix A.

### 21.3 *Equipment connected directly to an overhead line*

Equipment installed in a substation connected directly to an overhead line is subject to direct or indirect lightning overvoltages. Such equipment should, as a general rule, comply with the rated lightning-impulse withstand voltages specified in list 2 (Table I) or Series II (Table II) in IEC Publication 71-1.

All equipment and, in particular, transformers in such locations require protection by surge arresters or spark gaps. Taking into account the flat impulse sparkover voltage-time characteristic of a transformer winding, trans-

lement d'un transformateur est relativement plate, il est recommandé de protéger les transformateurs de préférence par des parafoudres à résistance variable dans les zones d'activité orageuse intense. Dans les zones d'activité orageuse moyenne, on peut utiliser des parafoudres à expulsion. Lorsque l'activité orageuse est faible, les éclateurs de protection se sont montrés efficaces, en particulier quand le transformateur est relié à une ligne dont les ferrures sont mises à la terre ou quand le transformateur est prévu pour supporter les ondes coupées sur le front.

On peut protéger efficacement, par les dispositifs de protection existant sur les transformateurs, les traversées des disjoncteurs, les transformateurs de mesure et les isolateurs du poste car ils possèdent des caractéristiques tension-temps d'amorçage au choc incurvées. Les considérations relatives à la distance entre dispositif de protection et appareil protégé développées au paragraphe 16.1 sont, bien entendu, valables ici.

Dans des zones d'activité orageuse modérée ou faible, on peut utiliser un matériel possédant des tensions de tenue nominales aux chocs de foudre conformes à la liste 1 du tableau I, de la Publication 71-1 de la CEI, mais, dans ce cas, on doit porter un soin attentif à une protection correcte contre les surtensions. Dans les réseaux dont le neutre est mis à la terre par une faible résistance, on peut utiliser dans ce but des parafoudres ou des éclateurs. Dans les réseaux dont le neutre est mis à la terre par une bobine d'extinction, on doit veiller à la protection contre les surtensions. Si l'on utilise des parafoudres, il est recommandé de choisir ceux qui peuvent résister aux fonctionnements répétés pendant le maintien des arcs à la terre.

En l'absence de dispositif de protection contre les surtensions, les surtensions de foudre intéressant une ligne aérienne ne sont limitées que par des amorçages en ligne aux points les plus faibles atteints par les surtensions au cours de leur propagation. S'ils ne sont pas correctement localisés, ces amorçages causent des dommages au matériel par suite des réflexions des surtensions entre le point d'amorçage et un appareil vulnérable, tel qu'un enroulement de transformateur.

Dans le cas d'un poste comportant un certain nombre de lignes normalement reliées aux jeux de barres, la surtension parvenant aux jeux de barres sera probablement suffisamment réduite pour ne pas soumettre à une contrainte excessive les appareils du poste (voir le paragraphe 7.1).

Cependant, une telle solution (aucun dispositif de protection contre les surtensions) peut être acceptable en pratique pour des réseaux d'alimentation aériens dans des régions de très faible activité orageuse, au moins lorsqu'on utilise un matériel conforme à la liste 2 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI.

#### 21.4 Matériel relié à une ligne aérienne par l'intermédiaire d'un câble

La coordination de l'isolement, dans ce cas, ne concerne pas seulement la protection du matériel du poste, mais également celle du câble.

Lorsqu'une onde de foudre se propageant sur une ligne aérienne atteint un câble, elle se décompose en une onde réfléchie et une onde transmise. L'amplitude  $U_2$  de l'onde transmise qui se déplace le long du câble est donnée par :

$$U_2 = \frac{2 Z_2}{Z_1 + Z_2} U_1$$

L'amplitude  $U_R$  de l'onde réfléchie est donnée par :

$$U_R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} U_1$$

où :

$U_1$  = amplitude de l'onde sur la ligne aérienne

$Z_1$  = impédance d'onde de la ligne aérienne, en pratique, voisine de 400  $\Omega$  à 500  $\Omega$

$Z_2$  = impédance d'onde du câble, en pratique de 25  $\Omega$  à 50  $\Omega$ , mais pouvant ne pas dépasser 5  $\Omega$  pour certains types de câbles

L'onde transmise se réfléchit à l'extrémité du câble côté poste en fonction de l'impédance d'onde effective du jeu de barres. Les réflexions successives aux deux extrémités du câble se poursuivent ainsi, régies par les équations ci-dessus, dans lesquelles  $U_1$  et  $Z_1$  sont toujours relatives à l'onde qui arrive au point de réflexion,  $U_2$  et  $Z_2$  à l'onde transmise et  $U_R$  à l'onde réfléchie.

formers should preferably be protected by non-linear resistor-type surge arresters in areas of intense lightning activity. In areas of moderate lightning activity, expulsion-type lightning arresters can be used. Where lightning activity is slight, protective spark gaps have proved adequate, particularly where the transformer is connected to a line with earthed cross-arms or where the transformer is designed to withstand steep-fronted chopped waves.

The bushings of circuit breakers, instrument transformers and substation insulators having curved impulse sparkover voltage-time characteristics, can be effectively protected by existing protective devices on the transformers. Considerations relative to the distance between protective device and protected apparatus developed in Subclause 16.1 are also valid here.

In areas of moderate or low lightning activity, equipment having rated lightning-impulse withstand voltages in accordance with list 1 of Table I of IEC Publication 71-1 may be used but, in that case, careful attention must be paid to adequate overvoltage protection. In a system the neutral of which is earthed through a low resistance, surge arresters or spark gaps can be used for this purpose. In a system the neutral of which is earthed through an arc-suppression coil, adequate overvoltage protection must be provided. If surge arresters are used, those which can withstand repeated operations during the persistence of arcing earths are recommended.

In the absence of any overvoltage-protective device, lightning surges impressed on an overhead line are limited only by sparkovers on the line at the weakest points which the surges meet during their propagation. If not correctly localized, such sparkovers can cause damage to equipment as a result of surge reflections between the point of sparkover and a vulnerable apparatus, such as a transformer winding.

In the case of a substation with a number of lines normally connected to the busbars, the surge voltage arising at the busbars is likely to be sufficiently reduced so as not to overstress apparatus in the station (see Sub-clause 7.1).

However, such a solution (no overvoltage-protective device) may be acceptable in practice on overhead supply systems in regions of very low lightning activity, at least if equipment according to list 2 of Table I of IEC Publication 71-1 is used.

#### 21.4 *Equipment connected to an overhead line through a cable*

Insulation co-ordination, in this case, is not only concerned with the protection of the substation equipment but also with that of the cable.

When a lightning surge propagated along an overhead line impinges on a cable, it breaks up into a reflected wave and a transmitted wave. The amplitude  $U_2$  of the surge flowing along the cable is given by:

$$U_2 = \frac{2 Z_2}{Z_1 + Z_2} U_1$$

The amplitude  $U_R$  of the reflected wave is given by:

$$U_R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} U_1$$

where:

$U_1$  = amplitude of surge voltage on overhead line

$Z_1$  = surge impedance of overhead line, in practice, 400  $\Omega$  to 500  $\Omega$

$Z_2$  = surge impedance of cable; in practice 25  $\Omega$  to 50  $\Omega$ , but for some types of cable it may be as low as 5  $\Omega$

This initial surge is reflected at the station end of the cable in accordance with the effective surge impedance at the station busbar. Subsequent reflections at the cable terminals continue to be governed by the above equations with due regard to the fact that  $U_1$  and  $Z_1$  invariably refer to the wave which impinges on a point of reflection while  $U_2$  and  $Z_2$  refer to the transmitted wave and  $U_R$  refers to the reflected wave.

Sous réserve qu'au moins un câble de quelques centaines de mètres soit en permanence relié au jeu de barres, la surtension à laquelle le câble et le matériel du poste sont soumis est notablement inférieure à celle qui existe sur la ligne d'où provient la surtension, et cette réduction est d'autant plus grande que l'impédance d'onde du câble est plus faible

En se basant sur l'équation ci-dessus, on peut voir si dans le cas d'un poste auquel deux câbles au moins sont reliés, le matériel de la liste 1 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI convient, ou si une protection contre les surtensions est nécessaire

Cependant, dans le cas d'un poste en antenne, les amplitudes finales des surtensions apparaissant aux extrémités des câbles par suite des réflexions successives sont une fonction de l'amplitude et de la durée de la surtension de foudre initiale sur la ligne, de la longueur du câble, et si le coup est relativement proche du câble, également des réflexions au point d'impact. Dans le cas de lignes dont les ferrures sont totalement isolées, les amplitudes de tension obtenues sont si élevées, que même avec un matériel de poste et un câble dont les tensions de tenue aux chocs de foudre sont celles de la liste 2 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI, des parafoudres *doivent* être installés à la jonction aérosouterraine. A titre d'exemple, la figure 3, page 108, indique les longueurs de câble maximales pour lesquelles le câble et le matériel de poste peuvent être protégés rien que par des parafoudres à la jonction aérosouterraine, la figure met en évidence l'avantage considérable que présentent les câbles à basse impédance d'onde. La protection est pleinement efficace contre les chocs de foudre directs et indirects, et contre les amorçages en retour à condition qu'ils se situent à quelques portées de la jonction aérosouterraine. Si la longueur du câble dépasse les valeurs indiquées à la figure 3, des parafoudres à l'extrémité du câble côté poste sont nécessaires. Si l'on utilise des parafoudres dont les tensions d'amorçage sont inférieures à celles données dans la Publication 99-1 de la CEI, les longueurs de câbles indiquées à la figure 3 peuvent être augmentées proportionnellement aux différences indiquées lorsqu'on passe, par exemple, d'un parafoudre 10,5 kV à un parafoudre 12 kV.

Cependant, si le câble alimente uniquement un transformateur en antenne, l'amplitude de l'onde incidente est doublée au transformateur. Par suite des réflexions successives aux deux extrémités du câble, cet accroissement de tension se poursuit vers le doublement de l'amplitude jusqu'à ce que l'onde initiale ne fournisse plus d'énergie.

Pour des lignes dont les ferrures sont mises à la terre et qui alimentent un câble avec un transformateur en antenne, la tension d'amorçage au choc à la terre de l'isolation de la ligne n'est que peu supérieure à la valeur correspondante de la liste 2 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI. Dans un tel cas, il se *peut* que des parafoudres soient nécessaires à la jonction aérosouterraine, et il peut également être nécessaire d'en placer à l'extrémité du câble, côté poste.

Les considérations précédentes sont valables dans le cas de coups directs tombant à quelques portées de l'extrémité du câble. Une protection totale contre des coups très rapprochés n'est généralement pas possible.

Dans les régions d'activité orageuse faible ou modérée, on peut utiliser des éclateurs de protection au lieu de parafoudres. Cependant, si les éclateurs à la jonction aérosouterraine sont mis à la terre par une résistance de faible valeur (ce qui est le cas habituel) et si le câble aboutit à un transformateur, des surtensions dangereuses peuvent apparaître au sein des enroulements du transformateur. Les éclateurs à la jonction aérosouterraine devraient alors être mis à la terre par une résistance de quelques dizaines d'ohms, la valeur idéale étant l'impédance d'onde du câble. On peut améliorer sensiblement la protection en installant des éclateurs supplémentaires sur les isolateurs de lignes du premier et du second supports à partir de la jonction aérosouterraine, et dans ce cas les valeurs des résistances de terre de ces éclateurs supplémentaires sont sans importance.

## SECTION SEPT — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE DANS LA GAMME DE TENSIONS B

### 22 Choix de la tension de tenue nominale à fréquence industrielle et de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre

Nombre des considérations concernant les tensions de la gamme A sont également valables pour la gamme B. Cependant, la diversité des matériels et des situations n'est pas aussi grande que pour la gamme A.

Provided at least one further cable of a few hundred metres in length is permanently connected to the busbar, the surge voltage to which the cable and the station equipment are subjected is notably lower than that on the line on which the surge originated and this reduction is all the greater, the lower the surge impedance of the cable

For a station to which at least two cables are connected, a decision on the adequacy of equipment according to list 1 of Table I of IEC Publication 71-1 or the need for overvoltage protection can be determined from the above equation

However, in the case of a terminal station, the ultimate surge-voltage amplitudes developed at the cable terminations as a result of successive reflections are a function of the amplitude and duration of the original lightning-surge voltage on the line, the length of the cable and, if the stroke is fairly close to the cable, also the reflections from the point of strike. For lines with fully insulated cross-arms, the resulting voltage amplitudes are so high that, even using substation equipment and a cable with lightning-impulse withstand voltages according to list 2 of Table I of IEC Publication 71-1, surge arresters *must* be used at the line/cable junction. As an example, the maximum cable lengths are plotted in Figure 3, page 108, for which the cable and the substation equipment can be protected by surge arresters at the line/cable junction only; the figure demonstrates the considerable benefit of the use of a cable of low surge impedance. The protection is fully effective against direct and indirect lightning impulses and back flashovers provided these originate a few spans distant from the line/cable junction. If the cable length exceeds the values indicated in Figure 3, additional surge arresters are required at the substation end of the cable. If surge arresters with sparkover voltages lower than those specified in IEC Publication 99-1 are used, the cable lengths indicated in Figure 3 can be increased in proportion to the differences indicated by comparing, for example, a 10.5 kV with a 12 kV surge arrester.

However, if the cable supplies only a terminal transformer, the incident wave is doubled in amplitude at the transformer. As a result of successive reflections at both cable terminations, this voltage build-up increases towards twice the amplitude until no further energy is supplied by the original surge.

For lines with earthed cross-arms feeding a cable with terminal transformer, the impulse flashover voltage to earth of the line insulation is only slightly higher than the corresponding value in list 2 of Table I of IEC Publication 71-1. In such a case, surge arresters *may* be required at the line/cable junction and it may also be necessary to use these at the station end of the cable.

The foregoing considerations apply to direct strokes a few spans distant from the cable termination. Full protection against very close strokes is generally not possible.

In areas of moderate or low lightning activity, protective spark gaps can be used in place of surge arresters. However, if the spark gaps at the line/cable junction are earthed through a low resistance (the usual case) and if the cable is terminated in a transformer, dangerous surge voltages can be developed across the transformer windings. The spark gaps at the line/cable junction should therefore be earthed through a resistance of several tens of ohms, equalling ideally the surge impedance of the cable. Greatly improved protection can be achieved by installing additional spark gaps across the line insulators on the first and second poles in front of the line/cable junction and, in this case, the earthing resistances of these additional spark gaps are immaterial.

## SECTION SEVEN — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND IN VOLTAGE RANGE B

### 22 Selection of the rated power-frequency withstand voltage and the rated lightning-impulse withstand voltage

Many considerations concerning voltages in range A also apply to range B. However, the variety of equipment and locations is not as great as in range A.

Au tableau III de la Publication 71-1 de la CEI, à chaque valeur de  $U_m$ , sont associées une à trois valeurs de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre, à chacune desquelles correspond une seule valeur de la tension de tenue nominale à fréquence industrielle. C'est pourquoi il n'y aura qu'un seul choix à faire pour la tension de tenue nominale à fréquence industrielle et la tension de tenue nominale aux chocs de foudre.

Le choix entre les variantes possibles pour  $U_m$  supérieur à 72,5 kV doit tenir compte :

- de la situation du neutre ;
- de l'existence des moyens de protection, ainsi que de leurs caractéristiques et de leur distance au matériel considéré

Les coefficients de sécurité habituellement utilisés pour l'emploi des parafoudres dans la gamme B sont donnés au paragraphe 16.1

## SECTION HUIT — COORDINATION ENTRE CONTRAINTES ET TENUE DANS LA GAMME DE TENSIONS C

### 23 Détermination de l'isolation en fonction de la tension à fréquence industrielle et des surtensions temporaires

Pour cette gamme de tensions, les essais à fréquence industrielle doivent être spécifiés par les comités d'appareils compétents, conformément aux considérations exposées à la section cinq et en tenant compte de ce que les surtensions temporaires entre phase et terre ne dépassent généralement pas 1,5 p.u. pendant 1 s à chaque fois qu'elles se présentent.

### 24 Détermination de l'isolation en fonction des surtensions de manœuvre et des surtensions de foudre

La Publication 71-1 de la CEI propose deux méthodes pour la coordination de l'isolement relativement aux surtensions de manœuvre et aux surtensions de foudre : une méthode conventionnelle et une méthode statistique.

#### 24.1 Méthode conventionnelle

La méthode conventionnelle est fondée sur les concepts reconnus des surtensions maximales contraignant l'isolation et de la tenue minimale de l'isolation (définitions des articles 24 et 27 de la Publication 71-1 de la CEI). La notion de tenue minimale et celle de surtension maximale sont quelque peu arbitraires puisqu'on ne peut généralement pas suivre une règle stricte pour l'évaluation des limites supérieure et inférieure de la tenue de l'isolement et des valeurs des surtensions qui sont par nature des variables aléatoires.

Le choix de l'isolement est fait de manière à réserver une marge suffisante entre la surtension maximale et la tenue minimale. Cette marge est destinée à couvrir les incertitudes du projeteur dans l'évaluation de la surtension maximale et de la tenue minimale, et on ne cherche pas à estimer quantitativement le risque de défaillance de l'isolation.

Les coefficients de sécurité habituellement utilisés pour l'utilisation des parafoudres dans la gamme C sont donnés au paragraphe 16.1.

#### 24.2 Méthode statistique

La méthode statistique tente de chiffrer le risque de défaillance pour l'utiliser comme indice de sécurité dans la détermination de l'isolement.

In Table III of IEC Publication 71-1, one to three values of the rated lightning-impulse withstand voltage are associated with each value of  $U_m$ . For each of these values, there is a corresponding single value of the rated power-frequency withstand voltage. Therefore there will be one choice for the rated power-frequency withstand voltage and the rated lightning-impulse withstand voltage.

The choice between the possible alternatives for  $U_m$  above 72.5 kV must take account of:

- the neutral earthing conditions,
- the existence of protective devices, their characteristics and their distance from the equipment considered.

The safety factors normally employed in the application of surge arresters in range B are to be found in Sub-clause 16.1.

## SECTION EIGHT — CO-ORDINATION BETWEEN STRESSES AND WITHSTAND IN VOLTAGE RANGE C

### 23 Insulation design with respect to power-frequency voltage and temporary overvoltages

For this range of voltage, power-frequency tests are to be specified by the relevant apparatus committees, in accordance with the considerations in Section Five, and taking into account that the temporary phase-to-earth overvoltages will not usually exceed  $1.5 U$  for 1 s on each occasion.

### 24 Insulation design with respect to switching and lightning overvoltages

IEC Publication 71-1 proposes two methods for co-ordination of insulation in respect of switching and lightning overvoltages: a conventional and a statistical method.

#### 24.1 Conventional method

The conventional method is based upon the established concepts of maximum overvoltages stressing insulation and of minimum strength of the insulation (definitions in Clauses 24 and 27 of IEC Publication 71-1). The notion of minimum strength and that of maximum overvoltage are rather arbitrary since a rigorous rule can seldom be followed in the evaluation of the upper and lower limits of the insulation strength and overvoltage value, which are intrinsically random variables.

Insulation is selected in such a way as to achieve a sufficient margin between the maximum overvoltage and the minimum strength. This margin is intended to cover the uncertainties of the designer in the evaluation of the maximum overvoltage and of the minimum strength, and no endeavour is made to assess quantitatively the risk that insulation may break down.

The safety factors normally employed in the application of surge arresters in range C are to be found in Sub-clause 16.1.

#### 24.2 Statistical method

The statistical method attempts to quantify the risk of failure for use as a safety index in insulation design.

Une conception rationnelle de l'isolation d'un réseau de transport devrait être fondée sur la recherche du minimum de la somme du coût d'investissement, du coût capitalisé de l'exploitation annuelle et du coût capitalisé des défauts annuels, ce dernier étant calculé en faisant le produit du coût d'un défaut de l'isolation par le nombre annuel moyen probable de défauts de l'isolation

Dans le but d'évaluer ce nombre annuel moyen probable de défauts d'une partie de l'isolation située en un point donné du réseau résultant des surtensions, il faut prendre en considération toutes les causes de surtensions de quelque importance qui peuvent influencer sur la conception de l'isolement. Ensuite, pour chaque type de causes considérées, il est nécessaire de connaître la fréquence d'apparition annuelle et la distribution statistique des amplitudes des surtensions correspondantes <sup>1</sup>

Cependant, la méthode de détermination et de coordination de l'isolement, telle qu'elle est exposée ci-dessus, comporte trop de difficultés. La méthode statistique considérée ici est alors limitée essentiellement à contrôler que le risque de défaut dans une isolation dû à un quelconque type prévisible de cause de surtensions dans le réseau est compris dans des limites acceptables. Ces limites dépendent de la fréquence d'apparition du type de causes retenues et des conséquences d'un défaut sur la partie d'isolation considérée.

Heureusement, les différentes sortes de causes à retenir dans la conception de l'isolation sont généralement assez peu nombreuses pour permettre une étude analytique. Par exemple, seules les surtensions de réenclenchement sont généralement déterminantes pour la tenue de l'isolation aux surtensions de manœuvre de la plupart des éléments isolants des matériels d'un réseau.

Lorsque les distributions de probabilité d'apparition des surtensions provoquées par un certain type de cause ainsi que la tenue correspondante de l'isolation sont connues, le risque de défaut peut être exprimé numériquement, comme il est montré ci-dessous.

Supposons que la tenue d'un élément isolant donné dans un intervalle de temps donné  $\Delta T$  soit définie par la probabilité  $P_T(U)$  de décharge disruptive de l'isolation soumise à une surtension de valeur  $U$  (voir la figure 4, page 109). Supposons de plus que la distribution de surtensions contraignant le même élément isolant pour le type particulier de cause considéré soit définie par la densité de probabilité  $f_o(U)$ . La probabilité qu'une surtension de valeur comprise entre  $U'$  et  $U' + dU$  puisse se produire est alors  $f_o(U') dU$ . La densité de probabilité d'un défaut de l'isolation causé par une surtension de valeur  $U'$  est par conséquent le produit de la densité de probabilité d'apparition d'une surtension de valeur  $U'$ , par la probabilité de défaut de l'isolation soumise à une surtension de valeur  $U'$ . On a donc :

$$dR = f_o(U') P_T(U') dU \quad (6)$$

La probabilité de défaut pour une valeur de  $U$  prise au hasard, c'est-à-dire le risque de défaut  $R$  pour une cause du type considéré sera alors :

$$R = \int_0^{\infty} f_o(U) P_T(U) dU \quad (7)$$

Cette expression illustre le principe général de la méthode par laquelle la probabilité de défaut peut être estimée. Elle suppose que  $f_o(U)$  et  $P_T(U)$  ne sont pas corrélés.

*Note* — En principe, la formule (7) ne s'applique qu'à un élément isolant monophasé. Si plusieurs matériels connectés en parallèle sur la même phase sont soumis à la même surtension, on peut admettre que le risque global est égal au risque relatif à un seul élément multiplié par le nombre d'éléments en parallèle. Cela est valable si l'on considère le fait que le risque de défaut acceptable pour l'isolation d'un poste est généralement très faible.

<sup>1</sup> Il est évident que les amplitudes de toutes les surtensions apparaissant dans un réseau ne peuvent pas être regroupées en une distribution unique, mais que seules les surtensions identifiables comme ayant une même cause et apparaissant au même point peuvent être considérées comme statistiquement homogènes. En fait, comme la sévérité des surtensions dépend de la forme de l'onde, celle-ci étant assimilée soit à un choc de manœuvre, soit à un choc de foudre (voir la note des articles 21 et 22 de la Publication 71-1 de la CEI), un ensemble de surtensions ne peut être regardé comme homogène que s'il est relatif aux mêmes lieux, cause et forme d'onde. Cependant, les surtensions provoquées par une même cause et apparaissant au même endroit ont grossièrement des formes semblables et, donc, celles qui en un même point proviennent d'une même cause peuvent, pour des raisons de simplicité, être considérées comme homogènes. Si des problèmes de normalisation des matériels de tout un réseau sont à résoudre, il faut adopter une définition plus large d'un groupe homogène de surtensions. Dans ce cas, un groupe de surtensions sera dit homogène si ces surtensions apparaissent en des points ayant des situations analogues dans le réseau et sont dues aux mêmes causes. Par exemple, les surtensions apparaissant sur un jeu de barres, à la suite de la fermeture d'une ligne sur ce jeu de barres dans un quelconque des postes du réseau peuvent être considérées comme formant un groupe homogène de surtensions.

Rational insulation design of a transmission system ought to be based on the minimum of the installation cost plus the capitalized yearly operational cost and yearly cost of failure, the latter being calculated as the estimated cost of failure of insulation multiplied by the average expected number of insulation failures per year

In order to evaluate the average expected number of failures per year of a piece of insulation located at a given point of the system in consequence of overvoltages, all the events giving rise to overvoltages which may affect insulation design should be taken into consideration. Then for each type of event considered, the yearly frequency of occurrence and a statistical distribution of the relevant overvoltage amplitudes are required<sup>1</sup>

However, a process of insulation design and co-ordination, as outlined above, involves too many difficulties. The statistical approach considered here is therefore restricted to checking that the risk of insulation failure due to any foreseeable type of event causing overvoltages in the system is within acceptable limits. These limits depend on the frequency of occurrence of the type of event and on the consequences of the failure of the piece of insulation under consideration.

Fortunately, the types of event which are significant in insulation design are generally sufficiently few in number as to allow an analytical approach. For instance, the insulation withstand to switching surges of many pieces of insulation of equipment in a system is, in general, determined primarily by reclosing overvoltages.

If the frequency distribution of overvoltages caused by a given type of event and the corresponding insulation strength are known, the risk of failure can be expressed numerically, as will be shown below.

Let the withstand strength of a given piece of insulation within a given time interval  $\Delta T$  be defined by the probability  $P_T(U)$  of disruptive discharge of the insulation when it is subjected to an overvoltage of value  $U$  (Figure 4, page 109). Furthermore, let the distribution of the overvoltages stressing the same piece of insulation for the specific type of event considered be defined by the probability density  $f_o(U)$ . Then the probability that an overvoltage of value comprised between  $U'$  and  $U' + dU$  may occur is  $f_o(U') dU$ . The probability density of failure of the insulation due to an overvoltage of value  $U'$  is therefore the product of the probability density that an overvoltage of value  $U'$  may occur and the probability that the insulation may fail under an overvoltage of value  $U'$ . Thus:

$$dR = f_o(U') P_T(U') dU \quad (6)$$

The probability of failure for a value of  $U$  taken at random, i.e. the risk of failure  $R$  for an event of the type considered, will then be:

$$R = \int_0^{\infty} f_o(U) P_T(U) dU \quad (7)$$

This expression shows the general principle of the method by which the probability of failure may be assessed. It assumes that  $f_o(U)$  and  $P_T(U)$  are uncorrelated.

*Note* — In principle, formula (7) applies to a single-phase piece of insulation only. If several pieces of equipment, connected in parallel on the same phase, are subjected to the same overvoltage then it can be assumed that the overall risk is equal to that of a single piece of equipment multiplied by the number of pieces in parallel. This is valid if we take into consideration the fact that the acceptable risk of failure for substation insulation is usually very low.

<sup>1</sup> It is evident that the amplitudes of all the overvoltages occurring in a system cannot be combined in one distribution, but that only overvoltages identified by the same location and cause can be considered as statistically homogeneous. Actually, since the overvoltage severity differs for waveshapes which are comparable respectively with a lightning impulse and with a switching impulse (see Note to Clauses 21 and 22 of IEC Publication 71-1), the overvoltage amplitude can be said to be homogeneous only if identified by the same location, cause and shape. However, overvoltages due to the same cause at a given location have broadly a similar shape and, therefore, those identified by the same cause and location may, for the sake of simplicity, be regarded as homogeneous. If problems of standardization of the equipment of an entire network are to be dealt with, an extension of the concept of a homogeneous group of overvoltages needs to be considered. In this case, a group of overvoltages may be said to be homogeneous if the overvoltages occur in similar locations of the system due to the same cause. For example, the reclosing overvoltages on the busbars (sending-end) of any substation of the system may be considered as a homogeneous group of overvoltages.

Il est parfois nécessaire d'évaluer le risque de défaut d'au moins une phase sur une partie triphasée du réseau, à la suite d'une manœuvre (par exemple une manœuvre d'enclenchement). Ce risque peut s'obtenir en multipliant par trois le risque évalué par la formule (7) si l'on peut admettre que la densité de probabilité de surtensions  $f_o(U)$  est la même sur les trois phases.

Une autre méthode possible consiste à calculer la densité de probabilité de surtensions  $f_o(U)$  en prenant seulement la valeur la plus élevée de surtensions provoquées sur les trois phases par une manœuvre d'enclenchement. Le risque de défaut est alors évalué à l'aide de la formule (7).

La première approche fournit des valeurs du risque par excès; la seconde par défaut. Les deux approches donnent évidemment des résultats dont le rapport est inférieur à 3.

Le modèle mathématique retenu pour calculer la sévérité d'une surtension dans la formule (7) suppose quelques simplifications. En effet, on s'appuie sur les hypothèses suivantes:

- a) Les crêtes autres que la crête la plus élevée de chaque onde de surtension ont été négligées.
- b) Les formes d'onde de tous les chocs de foudre et de tous les chocs de manœuvre appartenant à la distribution définie par  $f_o(U)$  sont supposées être identiques à la forme d'onde de la surtension la plus élevée.
- c) Les crêtes les plus élevées des surtensions sont supposées toutes de la même polarité bien que, en manœuvre, on puisse supposer en pratique une répartition équilibrée entre les deux polarités; cette hypothèse, qui conduit à calculer un risque plus élevé que le risque réel, permet de prendre en compte tous les isolements, quelles que soient leurs différences de comportement entre les deux polarités. Dans un souci de sécurité, on retient la polarité la plus sévère.

En ce qui concerne les surtensions de manœuvre, qui sont les surtensions transitoires d'importance prépondérante dans la conception de l'isolation des réseaux à très haute tension, l'hypothèse a) conduit à calculer un risque de défaut inférieur au risque réel. L'hypothèse c) aboutit à un risque calculé plus élevé que le risque réel, pour la raison déjà indiquée et parce que les formes normalisées des ondes sont choisies de façon à correspondre à la tenue minimale des appareils (voir l'article 51 de la Publication 71-1 de la CEE).

Généralement, compte tenu des effets opposés des hypothèses faites, le risque de défaut calculé par la formule (7) donne des valeurs de risque supérieures de 0,5 à 1 en échelle logarithmique (3 à 10 fois) aux valeurs réelles. Habituellement la formule (7) est donc pessimiste. Comme il est dit ci-dessus, la formule (7) peut être utilisée pour tous les types particuliers de causes susceptibles d'influer sur la conception de l'isolation.

Il est clair, en outre, que la précision du calcul du risque de défaut dépend dans une large mesure de la précision avec laquelle on détermine les surtensions et la probabilité de décharge disruptive de l'isolation (voir les annexes C et D). Cette précision étant rarement satisfaisante, la précision du risque de défaillance de l'isolation qui en découle est souvent médiocre.

Cependant, le risque de défaut possède un sens physique précis (contrairement au coefficient de sécurité). Par l'emploi de méthodes statistiques, il est par conséquent possible de coordonner les niveaux de sécurité des diverses parties du réseau selon les conséquences d'un défaut. Il est, en outre, possible d'effectuer des analyses de sensibilité (par exemple évaluer l'influence d'un changement de la sévérité des surtensions ou de la tenue de l'isolation sur la probabilité de défaut). C'est pourquoi les méthodes statistiques permettent à l'ingénieur de prendre une décision sur une base rationnelle.

Grâce à la méthode statistique, l'isolation est choisie de telle façon que la probabilité de défaut calculée soit inférieure ou égale à une valeur fixée au préalable et qui caractérise le niveau de sécurité nécessaire. D'après la figure 4, voir page 109, une modification du niveau d'isolement entraîne une translation de la courbe représentant la probabilité de décharge de l'isolation  $P_T(U)$  le long de l'axe des  $U$  avec comme conséquence une modification de l'aire hachurée  $A$  qui représente la probabilité de défaut  $R$  lorsque la tension  $U$  a une valeur aléatoire.

La méthode statistique peut nécessiter une série de tentatives successives de calculs et d'évaluation du risque, avant que soit trouvée une solution qui corresponde au risque prédéterminé.

La formule (7) peut aussi être utilisée pour déterminer la probabilité de défaut d'une isolation protégée par des éclateurs ou des parafoudres, à condition que  $P_T(U)$  représente la probabilité de décharge de l'isolation en présence du dispositif de protection. Si l'on peut considérer que le retard à l'amorçage du dispositif de protection est toujours inférieur à celui de l'isolation à protéger, une méthode également valable et plus simple consiste à utiliser la formule (7) en prenant pour  $f_o(U)$  la densité de probabilité de surtensions modifiée par le dispositif de protection (voir l'annexe C).

Sometimes it is necessary to evaluate the risk of failure of at least one phase of a three-phase section of the system following a switching operation (e.g. a closing operation). This risk may be obtained by multiplying by three the risk evaluated according to formula (7) if the probability density  $f_o(U)$  of the overvoltages may be assumed to be equal on all three phases.

An alternative method is to establish the overvoltage probability density  $f_o(U)$  by considering only the highest value of the overvoltages caused on the three phases by a switching operation. Then the risk of failure is evaluated by making use of formula (7).

The former approach gives risk values higher than the actual ones; the latter lower. Obviously the two approaches give results differing by less than 3:1.

The mathematical model chosen for defining the severity of an overvoltage in formula (7) is based upon a few simplifications. In fact, the following assumptions are made:

- a) Peaks other than the highest one in the waveshape of overvoltages are disregarded.
- b) The waveshapes of all of the lightning impulses and the switching impulses belonging to the distribution defined by  $f_o(U)$  are assumed to be identical to the waveshape of the highest overvoltage.
- c) The highest overvoltage peaks are assumed to be all of the same polarity, although, during switching, a balanced distribution during the two polarities can be assumed in practice, this assumption, which leads to the calculation of greater risk than the actual risk, makes it possible to take all of the pieces of insulation into account, regardless of the differences of performance between the two polarities. To be on the safe side, the more severe polarity will be used.

As regards switching overvoltages, which are the transient overvoltages of predominant importance in the insulation design of EHV systems, assumption a) is such as to give a calculated risk of failure lower than the actual risk. Assumption c) results in a calculated risk higher than the actual one for the reason already indicated and since the standard waveshapes are so chosen as to establish the lowest withstand of apparatus (see Clause 51 of IEC Publication 71-1).

In general, considering the opposite effects of the assumptions made, the risk of failure calculated by means of formula (7) gives risk values greater by about 0.5 to 1 decade (3 to 10 times) than the actual values. Normally formula (7) is therefore conservative. As said above, formula (7) can be applied for all the specific types of event significant in insulation design.

Furthermore, it is clear that the accuracy in the calculation of the risk of failure greatly depends on the accuracy in the determination of the overvoltages and the disruptive discharge probability of insulation (see Appendices C and D). Since accuracy of these is seldom satisfactory, the accuracy of the calculated risk of failure can be correspondingly poor.

However, the risk of failure has a precise physical meaning (contrary to the safety factor). By making use of statistical methods, it is therefore possible to co-ordinate the security levels of the various parts of the system according to the consequences of a fault. Furthermore, it is possible to carry out sensitivity analyses (e.g. the effect of a change in the overvoltage severity or insulation withstand capability on the probability of faults). Statistical methods do therefore enable the engineer to take a decision on a rational basis.

According to the statistical method, insulation is selected in such a way as to obtain a calculated probability of failure lower than, or equal to, a pre-determined value that characterizes the required safety level. Referring to Figure 4, page 109, a change in the insulation level shifts the curve representing the discharge probability of the insulation  $P_T(U)$  along the  $U$  axis with a consequent modification of the shaded area  $A$  which represents the probability of failure  $R$  for a random value of  $U$ .

The statistical approach may require successive series of tentative designs and evaluations of risk, until a solution is found that corresponds to the pre-determined risk.

Formula (7) can also be applied to determine the probability of failure of an insulation protected by spark gaps or surge arresters, if  $P_T(U)$  is taken as the discharge probability of the insulation in presence of the protective device. If the time-to-discharge of the protective device can be considered always shorter than that of the insulation to be protected, an equally valid and simpler method is to use formula (7) and to take  $f_o(U)$  as the overvoltage probability density modified by the protective device (see Appendix C).

L'utilisation d'ordinateurs rend très faciles l'évaluation du risque de défaut et donc le calcul de l'isolation, une fois que la distribution statistique des surtensions et la courbe de probabilité de décharge de l'isolation sont connues

### 24.3 Méthode statistique simplifiée

Des analyses de sensibilité et des évaluations correctes du risque de défaut peuvent se faire à l'aide de méthodes statistiques simplifiées dans lesquelles les calculs ont été faits une fois pour toutes, en admettant certaines hypothèses sur la forme mathématique des lois qui représentent les distributions réelles des surtensions et des probabilités de décharge des isolations, en fait en admettant que ces lois sont gaussiennes avec un écart type de valeur connue

Avec ces hypothèses, la courbe complète de distribution des surtensions et la courbe de la probabilité de décharge de l'isolation peuvent être définies en donnant sur chacune un seul point correspondant respectivement à une probabilité de référence donnée appelée, dans la Publication 71-1 de la CEI, « surtension statistique » (article 23) et « tension de tenue statistique aux chocs » (article 26) Une corrélation peut être établie entre le risque de défaut et la marge à respecter entre ces deux valeurs, la méthode devient ainsi très semblable à la méthode conventionnelle

La figure 5, page 110, illustre graphiquement cette méthode La figure 5a montre les distributions de la fréquence d'apparition des surtensions et de la tenue de l'isolation, la surtension statistique  $y$  est indiquée par  $U_s$  et la tension de tenue statistique par  $U_w$  Dans la figure 5b, la distribution des surtensions et celle de la tenue diélectrique sont superposées, pour les trois valeurs 1,0, 1,2 et 1,4 du coefficient de sécurité statistique  $\gamma$  pris égal au rapport de  $U_w$  à  $U_s$  La corrélation entre le coefficient de sécurité statistique  $\gamma$  et le risque de défaut  $R$  est donnée par la figure 5c

La probabilité de référence des surtensions a été choisie dans ce guide égale à 2% Les raisons de ce choix sont données ci-dessous dans cet article La probabilité de référence de la tension de tenue a été choisie égale à 90% dans la Publication 71-1 de la CEI pour les raisons développées à l'article 10 du présent guide

Pour les surtensions de manœuvre, les figures 6, 7 et 8, pages 112, 113 et 114, montrent la relation entre le risque de défaut et le coefficient de sécurité statistique pour une isolation dans l'air dans différents cas

La courbe de probabilité de décharge de l'isolation a été supposée gaussienne, comme indiqué à l'article 10, en prenant  $k = 1$  (formule (5) de l'article 10) et  $\sigma_r = 6\%$ , 8% ou 10% (formule (2) de l'article 10) correspondant respectivement aux figures 6, 7 et 8 Si  $k$  doit être pris différent de 1, le coefficient de sécurité statistique calculé pour  $k = 1$  doit être multiplié par  $1/k$

La figure 6 s'applique dans les conditions d'un laboratoire, tandis que la figure 7 est applicable de façon générale dans les conditions d'exploitation des réseaux La figure 8 peut être utilisée lorsque les conditions sont particulièrement sévères (valeur élevée de  $\sigma_n$  dans la formule (2)) Dans chacun de ces trois cas, les distributions des surtensions sont supposées être des distributions gaussiennes tronquées à trois ou quatre fois l'écart type  $\sigma_s$  pris égal à 10, 15 ou 20% ou non tronquées Les figures 6 à 8 donnent la corrélation moyenne entre le coefficient de sécurité statistique et le risque de défaut ainsi que les enveloppes supérieure et inférieure des corrélations obtenues d'après les neuf distributions de surtensions qui résultent de toutes les combinaisons possibles de valeurs de l'écart type et du point où les courbes de probabilité sont tronquées dans leur partie supérieure

Le choix de distributions gaussiennes pour définir la sévérité des surtensions ne signifie pas que d'autres distributions (par exemple des distributions des valeurs extrêmes) ne donnent pas une meilleure approximation, mais simplement que les distributions gaussiennes coïncident de façon très satisfaisante avec les distributions réelles pour le domaine en cause

La corrélation entre le coefficient de sécurité statistique et le risque de défaut semble n'être que très légèrement modifiée par des changements de la forme de la courbe de distribution des surtensions Cela est dû au fait que la valeur de 2% choisie comme probabilité de référence des surtensions se trouve dans une partie de la distribution des surtensions qui apporte la contribution majeure au risque de défaut dans le domaine des valeurs de risque considérées Si, au contraire, on avait choisi une valeur nettement plus basse ou plus haute, l'influence de la forme de la courbe de distribution des surtensions aurait été très sensible

Les figures 6 à 8 donnent le risque de défaut d'un appareil monophasé (par exemple un isolateur support) Si l'on désire connaître le risque de défaut de plusieurs appareils, on peut se reporter à la note ci-dessus du paragraphe 24.2

Par exemple, si le nombre d'appareils monophasés placés à une arrivée de ligne est égal à 21 (7 sur chaque phase) et que le risque de défaut à chaque réenclenchement triphasé est  $10^{-4}$ , alors le risque de défaut de l'ensemble de l'arri-

The use of digital computers facilitates evaluation of the risk of failure, and therefore the insulation design, once the statistical overvoltage distribution and the discharge probability curve of insulation are known

### 24.3 Simplified statistical method

Sensitivity analyses and ready evaluations of the risk of failure can be made on the basis of simplified statistical methods in which the calculations are performed once and for all by making some generally acceptable assumptions concerning the mathematical laws by which the actual distributions of the overvoltages and the discharge probability of insulation are represented e.g. by assuming them to be Gaussian with known standard deviations

With these assumptions, the complete distribution of overvoltage and the discharge probability curve of insulation can be defined by one point only corresponding to a given reference probability and called, in IEC Publication 71-1, “statistical overvoltage” (Clause 23) and “statistical impulse withstand voltage” (Clause 26), respectively. The risk of failure can be correlated with the margin between these two values so that the approach becomes rather similar to that of the conventional method

Figure 5, page 111, gives a graphical explanation of the method. Figure 5a shows frequency distributions of overvoltage and insulation strength, where the statistical overvoltage is indicated by  $U_s$  and the statistical withstand voltage by  $U_w$ . In Figure 5b, the overvoltage distribution and the electric strength distribution are superimposed for three values 1.0, 1.2 and 1.4 of the statistical safety factor  $\gamma$  taken as equal to the ratio  $U_s/U_w$ . The correlation between the statistical safety factor  $\gamma$  and the risk of failure  $R$  is given in Figure 5c.

The reference probability of the overvoltages is chosen in this guide as equal to 2%. The reasons for this choice are given below in this clause. As regards the reference probability of the withstand voltage, the 90% value was chosen in IEC Publication 71-1 for the reasons outlined in Clause 10 of this guide.

As regards switching surges, Figures 6, 7 and 8, pages 112, 113 and 114, illustrate the relationship between the risk of failure and the statistical safety factor for air insulation in different cases.

The discharge probability curve of insulation is assumed to be Gaussian as stated in Clause 10 with  $k$  (Formula (5) in Clause 10) equal to 1 and  $\sigma_T$  (formula (2) in Clause 10) equal to 6%, 8% and 10% (Figures 6, 7 and 8 respectively). If  $k$  is taken as differing from 1, the statistical safety factor given for  $k = 1$  shall be multiplied by  $1/k$ .

Figure 6 is applicable to laboratory conditions, while Figure 7 is generally applicable to service conditions. Figure 8 may be used for particularly severe conditions (high values of  $\sigma_n$  in formula (2)). In all three cases, the overvoltage distributions are assumed to be Gaussian truncated at three and four times the standard deviation  $\sigma_s$ , or not truncated and with standard deviation  $\sigma_s$  equal to 10%, 15% and 20%. Figures 6 to 8 give the average correlation between the statistical safety factor and risk of failure as well as the upper and lower envelopes of the correlations obtained when considering the nine overvoltage distributions resulting from all the possible combinations of values of standard deviation and upper truncation point.

The choice of a Gaussian distribution to define the overvoltage severity does not mean that other distributions (e.g. extreme value distributions) may not give better approximations, but simply that Gaussian distributions match actual distributions reasonably well over the range of interest.

The correlation between the statistical safety factor and risk of failure appears to be only slightly affected by changes in the shape of the overvoltage distribution. This is due to the fact that the 2% value chosen as a reference probability of the overvoltages falls in that part of the overvoltage distribution which gives the major contribution to the risk of failure in the range of risk considered. If, on the contrary, a much lower or higher value were chosen, the influence of the shape of the overvoltage distribution would be very pronounced.

Figures 6 to 8 give the risk of failure of a piece of single-phase equipment (e.g. a post insulator). If the risk of failure of several pieces of equipment is required, reference should be made to the note to Sub-clause 24.2 above.

For example, if the number of single-phase pieces of equipment at a line entrance is equal to 21 (7 on each phase) and the risk of failure of each for a three-phase reclosing is  $10^{-4}$ , then the risk of failure for the whole line entrance

vée de ligne est très voisin de  $2,1 \cdot 10^{-8}$ . Ce calcul simplifié n'est valable qu'à la condition que le risque soit faible (voir la note du paragraphe 24 2) et le nombre d'appareils en parallèle pas trop élevé

L'extension de cette méthode au cas des lignes aériennes est possible mais pose des problèmes, en particulier pour les lignes longues, qui ne sont pas abordés dans le présent guide

La méthode est applicable aux *surtensions de foudre*, moyennant les réserves pratiques indiquées à l'annexe D. En fait, elle n'est pas actuellement utilisée. On a toutefois donné à titre de comparaison, aux figures 9, 10 et 11, pages 115, 116 et 117, les corrélations entre le coefficient de sécurité statistique et le risque de défaut pour une isolation dans l'air soumise à des surtensions de foudre

Des hypothèses analogues à celles des paragraphes précédents ont été faites en ce qui concerne la courbe de probabilité de décharge de l'isolation aux surtensions de foudre

Les distributions des surtensions de foudre ont été supposées gaussiennes et non tronquées, avec des écarts types de 40% et 60%. On estime que de telles distributions constituent une approximation des distributions de surtensions de foudre réelles assez bonne aux alentours de la valeur de 2%,

Les figures 9, 10 et 11 donnent la corrélation entre le coefficient de sécurité statistique et le risque de défaut pour chacune des deux distributions de surtensions et pour des écarts types de la tenue de l'isolation égaux à 3%, 5% et 7%, respectivement

*Note* — Les corrélations entre le coefficient de sécurité statistique et le risque de défaut données ci-dessus ne s'appliquent qu'aux isolations autorégénératrices. Cependant, elles peuvent être considérées comme acceptables dans la plupart des cas pour le matériel dans son ensemble, pour les raisons suivantes :

Les essais décrits aux articles 52 et 53 de la Publication 71-1 de la CEI ont respectivement pour but de s'assurer de la tenue de l'isolation aux chocs des matériels autorégénérateurs et des matériels mixtes. Pour de tels essais, on n'admet aucune décharge dans les éléments non autorégénérateurs des matériels. En conséquence, lorsqu'on calcule les éléments autorégénérateurs et les éléments non autorégénérateurs de l'isolation d'un même matériel sur les bases d'un même risque de ne pas satisfaire aux essais, les éléments non autorégénérateurs doivent avoir une probabilité de décharge intrinsèquement plus basse que les éléments autorégénérateurs par rapport aux surtensions de valeur égale à celle des chocs appliqués au cours des essais

En conséquence, on peut affirmer que le risque de défaut des éléments non autorégénérateurs d'un matériel autorégénérateur (essayé selon l'article 53) est inférieur à celui des éléments autorégénérateurs si la contribution principale au risque de défaut global est fournie par des surtensions comprises dans le domaine  $U_{50\%} \pm 2\sigma$

Pour le matériel à isolation mixte, les éléments non autorégénérateurs seront déterminés pour un faible risque de défaut à la tension d'essai. Dans les cas où ce sont les surtensions voisines de la tension d'essai qui apportent la contribution majeure au risque de défaut (calculé sur la base de la tension de tenue statistique), l'évaluation du risque de défaut peut se faire comme pour l'isolation autorégénératrice

Les considérations ci-dessus supposent évidemment que la formation d'ondes coupées lors de l'amorçage des éléments autorégénérateurs de l'isolation ne provoque pas de fortes contraintes sur les isolations non autorégénératrices des matériels et n'accélère pas le vieillissement de l'isolation

## 25 Organigramme de la détermination et de la coordination de l'isolement d'une installation électrique

La plupart des prévisions ou des analyses des niveaux de surtensions d'un réseau supposent qu'un appareil (tel que disjoncteur, etc.) fonctionne comme prévu lors de sa conception. Dans d'autres cas, il faut définir une limite arbitraire pour la sévérité « crédible » des surtensions, ainsi qu'on le fait souvent dans le cas de la foudre. Il est évident que les niveaux de surtensions basés sur de telles suppositions seront parfois dépassés

Est-il nécessaire ou non de tenir compte de cette remarque? Cela dépend essentiellement des conséquences des défauts qui peuvent résulter de ces surtensions anormalement élevées. Par exemple, les conséquences d'une avarie de transformateur ou de réactance sont si lourdes que la coordination de leur isolement doit normalement tenir compte même des conditions extrêmes. On le fait en installant des parafoudres à leurs bornes. Il y a d'autres types de matériel, tels que les isolateurs-supports, les sectionneurs, etc., pour lesquels les conséquences d'une avarie ne sont pas assez lourdes pour justifier l'emploi de parafoudres

Pour analyser le processus de conception, de calcul et de coordination de l'isolement d'un réseau électrique sous forme d'un organigramme, il est utile de distinguer le cas I (matériel protégé par parafoudres) et le cas II (pas de parafoudre proche ou même éloigné). Un organigramme illustrant alors la méthode à adopter est donné à la figure 12, page 118

will be close to  $2.1 \times 10^{-3}$ . This simplified calculation is only valid under the condition of low risk (see note of Sub-clause 24.2) and if the number of parallel pieces of equipment is not too great.

Extension of this method to overhead lines is possible but presents problems particularly for long lines, with which this guide does not attempt to deal.

This method may be applied to *lightning surges*, keeping in mind the practical limitations indicated in Appendix D. In fact, it is not used at the present time. Analogous correlations between the statistical safety factor and the risk of failure are given in Figures 9, 10 and 11, pages 115, 116 and 117, for comparison purposes only, for air insulation submitted to lightning surges.

Assumptions similar to those of the previous sub-clauses have been made as regards the discharge probability curve of insulation to lightning surges.

The lightning overvoltage distributions are assumed to be Gaussian and not truncated, with standard deviations equal to 40% and 60%. It is thought that such distributions approximate actual lightning overvoltage distributions quite well around the 2% value.

Figures 9, 10 and 11 give the correlation between the statistical safety factor and the risk of failure for both overvoltage distributions and for standard deviations of insulation strength equal to 3%, 5% and 7% respectively.

*Note* — The correlations between the statistical safety factor and the risk of failure given above apply to self-restoring insulation only. However, they can be considered acceptable for the entire equipment in most cases for the following reasons:

The tests described in Clauses 52 and 53 of IEC Publication 71-1 are intended to ascertain the impulse withstand strength of self-restoring equipment and combined equipment respectively. Such tests do not allow any discharge on the non-self-restoring parts of the apparatus. Consequently, when both the self-restoring and non-self-restoring parts of insulation of the same apparatus are designed on the basis of the same risk of failing the test, the non-self-restoring parts will have an inherently lower discharge probability than the self-restoring parts in respect of overvoltages of the same amplitudes as those of the impulses applied during the tests.

Consequently, it can be stated that risk of failure of the non-self-restoring parts of self-restoring equipment (tested according to Clause 53) is lower than that of the self-restoring parts if the major contribution to the overall risk of failure is given by overvoltages in the range of  $U_{50\%} \pm 2\sigma$ .

For combined insulation equipment, the non-self-restoring parts will be designed for a low risk of failure at test voltage. In the cases where the major contribution to the failure risk (calculated on the basis of the statistical withstand voltage) is given by overvoltages around the test voltage, the evaluation of the risk of failure can be carried out as for self-restoring insulation.

The foregoing considerations naturally presuppose that wave chopping during sparkover by a self-restoring piece of insulation does not cause serious stresses in the non-self-restoring insulation of equipment and does not accelerate ageing of insulation.

## 25 Block-diagram of the insulation design and co-ordination of an electrical installation

Most predictions or analyses of system overvoltage levels assume that a piece of equipment (e.g. a circuit breaker, etc.) will operate as designed. In other cases, an arbitrary limit shall be placed on the “credible” severity of surges, as is often done in the case of lightning. It is obvious that surge levels based on such assumptions will sometimes be exceeded.

Whether or not it is necessary to take this into account depends largely on the consequence of failure resulting from such abnormally high overvoltages. For example, the consequences of transformer or reactor failure are so serious that their insulation co-ordination must usually provide for even extreme contingencies. This is achieved by applying surge arresters at their terminals. There are other types of equipment such as post insulators, disconnecting switches, etc., where the consequence of failure is not so serious as to warrant the application of surge arresters.

In developing a sequence of insulation design and co-ordination of an electrical system in the form of a block-diagram, it is convenient to differentiate between a case I (surge arrester protection) and a case II (no surge arrester or remote surge arrester protection). A block-diagram illustrating the method to be adopted is shown in Figure 12, page 119.

La première étape dans la coordination de l'isolement apparaît dans la case 5 et est commune à tous les types de matériels, elle a pour but de s'assurer de l'aptitude du matériel à supporter la tension à fréquence industrielle dans les conditions d'exploitation normale et pendant les surtensions temporaires. L'ingénieur projeteur doit définir un niveau d'essai sous pollution en conséquence pour l'isolation soumise à pollution, mais aucune spécification particulière ne sera fournie pour l'isolation sensible au vieillissement (voir l'article 23)

Si les surtensions temporaires phase-terre prévues (case 3) sont plus élevées que les surtensions retenues par les Comités d'Etudes compétents pour l'appareillage pour spécifier les essais à fréquence industrielle dont il est question à l'article 39 de la Publication 71-1 de la CEI, il devient nécessaire de spécifier des essais à des niveaux de tension différents, ou de durée différente, ou alors d'adopter des moyens ou des modes d'exploitation de nature à réduire les surtensions temporaires dans le réseau (retour de la case 5 à la case 2, ligne de tirets)

Le calcul de l'isolation en fonction des tensions de service et des surtensions temporaires implique en même temps pour le matériel une certaine tenue aux chocs de manœuvre et aux chocs de foudre. Si, par exemple, on impose à un isolateur-support une tenue donnée sous pollution saline, il en résulte une distance minimale dans l'air, qui varie d'un type d'isolateur-support à l'autre. Ce matériel possédera alors une certaine tenue aux surtensions de manœuvre du fait des conditions imposées par la tenue à la tension de service et aux surtensions temporaires. Ces répercussions sont indiquées sur la figure 12 par des lignes pointillées (par exemple de la case 5 aux cases 7 et 8)

A ce moment, il est nécessaire de raisonner séparément sur les cas I et II. Des exemples de valeurs nominales de tenue aux chocs de foudre et de manœuvre figurent à l'annexe D

En ce qui concerne les appareils pour le cas I, le choix de la tension nominale de tenue aux chocs de manœuvre ou de foudre est généralement fait de la façon suivante:

- 1) On choisit la tension nominale des parafoudres sur la base de surtensions temporaires (case 6); en conséquence, les niveaux de protection des parafoudres aux chocs de manœuvre et de foudre sont aussi déterminés, au moins entre certaines limites
- 2) On choisit les tensions de tenue nominale aux chocs de manœuvre et de foudre des matériels sur la base des coefficients de sécurité déterminés par l'expérience (voir les paragraphes 15.1 et 16.1)
- 3) On décide des moyens dans la conception du réseau, ou l'on conseille des méthodes d'exploitation permettant de réduire les surtensions temporaires si l'on peut justifier économiquement une réduction des niveaux d'isolement (repartir alors de la case 2)

Cette méthode de choix de la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre et de foudre des matériels ne prend pas en considération la sévérité des surtensions de manœuvre et de foudre réellement appliquées aux appareils connectés en parallèle avec les parafoudres, puisqu'elle est basée uniquement sur le niveau de protection des parafoudres

Les niveaux d'isolement des appareils pour le cas II sont généralement déterminés par étapes comme suit:

- 1) On choisit la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre des appareils en se basant sur un risque acceptable qui peut être déterminé directement à partir de la distribution prévue des surtensions et sur les tensions de décharge (méthode statistique) ou au moyen des corrélations données au paragraphe 24.3 entre le risque de défaut et le coefficient de sécurité statistique (méthode statistique simplifiée). En fait, ces corrélations ne s'appliquent qu'aux isolations autorégénératrices, mais normalement elles sont acceptables pour la totalité des matériels (voir la note du paragraphe 24.3)

*Note* — La protection contre les surtensions de manœuvre assurée par les parafoudres installés tout près des matériels du cas I et les éclateurs installés aux entrées de ligne peut souvent être négligée en ce qui concerne les appareils du cas II pour les raisons suivantes:

- a) Bon nombre des appareils du cas II (en particulier ceux des entrées de ligne) peuvent parfois être séparés des parafoudres installés dans le poste pour la protection des appareils du cas I
- b) Dans l'état actuel de la technique des parafoudres, le niveau de protection aux surtensions de manœuvre est souvent supérieur ou égal aux surtensions de manœuvre les plus fortes susceptibles d'être causées par le fonctionnement correct des appareils du réseau; il suffit alors que l'isolation soit calculée pour supporter ces surtensions
- c) Les éclateurs ne peuvent pas garantir un degré suffisant de protection aux surtensions de manœuvre si l'on cherche à éviter les amorçages intempêtifs. Ce point est donné à l'annexe C

Ces raisons expliquent que dans la figure 12 le cadre de la case placée entre les cases 4 et 8 ait été tracé en lignes de tirets

The first step in insulation co-ordination (block 5), common to all types of equipment, has the purpose of ensuring the ability of equipment to withstand power-frequency voltage under normal operating conditions and during temporary overvoltages. The system engineer shall specify an equivalent pollution severity test level for insulation susceptible to contamination, however, no special specifications will be given for insulation susceptible to ageing (see Clause 23)

If the expected phase-to-earth temporary overvoltages (block 3) are more severe than the overvoltages taken into consideration by the relevant Apparatus Technical Committee in specifying the power-frequency tests discussed in Clause 39 of IEC Publication 71-1, it will be necessary to specify different voltage levels or durations of the test or to adopt suitable means or operational procedures to reduce temporary overvoltages in the system (feedback from block 5 to block 2, dashed line)

Insulation design as regards operating voltages and temporary overvoltages leads to a certain withstand of the equipment to both switching and lightning impulses. For instance, if a given withstand salinity is required for a post insulator, a minimum distance in air is obtained which varies according to the post insulator type. The equipment will therefore exhibit a certain withstand to switching surges due to requirements imposed by the operating voltages and temporary overvoltages. These influences are indicated in Figure 12 by dotted lines (e.g. from block 5 to block 7 and block 8)

Then it is necessary to consider case I and case II separately. Examples of selection of the rated switching and lightning impulse withstand voltage are given in Appendix D

As regards apparatus of the first type (case I), choice of the rated switching and lightning impulse withstand voltages is usually made as follows:

- 1) Choose the rated voltage of the surge arresters on the basis of the temporary overvoltages (block 6), thus the protective levels of the arresters under switching and lightning impulses will also be determined at least within certain limits
- 2) Choose the rated switching and lightning impulse withstand voltages of the apparatus on the basis of safety factors dictated by experiences (see Sub-clauses 15.1 and 16.1)
- 3) Adopt suitable means in system design or suggest suitable operating procedures to reduce temporary overvoltages if an economical incentive exists to reduce insulation levels (start again from block 2)

This procedure of selecting the rated switching and lightning impulse withstand voltage of the apparatus disregards the severity of the actual switching and lightning overvoltages by which the apparatus connected in parallel with the surge arresters may be stressed since it is based on the protective level of the surge arresters only

The insulation levels of the apparatus of case II are usually chosen according to the following steps:

- 1) Choose the rated switching-impulse withstand voltage of the apparatus on the basis of an acceptable risk which can be estimated directly on the basis of the expected distributions of the overvoltages and of the discharge voltages (statistical method), or by means of the correlations given in Sub-clause 24.3 between the risk of failure and the statistical safety factor (simplified statistical method). Actually, these correlations apply to self-restoring insulation only, but normally they can be considered acceptable for the entire equipment (see note in Sub-clause 24.3)

*Note* – Protection against switching surges afforded by surge arresters installed close to equipment in case I and spark gaps installed at the line-entrance can often be discounted as regards case II apparatus for the following reasons:

- a) Most of the types of equipment belonging to case II (especially line-entrance apparatus) can at times be isolated from the surge arresters installed in the station to protect case I apparatus
- b) With the present technology of surge arresters, the protective level against switching impulses is often greater than, or equal to the highest switching overvoltage which can occur with correct behaviour of system apparatus. Insulation must therefore be designed to withstand these overvoltages
- c) Spark gaps cannot provide a substantial degree of protection against switching surges if undesired sparkovers are to be avoided. This point is given in Appendix C

In Figure 12, the block between block 4 and block 8 is therefore indicated by dashed lines

2) On décide des moyens à prévoir dans la conception du réseau de façon à réduire les surtensions de manœuvre si cela est possible et s'il est économiquement justifié de réduire la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre des matériels. Il se peut qu'aucune raison économique ne justifie une réduction de l'isolation; en particulier, il en est ainsi si la tenue à la tension normale d'exploitation et aux surtensions temporaires exige un isolement plus élevé que celui justifié par les surtensions de manœuvre (ligne pointillée entre la case 5 et la case 8)

3) On vérifie que la tension de tenue nominale aux chocs de foudre qui, d'après le tableau IV de la Publication 71-1 de la CEI, correspond à la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre déterminée ci-dessus (points 1 et 2), assure un comportement satisfaisant des appareils à l'égard des surtensions de foudre. Cela doit être fait en considérant la distribution prévue des surtensions de foudre et des tensions de décharge ou bien au moyen des corrélations données au paragraphe 24.3. Mais, pour simplifier, on se contente souvent d'une méthode conventionnelle (voir également l'annexe D)

On considère que seules les valeurs les plus élevées de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre de chaque ligne doivent être utilisées pour les appareils non directement protégés par des parafoudres (voir l'article 49 de la Publication 71-1 de la CEI)

4) On prévoit les moyens nécessaires pour réduire l'amplitude des surtensions de foudre<sup>1</sup> (retour de 12 à 10 sur l'organigramme de la figure 12), ou bien on choisit une tension de tenue nominale aux chocs de foudre plus élevée que celle qui résulte du tableau IV de la Publication 71-1 de la CEI, si un risque trop élevé de défaut aux surtensions de foudre découle du point 3. Dans ce cas, la valeur de la tension de tenue nominale aux chocs de foudre doit être prise dans la série de valeurs donnée au point b) de l'article 46 de la Publication 71-1 de la CEI

---

<sup>1</sup> Il faut considérer la possibilité de changements dans la réalisation des lignes tels que la mise à la terre des pylônes et les câbles de garde, de l'installation de parafoudres autres que ceux dont le rôle est la protection des appareils du cas I et de l'utilisation d'éclateurs de protection. Le degré réel de protection assuré par les éclateurs est discuté à l'annexe C

2) Adopt suitable means in system design to reduce switching overvoltages, if this is possible and if an economical incentive exists in reducing the rated switching impulse withstand voltage of apparatus. No economical incentive may exist in reducing insulation, for instance, if the withstand to normal operating voltages and temporary overvoltages calls for “higher insulation” than switching surges (dotted line between block 5 and block 8)

3) Verify that the rated lightning impulse withstand voltage, corresponding (in Table IV of IEC Publication 71-1) to the rated switching impulse withstand voltage determined above (Items 1 and 2), guarantees a satisfactory performance of the apparatus under lightning overvoltages. This should be done on the basis of the expected distribution of the lightning overvoltages and of the discharge voltages or by means of the correlation given in Sub-clause 24.3, but for the sake of simplicity it is often done on a conventional basis (see Appendix D)

Consider that only the highest value of rated lightning impulse withstand voltage of each line should be used for apparatus not effectively protected by a surge arrester (see Clause 49 of IEC Publication 71-1)

4) Provide means to reduce the amplitude of lightning surges<sup>1</sup> (feed-back from 12 to 10 on the block-diagram of Figure 12) or choose a rated lightning impulse withstand voltage higher than that determined on the basis of Table IV of IEC Publication 71-1 if too high a risk of failure to lightning overvoltages results from Item 3. In the latter case, the value of the rated lightning impulse voltage shall be selected from the series given in Item *b*) of Clause 46 of IEC Publication 71-1

---

<sup>1</sup> Consider possible changes in line design such as tower footing and shielding wires, install surge arresters other than those intended to protect case I apparatus, make use of protective spark gaps. The actual degree of protection provided by spark gaps is discussed in Appendix C

## ANNEXE A

### TRANSMISSION DES SURTENSIONS À TRAVERS LES TRANSFORMATEURS

#### A1 Formules de base

##### A1.1 Pointe de tension capacitive initiale

Dans les conditions d'un choc de foudre, pendant une période initiale d'environ 1  $\mu$ s, le transformateur peut se représenter approximativement comme indiqué à la figure 13a, page 120, par un diviseur de tension capacitif de rapport  $s$  avec  $s < 1$ . Si  $C_t$  est la somme des capacités des bras haute tension et basse tension de ce diviseur, la transmission initiale peut être schématisée comme indiqué aux figures 13b, 13c et 13d, page 120, par un circuit comprenant en série: une source  $U_o = sU_1$ , une capacité  $C_t$  et la capacité ou la résistance du réseau à basse tension extérieur.  $U_1$  est la tension de choc sur la borne à haute tension pendant la période initiale. La tension de la source  $U_o$  est la tension transmise à vide.

Si l'on peut représenter le réseau extérieur par une capacité  $C_s$ , comme sur la figure 13c, le circuit équivalent est un diviseur de tension de rapport:

$$\frac{C_t}{C_t + C_s} \quad (8)$$

Si, au cours de la période initiale, l'impédance du réseau extérieur est l'impédance d'onde d'un câble ou la résistance d'une charge, ce réseau peut se représenter par une résistance  $R$  comme à la figure 13d. Les valeurs courantes vont de 10  $\Omega$  à quelques centaines d'ohms. La tension de choc transmise est alors fonction de la raideur aussi bien que de l'amplitude de la surtension. Si  $R$  est grand, la tension initiale est voisine de  $U_o$  et si  $R$  est petit, la tension initiale est approximativement donnée par  $U_{2s} = sSRC_p$ , où  $S$  est la raideur maximale de la surtension en volts/seconde.

Les expressions ci-dessus ne tiennent pas compte de la superposition de la tension de choc et de la tension à fréquence industrielle. On peut tenir compte de la tension à fréquence industrielle en substituant à  $U_1$  la crête effective de tension  $U_p$  et en introduisant le facteur  $p$ . Pour un transformateur à couplage étoile/triangle ou triangle/étoile, la valeur de  $p$  est voisine en général de 1,15. La valeur de  $p = 1,05$  est typique pour un transformateur à couplage étoile/étoile ou triangle/triangle. Toutefois, des valeurs légèrement supérieures peuvent se rencontrer. Pour les chocs de manœuvre, on peut prendre  $p$  égal à l'unité. L'amplitude de  $U_p$  sera limitée à la tension d'amorçage sur front d'onde du parafoudre ou de l'éclateur placé côté haute tension du transformateur (voir la Publication 99-1 de la CEI).

L'amplitude de la pointe initiale de tension sur le côté basse tension ouvert est donnée par:

$$U_{2s} = spU_p \quad (9)$$

Pour un transformateur dont les bornes basse tension ne sont pas reliées à des connexions extérieures, la valeur du facteur  $s$  peut aller de 0 à au moins 0,4, suivant le type d'enroulement. La valeur de  $s$  peut se mesurer par un essai de choc à basse tension (par exemple avec un oscillographe à répétition). Les valeurs de  $C_t$  se situent généralement entre  $10^8$  et  $10^9$  F.

*Note* — Il est difficile de calculer les valeurs de  $s$  et  $C_t$  pour un transformateur de conception nouvelle, et on ne peut alors demander au constructeur qu'une estimation grossière sans garantie.

Les valeurs de  $U_{2s}$  sont à comparer aux tensions d'essai aux chocs adéquates du tableau I, liste 1 ou 2, ou du tableau II de la Publication 71-1 de la CEI.

Pour réduire l'amplitude du choc transmis, on peut:

- 1) utiliser sur le côté haute tension un parafoudre dont la tension d'amorçage sur front d'onde est plus basse;
- 2) accroître la capacité entre chaque phase et la terre sur le côté basse tension;
- 3) placer un parafoudre sur le côté basse tension entre chaque phase et la terre.

On trouvera des exemples numériques à l'article A2.

## APPENDIX A

### SURGE TRANSFERENCE THROUGH TRANSFORMERS

#### A1 Derivation of expressions

##### A1.1 Initial capacitive voltage spike

During the initial period of about  $1 \mu\text{s}$  under the conditions of a lightning surge, the transformer can be approximately represented as shown in Figure 13a, page 120, as a capacitance voltage divider of ratio  $s$  where  $s < 1$ . If  $C_t$  is the sum of the capacitances of the higher-voltage and lower-voltage arms of this divider, the initial transference can be simulated as in Figures 13b, 13c and 13d, page 120, by a series circuit comprising a source  $U_0 = sU_1$ , a capacitance  $C_t$  and the capacitance or resistance of the external lower-voltage system.  $U_1$  is the surge voltage on the higher-voltage terminal during the initial period. The source voltage  $U_0$  is the open-circuit transferred voltage.

If the external system can be represented by a capacitance  $C_s$ , as in Figure 13c, the equivalent circuit is a voltage divider having the ratio:

$$\frac{C_t}{C_t + C_s} \quad (8)$$

If, during the initial period, the impedance of the external system is the surge impedance of a cable or the resistance of the load, this system can be represented by a resistance  $R$  as in Figure 13d. Typical values are from  $10 \Omega$  to a few hundred ohms. The transferred surge voltage is then dependent on the steepness as well as on the amplitude of the surge. For high values of  $R$ , the initial voltage is approximately  $U_0$  and for low values of  $R$ , it is given approximately by  $U_{2s} = sRC_t$ , where  $S$  is the maximum steepness of the surge in volts/second.

The above expressions do not take into account the effect of superposition of the surge voltage on the power-frequency voltage. Allowance can be made for the power-frequency voltage by substituting for  $U_1$  the actual peak voltage  $U_p$  and by introducing the factor  $p$ . For a star/delta or delta/star connected transformer the value of  $p$  is typically about 1.15. For a star/star or delta/delta connected transformer, the value of  $p$  is typically about 1.05. However, slightly higher values than these may be encountered. For switching surges, the value of  $p$  can be taken as unity. The amplitude  $U_p$  will be limited to the front-of-wave sparkover value of the lightning arrester or spark gap on the higher-voltage side of the transformer (see IEC Publication 99-1).

The amplitude of the initial voltage "spike" on the open lower-voltage side is given by:

$$U_{2s} = spU_p \quad (9)$$

For a transformer without external connections to the lower-voltage terminals, the value of factor  $s$  can range from 0 to at least 0.4, depending on the winding arrangement. The value of  $s$  can be measured in a low-voltage impulse response test (e.g. with a recurrent-surge oscillograph). Values of  $C_t$  generally lie in the range of  $10^8$  to  $10^9$  F.

*Note* — The values of  $s$  and  $C_t$  are difficult to calculate for new designs of transformer, and the manufacturer can only be expected to give a rough estimate without guarantee.

The value of  $U_{2s}$  should be compared with the appropriate impulse test voltage of Table I, list 1 or 2, or Table II of IEC Publication 71-1.

The amplitude of the transferred surge may be reduced by:

- 1) using a surge arrester with a lower front-of-wave sparkover voltage on the higher-voltage side,
- 2) adding capacitance between each phase and earth on the lower-voltage side,
- 3) adding a surge arrester on the lower-voltage side between each phase and earth.

For numerical examples, see Clause A2.

## A1 2 Tension transmise par voie inductive

La transmission d'une force électromotrice par couplage inductif entre enroulements d'un transformateur triphasé ou d'un groupe de transformateurs peut s'évaluer quel que soit le type de couplage en considérant la tension de choc comme une surtension alternative monophasée

L'influence d'enroulements triangles sur la composante homopolaire de la tension monophasée doit être prise en compte

La figure 14, page 121, donne les résultats correspondant à huit couplages différents de transformateurs, le rapport de transformation étant pris égal à l'unité

Comme on le fait lorsqu'on considère les fréquences industrielles, on peut déterminer les tensions transmises au niveau des bornes à partir des  $f \text{ é m}$  et de la répartition de tension qui s'établit entre l'impédance interne du transformateur et l'impédance du circuit externe. On peut admettre que la forme d'onde de la  $f \text{ é m}$  est la même que celle de la surtension sur le réseau haute tension, si l'on néglige les oscillations se produisant dans les enroulements. La réponse du réseau basse tension à ces  $f \text{ é m}$  prend généralement une allure rappelant la forme de la surtension incidente avec une oscillation superposée

L'amplitude de la tension transmise par voie inductive dépend également du rapport de transformation et du couplage triphasé du transformateur, ainsi que du rapport des impédances du réseau basse tension et du transformateur

La tension côté basse tension du transformateur qui, comme on le voit à la figure 14, peut être une tension phase-terre ou une tension entre phases est donnée par :

$$U_2 = pqrU_p/N \quad (10)$$

où :

$q$  = facteur de réponse du circuit basse tension à la  $f \text{ é m}$  de choc transmise

$r$  = facteur qui dépend du couplage du transformateur (voir la figure 14)

$U_p$  = tension de crête par rapport à la terre sur le côté haute tension

$N$  = rapport de transformation du transformateur

La valeur de  $q$  dépend de la forme d'onde de la surtension et des paramètres électriques du circuit basse tension

Pour les surtensions de foudre atteignant un transformateur relié à du matériel de catégorie 1 (voir le paragraphe 21 2), sans charge appréciable du côté basse tension, la valeur de  $q$  est en général inférieure à 1,3, mais elle peut toutefois dépasser ce chiffre. Pour des surtensions de manœuvre sur une installation semblable, sans charge appréciable, la valeur de  $q$  ne dépasse guère 1,8

En général, s'il existe une charge appréciable, il y a lieu de prendre une valeur de  $q$  plus faible, à cause de la division de tension qui s'établit entre l'impédance de la charge et l'inductance de fuites du transformateur (voir la note ci-dessous)

Pour le matériel de catégorie 2 (voir le paragraphe 21 2), la division de tension s'établit entre l'inductance de fuites du transformateur et l'inductance subtransitoire de l'alternateur, et si celles-ci sont sensiblement égales,  $q$  prend une valeur voisine de 0,9 pour les surtensions de foudre et les surtensions de manœuvre

Les valeurs de  $r$  dans le cas d'une surtension sur une seule phase (par exemple une surtension de foudre) et pour des surtensions égales et de polarités opposées sur deux phases (correspondant à un cas de surtension de manœuvre) sont indiquées à la figure 14 pour huit couplages triphasés différents du transformateur

La valeur de  $U_2$  calculée est une estimation de la tension transmise sur une plus longue durée; en pratique, elle inclut les effets de terme à plus longue durée de la transmission capacitive et les tensions transmises qui correspondent aux oscillations à l'intérieur des enroulements. Son amplitude sera limitée au niveau de protection du parafoudre ou de l'éclateur de protection. Dans le cas du parafoudre, il s'agira de la tension d'amoçage au choc de foudre normalisé et de la tension résiduelle aux ondes de foudre (voir le Publication 99-1 de la CEI). Pour les ondes de manœuvre, à l'exception des cas où le transformateur est relié à une charge fortement inductive, telle qu'un moteur à induction, on peut admettre que les surtensions du côté haute tension ne provoqueront généralement pas une surtension supérieure à  $3 p u$  (voir la note)

## A1.2 Inductively transferred voltage

The transference of e m f by inductive coupling between windings in a three-phase transformer or bank of transformers can be evaluated for any winding connections by considering the surge voltage as a single-phase alternating voltage

The effect of delta windings on the zero-phase-sequence component of the single-phase voltage should be taken into account

Figure 14, page 121, shows the results for eight different connections of the transformer, assuming the system voltage ratio is unity

As in the analogous power-frequency considerations, the transferred voltages at the terminals are determined by the e m f 's and by voltage division between the internal impedance of the transformer and the external circuit impedance. The e m f 's can be assumed to have the same waveshape as the surge on the higher-voltage system, if the effects of internal oscillations in the windings are neglected. The response of the lower-voltage system to these e m f 's is usually in the form of a voltage of similar shape to the incident surge with a superimposed oscillation

The amplitude of the inductively-transferred voltage depends also on the voltage ratio and three-phase connections of the transformer and on the relative impedances of the lower-voltage system and the transformer

The voltage on the lower-voltage side of the transformer which, as is shown in Figure 14, can be a phase-to-earth or phase-to-phase voltage, is given by:

$$U_2 = pqrU_p/N \quad (10)$$

where:

- $q$  = response factor of the lower-voltage circuit to the transferred surge e m f
- $r$  = factor depending on the transformer connections (see Figure 14)
- $U_p$  = peak voltage to earth on the higher-voltage side
- $N$  = system voltage (phase-to-phase) ratio of the transformer

The value of  $q$  depends on the waveshape of the surge and on the electrical parameters of the lower-voltage circuit

For lightning surges on a transformer having Category 1 equipment (see Sub-clause 21.2), without appreciable load connected to the lower-voltage side, the value of  $q$  is generally not greater than about 1.3 although this value may be exceeded. For switching surges on a similar system without appreciable load, the value of  $q$  is not greater than about 1.8

Generally, lower values of  $q$  apply if an appreciable load is connected due to voltage division between the load impedance and the leakage inductance of the transformer (see note below)

For Category 2 equipment (see Sub-clause 21.2), voltage division takes place between the leakage inductance of the transformer and the subtransient inductance of the generator, and if these are about equal,  $q$  has the value of about 0.9 for lightning and switching surges

Values of  $r$  for a surge on one phase only (e.g. a lightning surge) and for equal surges of opposite polarity on two phases (one type of switching surge) are shown in Figure 14 for eight different three-phase connections of the transformer

The calculated value of  $U_2$  is an estimate of the longer-duration transferred voltage, which in practice includes longer-term effects of capacitive transference and transferred voltages corresponding to oscillations within the windings. Its amplitude will be limited by the protective level of the surge arrester or protective spark gap. In the case of the former, this will be the higher of the standard lightning impulse sparkover value and the residual voltage value for the lightning surges (see IEC Publication 99-1). For switching surges, except when the transformer is connected to a highly-inductive load, such as an induction motor, overvoltages on the higher-voltage side may be assumed not to generally provoke overvoltage exceeding 3 p.u. (see note)

La valeur de  $U_2$  est à comparer aux valeurs de crête des tensions d'essais à fréquence industrielle adéquates du tableau I ou du tableau II de la Publication 71-1 de la CEI. Il peut se révéler nécessaire de réduire la valeur de la surtension de foudre ou de la surtension de manœuvre côté haute tension du transformateur. L'adjonction de capacités supplémentaires sur le côté basse tension influe peu sur l'amplitude des tensions transmises par voie inductive, mais l'adjonction de parafoudres est parfois à envisager.

On trouvera des exemples numériques à l'article A2.

*Note* — Lorsque la coupure s'effectue sur le côté haute tension d'un transformateur chargé à basse tension par des réactances ou toute autre impédance inductive, des surtensions dangereuses peuvent apparaître dans les conditions de manœuvre les plus défavorables; mais, en général,  $U_2$  ne dépasse pas la valeur de crête de la tension d'essai à fréquence industrielle puisque  $q$  est inférieur à 1,0, compte tenu de la division de tension entre le transformateur et la charge inductive.

## A2 Exemples numériques

### A2.1 Exemple A Installation de catégorie 1

Transformateur	145 kV étoile/12 kV triangle	
Tension de tenue aux chocs de foudre	côté 145 kV	= 550 kV
Tension d'essai au choc	côté 12 kV	= 60 kV (d'après la liste 1 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI)
Tension d'essai à fréquence industrielle	côté 12 kV	= 28 kV
Parafoudre côté haute tension du transformateur:		
tension nominale		= 120 kV
tension d'amorçage sur front d'onde		= 463 kV
tension d'amorçage au choc 1,2/50 et tension résiduelle		= 400 kV

#### a) Surtension de foudre sur une phase

Pointe de tension initiale lorsque le transformateur n'est pas relié à la charge:

$$U_{2s} = spU_p = 0,4 \times 1,15 \times 463 = 213 \text{ kV}$$

Le rapport entre la tension d'essai au choc et la surtension en service étant pris égal à 1,25, pour que cette surtension ne dépasse pas  $\frac{60}{1,25} = 48 \text{ kV}$ , la capacité des câbles de connexion au transformateur devra atteindre  $C_s$  telle que:

$$\frac{C_t}{C_t + C_s} \leq \frac{48}{213} = 0,23$$

soit  $C_s \geq 3,44 C_t$

Le constructeur du transformateur indiquant pour  $C_t$  une valeur  $C_t = 10^8 \text{ F}$ , la capacité par phase du câble devra être au minimum égale à  $3,42 \times 10^8 \text{ F}$ .

Si la charge est reliée, la pointe de tension sur le côté basse tension sera réduite.

La surtension transmise par voie inductive sera:

$$\begin{aligned} U_2 &= pqrU_1/N \\ &= \frac{1,15 \times 1,3 \times 0,577 \times 400}{12,1} = 28 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\text{avec } N = \frac{145}{12} = 12,1$$

The value of  $U_2$  should be compared with the peak values of the appropriate power-frequency test-voltages of Table I or Table II of IEC Publication 71-1. It may be found necessary to reduce the value of the lightning or switching surge on the higher-voltage side of the transformer. Adding extra capacitance to the lower-voltage side has little effect upon the amplitude of the inductively-transferred voltage, but it may be desirable to consider the addition of surge arresters.

Numerical examples are to be found in Clause A2.

*Note* — When the circuit is switched off on the higher-voltage side of a transformer which may be loaded on the lower-voltage side by reactors or any other inductive load, then dangerous overvoltages may be attained under the most unfavourable conditions of operation but, in general,  $U_2$  does not exceed the peak value of the power-frequency test voltage since  $q$  is less than 1.0 on account of voltage division between the transformer and the load inductance.

## A2 Numerical examples

### A2.1 Example A Category 1 installation

Transformer	145 kV star/12 kV delta	
Lightning impulse withstand voltage	145 kV side	= 550 kV
Impulse test voltage	12 kV side	= 60 kV (assuming list 1 of Table I of IEC Publication 71-1)
Power-frequency test voltage	12 kV side	= 28 kV
Surge arrester on higher-voltage side of the transformer		
rated voltage		= 120 kV
front-of-wave sparkover voltage		= 463 kV
1.2/50 impulse sparkover and residual voltage		= 400 kV

#### a) Lightning surge on one phase

Initial voltage "spike" for transformer disconnected from load:

$$U_{2s} = spU_p = 0.4 \times 1.15 \times 463 = 213 \text{ kV}$$

Assuming a ratio of 1.25 between the impulse test voltage and the service overvoltage, i.e. for a value not exceeding  $\frac{60}{1.25} = 48 \text{ kV}$ , the cable connections from the transformer would have a capacitance of not less than  $C_s$  such that:

$$\frac{C_t}{C_t + C_s} \leq \frac{48}{213} = 0.23$$

hence  $C_s \geq 3.44 C_t$

Having obtained from the transformer manufacturer a value of  $C_t = 10^{-8} \text{ F}$ , the cable capacitance per phase should be at least  $3.42 \times 10^{-8} \text{ F}$ .

If the load is connected, then this will reduce further the peak voltage on the lower-voltage side.

Due to inductive transference:

$$\begin{aligned} U_2 &= pqrU_1/N \\ &= \frac{1.15 \times 1.3 \times 0.577 \times 400}{12.1} = 28 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\text{where } N = \frac{145}{12} = 12.1$$

Le rapport de 28 kV à la valeur de crête de la tension d'essai  $28\sqrt{2} = 39,6$  kV est de 1,4, de sorte que l'isolement donné par la liste 1 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI est satisfaisant

b) *Surtensions de manœuvre de polarités opposées sur deux phases*

En admettant que la valeur de la surtension de manœuvre sur les deux phases soit de  $2,5 p u$  et que  $p = 1,0$ ,  $q = 1,8$  et  $r = \frac{2}{\sqrt{3}} = 1,15$ , on a :

$$U_2 = \frac{1,0 \times 1,8 \times 1,15 \times 145 \times \sqrt{2} \times 2,5}{\sqrt{3} \times 12,1} = 50 \text{ kV}$$

Dans ce cas, la crête de tension est supérieure à la valeur de crête de la tension d'essai (39,6 kV) du tableau I (Publication 71-1 de la CEI). Pour pallier ce fait on peut soit utiliser l'isolement de la liste 2 du tableau I (Publication 71-1 de la CEI) (c'est-à-dire dont les tensions d'essais sont de 75 kV de tenue aux chocs de foudre et 28 kV à fréquence industrielle (valeur efficace), soit 39,6 kV en valeur de crête), soit limiter les surtensions de manœuvre entre phases sur le réseau de transport à haute tension, et pour cela choisir un parafoudre de niveau de protection plus faible pour le côté haute tension du transformateur ou bien envisager le montage d'un parafoudre sur le côté basse tension du transformateur

A2.2 *Exemple B Installation de catégorie 2*

Transformateur d'alternateur	300 kV étoile/24 kV triangle	
Tension de tenue aux chocs de foudre	côté 300 kV	= 1 050 kV
Tension d'essai à fréquence industrielle	côté 24 kV	= 50 kV
Tension d'essai au choc	côté 24 kV	= 125 kV (d'après la liste 2 du tableau I de la Publication 71-1 de la CEI)
Parafoudre côté haute tension du transformateur:		
tension nominale		= 240 kV
tension d'amorçage sur front d'onde		= 900 kV
tension d'amorçage au choc 1,2/50 et tension résiduelle		= 785 kV

a) *Surtensions de foudre sur une phase*

Pointe de tension initiale sur le transformateur non relié au réseau 24 kV :

$$U_{2s} = spU_p = 0,2 \times 1,15 \times 900 = 207 \text{ kV (maximum)}$$

(la valeur de  $s$  est indiquée par le constructeur du transformateur)

Cette valeur serait évidemment trop grande pour l'isolation côté basse tension

Le rapport entre tension d'essai au choc et surtension en service étant supposé égal à 1,25, pour que cette surtension ne dépasse pas  $125/1,25 = 100$  kV, il faut une capacité supplémentaire telle que :

$$\frac{C_t}{C_t + C_s} \leq \frac{100}{207} = 0,48$$

soit  $C_s \geq 1,07 C_t$

Expression dans laquelle la valeur de  $C_t$  est celle qu'indique le constructeur du transformateur pour une raideur d'onde  $S = 1\,200$  kV/ $\mu$ s (voir la Publication 99 1 de la CEI)

Les autres moyens indiqués à la présente annexe pour réduire la pointe capacitive (utilisation de parafoudres) peuvent également être pris en considération

28 kV gives a ratio of 1.4 with the 39.6 kV peak test voltage ( $28\sqrt{2}$ ) so that the insulation to list 1 of Table I of IEC Publication 71-1 is satisfactory

b) *Switching surges of opposite polarities on two phases*

Assuming a p.u. switching overvoltage on two phases of 2.5, and  $p = 1.0$ ,  $q = 1.8$  and  $r = \frac{2}{\sqrt{3}} = 1.15$ , then

$$U_2 = \frac{1.0 \times 1.8 \times 1.15 \times 145 \times \sqrt{2} \times 2.5}{\sqrt{3} \times 12.1} = 50 \text{ kV}$$

In this case, the voltage peak exceeds the peak of the test voltage (39.6 kV) of Table I (IEC Publication 71-1). To allow for this, either insulation of list 2 of Table I (IEC Publication 71-1) should be used (i.e. having test voltages of 75 kV lightning impulse withstand and 28 kV power frequency (r.m.s.) or 39.6 kV peak), or switching surges between phases on the higher-voltage transmission system should be limited, in which case a surge arrester may be selected on the higher-voltage side of the transformer having a lower protective level or alternatively consideration may be given to fitting a surge arrester on the lower-voltage side of the transformer.

A2.2 *Example B Category 2 installation*

Delta generator transformer	300 kV star/24 kV	
Lightning impulse withstand voltage	300 kV side	= 1 050 kV
Power-frequency test voltage	24 kV side	= 50 kV
Impulse test voltage	24 kV side	= 125 kV (assuming list 2 of Table I of IEC Publication 71-1)
Surge arrester on higher-voltage side of transformer:		
rated voltage		= 240 kV
front-of-wave sparkover voltage		= 900 kV
1/2/50 impulse sparkover and residual voltage		= 785 kV

a) *Lightning surges on one phase*

Initial voltage “spike” for transformer disconnected from 24 kV system:

$$U_{2s} = spU_p = 0.2 \times 1.15 \times 900 = 207 \text{ kV (maximum)}$$

(the value for  $s$  having been obtained from the transformer manufacturer)

This value would obviously be too great for insulation on the lower-voltage side

Assuming a ratio of 1.25 between the impulse test voltage and the service overvoltage, i.e. a value not exceeding  $125/1.25 = 100$  kV, would require the addition of external capacitance. In this case:

$$\frac{C_t}{C_t + C_s} \leq \frac{100}{207} = 0.48$$

hence  $C_s \geq 1.07 C_t$

The value of  $C_t$  is obtained from the transformer manufacturer for a wave steepness  $S = 1.200 \text{ kV}/\mu\text{s}$  (see IEC Publication 99-1)

The other methods listed in this Appendix for reducing the capacitive peak (use of surge arresters) may also be considered

La surtension transmise par voie inductive est:

$$\begin{aligned} U_2 &= pqrU_1/N \\ &= \frac{1,15 \times 1,0 \times 0,577 \times 785}{12,5} = 41 \text{ kV} \end{aligned}$$

41 kV est inférieur à la valeur de crête de la tension d'essai  $50\sqrt{2} = 70,7$  kV Le rapport de ces deux valeurs étant de 1,7, on peut estimer qu'il est suffisant

b) *Surtensions de manœuvre de polarités opposées sur deux phases*

En admettant que la surtension de manœuvre en p u sur deux phases est égale à 2, on a pour la transmission inductive:

$$\begin{aligned} U_2 &= \frac{1,0 \times 1,0 \times 1,15 \times 300 \times \sqrt{2} \times 2}{12,5 \times \sqrt{3}} \\ &= 45 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\text{où: } p = 1,0, q = 1,0 \text{ et } r = \frac{2}{\sqrt{3}} = 1,15$$

Ce résultat diffère peu de la surtension de foudre transmise par voie inductive trouvée ci-dessus (41 kV)

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 60077-2:1976

The overvoltage due to inductive transference is:

$$\begin{aligned} U_2 &= pqrU_1/N \\ &= \frac{1.15 \times 1.0 \times 0.577 \times 785}{12.5} = 41 \text{ kV} \end{aligned}$$

41 kV is less than the 70.7 kV ( $50 \sqrt{2}$ ) peak tests voltage, and this gives a ratio of 1.7, which can be considered adequate

b) *Switching surges of opposite polarities on two phases*

Assuming a p.u. switching overvoltage on two phases of 2, then the inductive transference is:

$$\begin{aligned} U_2 &= \frac{1.0 \times 1.0 \times 1.15 \times 300 \times \sqrt{2} \times 2}{12.5 \times \sqrt{3}} \\ &= 45 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\text{where: } p = 1.0, q = 1.0 \text{ and } r = \frac{2}{\sqrt{3}} = 1.15$$

45 kV is about equal to the inductive transference of lightning surge (41 kV)

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 60077-2:1976

## ANNEXE B

### VALIDITÉ DES ESSAIS DES ARTICLES 52, 53 ET 54 DE LA PUBLICATION 71-1 DE LA CEI

#### B1 Limites de confiance de l'essai

Les essais ne peuvent donner que des estimations plus ou moins précises des vraies valeurs de la tenue du matériel

On peut améliorer la précision en multipliant les essais. Mais on doit toutefois se limiter dans cette voie pour des raisons de coût, parce que la précision croît moins vite que le nombre d'essais et à cause des détériorations possibles du matériel. C'est pour ces raisons que la Publication 71-1 de la CEI, aux articles 52, 53 et 54, prescrit trois différentes méthodes d'essais, en fonction du type de matériel

Au point a) de l'article 52, qui traite de l'essai de décharge disruptive à 50%, la note précise qu'« il existe plusieurs méthodes possibles, et l'une quelconque peut être utilisée à condition que la précision obtenue soit meilleure qu'un demi-écart type avec un degré de confiance de 95% ». On peut dire qu'on a 95 chances sur 100 d'avoir raison en affirmant que la tension disruptive à 50% du matériel au moment de l'essai se trouve comprise entre les limites données par la valeur estimée grâce à l'essai, augmentée ou diminuée d'un demi-écart type

Une méthode qui satisfait à cette exigence est la méthode d'essais par montées et descentes avec 30 chocs

La précision de l'essai de tenue avec 15 chocs est considérablement moindre. Les limites de confiance à 95% pour la probabilité de décharge, sont dans cet essai :

pour 0 décharge	approximativement 0	à 0,213
pour 1 décharge	approximativement 0	à 0,32
pour 2 décharges	approximativement 0,015	à 0,40
pour 3 décharges	approximativement 0,045	à 0,48
pour 4 décharges	approximativement 0,08	à 0,54
pour 5 décharges	approximativement 0,12	à 0,61

On voit que pour un intervalle de confiance de 95%, un essai avec seulement 15 chocs ne permet pas de conclure que la probabilité de décharge est inférieure à 0,10 ou que la probabilité de tenue est supérieure à 0,90, même pour 0 décharge. Quand le nombre de décharges dépasse 4, l'essai est significatif de l'hypothèse que la probabilité de tenue est inférieure à 0,90

#### B2 Examen des différentes méthodes d'essais

Etant admis que la précision des essais ne comportant qu'un petit nombre de chocs est limitée, on va maintenant traiter de la validité de différentes méthodes d'essais disruptifs et du compromis entre le risque du constructeur et celui du client étant entendu qu'il est pratiquement nécessaire de se limiter à un petit nombre de chocs et, pour le constructeur, de prévoir ses fabrications pour réduire à une valeur acceptable le risque de défaillance aux essais

Pour simplifier, on a supposé, dans cette annexe, que la probabilité de décharge  $P_t(U)$  sur différents appareils d'une population donnée (même type de matériel soumis à essai de choc) suit une loi de Gauss avec un écart type constant  $\sigma_t$ , le même pour tous les appareils. Dans ce cas, un seul paramètre ( $K$  donné en p u de  $\sigma_t$  — voir la figure 15, page 122) suffit à déterminer l'écart de la tenue de l'isolement d'un appareil « i » à l'instant  $t$ , ( $U_{t,90}$ ) par rapport à la valeur spécifiée ( $U_{RW}$ )

La tension de tenue 90% d'appareils appartenant à une population varie de l'un à l'autre. La figure 16, page 123, montre comment cela peut s'exprimer statistiquement en termes de  $K$ . La valeur de  $\sigma_p$  est très faible pour les types de matériels (par exemple les sectionneurs) assimilables à des structures dont l'isolation est essentiellement de l'air, puisque les tolérances dimensionnelles sont toujours très faibles

Pour que les essais soient répétitifs, les conditions d'ambiance et d'isolation doivent être maintenues aussi constantes que possible au cours des essais (sinon il faut appliquer des facteurs de correction) et des techniques d'essais normalisées doivent être adoptées. On peut, par conséquent, escompter qu'en principe la probabilité de décharge

## APPENDIX B

### VALIDITY OF THE TESTS IN CLAUSES 52, 53 AND 54 OF IEC PUBLICATION 71-1

#### B1 Confidence limits of the test

Tests can provide only estimates of varying accuracy of the true values of the withstand strength of equipment

An increase in accuracy can be obtained by an increase in the extent of the test. The extent of tests must however be limited for reasons of cost, the diminishing return of gain in the accuracy and possible destructive effects on the equipment. For these reasons, IEC Publication 71-1 prescribes three different test methods in Clauses 52, 53 and 54 according to the type of equipment.

In Item *a*) of Clause 52 dealing with the 50% disruptive discharge test, the note states that “There are a number of procedures available, and any of these may be used providing that the accuracy of the determination is within one-half of the standard deviation with a confidence level of 95%.” It can be said that there should be a 95% probability that the 50% discharge voltage of the equipment at the time of the test is within the boundaries given by the value estimated from the test, plus or minus one-half of the standard deviation.

A test procedure fulfilling this requirement is the “up and down” test with 30 impulses.

The accuracy of the 15 impulses withstand test is considerably less. The 95% confidence limits for the probability of discharge in this test are:

for 0 discharge	approximately 0	to 0.213
for 1 discharge	approximately 0	to 0.32
for 2 discharges	approximately 0.015	to 0.40
for 3 discharges	approximately 0.045	to 0.48
for 4 discharges	approximately 0.08	to 0.54
for 5 discharges	approximately 0.12	to 0.61

Based on 95% confidence limits, it can be seen that from a test with 15 impulses only it is not possible to conclude that the discharge probability is less than 0.10, or that the probability of withstand is higher than 0.90, even for 0 discharge. When the number of discharges exceeds 4, the test is significant to prove the hypothesis that the probability of withstand is less than 0.90.

#### B2 Examination of different methods of test

Accepting the above basic limitations of tests with a small number of impulses, the following examines the validity of different methods of discharge testing and the balance between the risk to the manufacturer and the customer, bearing in mind the practical necessity for a limited number of impulses and, for the manufacturer, to design his products to have an economically acceptable risk of failure on tests.

For the sake of simplicity, it is assumed in this appendix that the discharge probability  $P_t(U)$  of the different pieces of equipment in a given population (same type of equipment on which an impulse test is to be carried out) follows a Gaussian law with a constant standard deviation  $\sigma_t$  equal for all the pieces of equipment. In this case, one parameter only,  $K$  given in p.u. of  $\sigma_t$ —see Figure 15, page 122) is sufficient to determine the deviation of the insulation strength of one piece of equipment “*i*” at the time  $t$  ( $U_{t,90}$ ) from the specified value ( $U_{RW}$ ).

The 90% withstand strength of a piece of equipment in a population varies from one specimen to another. Figure 16, page 123, shows how this can be described statistically in terms of  $K$ . The value of  $\sigma_p$  is very small for those types of equipment (e.g. disconnectors) which may be considered essentially as insulating structures, since tolerances in dimensions are always very small.

To ensure the repeatability of tests, ambient and insulation conditions should be kept as constant as possible during tests (or correction factors should be used) and standardized testing techniques should be adopted. In principle, therefore, the discharge probability of a given piece of insulation under test conditions should not be expected

d'un appareil donné dans les conditions d'essai ne varie pas. En d'autres termes, la courbe  $P_t^1(U)$  (voir la figure 15) doit être la même pour différents essais d'appareils de même type.

Cependant, la valeur de la tension de tenue 90% de l'isolation peut différer de la valeur moyenne tirée de plusieurs essais effectués, avec les mêmes méthodes dans le même laboratoire à des époques différentes, ou dans différents laboratoires, à cause des différences dans les conditions d'ambiance et d'isolation, ou dans les circuits d'essais. La figure 16b, page 123, montre comment l'imprécision des laboratoires peut être décrite statistiquement, si l'on considère la valeur moyenne de tenue de l'isolation d'un spécimen comme « la valeur vraie ».

Admettant que les distributions des figures 16a et 16b, page 123, sont gaussiennes, avec des écarts types connus, et que la valeur visée pour  $U_D$  a été choisie par le constructeur, on peut calculer la densité de probabilité de l'écart de la tension de tenue 90% dans une population d'appareils (voir la figure 16c, page 123).

Un essai idéal devrait écarter un matériel possédant au moment de l'essai, soit une tension de tenue inférieure à celle spécifiée pour satisfaire à l'essai, soit une tension d'amorçage supérieure à celle spécifiée.

Une isolation autorégénératrice ayant, à la tension de tenue nominale aux chocs appliquée pendant l'essai, une probabilité de tenue égale ou supérieure à la probabilité de référence (90%) devrait avoir une probabilité de satisfaire à l'essai égale à 1, tandis qu'une isolation ayant une probabilité de tenue inférieure à la probabilité de référence ne devrait avoir aucune chance de satisfaire à l'essai.

La probabilité de satisfaire à un essai idéal, c'est-à-dire dont la sélectivité serait parfaite, pour un appareil dont la tenue, pendant l'essai, diffère de  $K\sigma_t$  de la valeur spécifiée, est représentée à la figure 17, page 124, en fonction de  $K$  par la courbe en trait plein.

Mais les essais réels diffèrent de l'essai idéal et conduisent à des courbes telles que celles représentées en pointillés dans le plan ( $Q, K$ ).

La figure 17 montre les courbes correspondant aux essais des articles 52, 53 et 54 de la Publication 71-1 de la CEI et à l'essai du point d) du paragraphe 27 de la quatrième édition de la Publication 71 de la CEI<sup>1</sup>. En ce qui concerne l'essai de l'article 52, on a considéré un essai effectué suivant la méthode par montées et descentes avec 30 chocs.

La densité de probabilité de l'écart de la tenue mesurée (figure 16c) d'une population donnée est représentée à la figure 18, page 125, par la courbe 1. En faisant intervenir la probabilité de réussir la procédure d'essai retenue en fonction de  $K$ , ainsi que les dispersions entre les laboratoires, on obtient la courbe 2<sup>2</sup>.

Le demi-plan d'ordonnées positives de la figure 18 se trouve ainsi divisé en plusieurs régions dont les aires ont les significations suivantes:

- 1) L'aire ( $B + C$ ) située à gauche de l'axe des ordonnées, comprise entre la courbe 1 et les deux demi-axes de coordonnées, est égale à la proportion<sup>2</sup> d'appareils de la population présentant une probabilité de tenue inférieure à 90% (échec à l'essai idéal).
- 2) L'aire ( $A + D$ ) située à droite de l'axe des ordonnées, comprise entre la courbe 1 et les deux demi-axes de coordonnées, est égale à la proportion d'appareils de la population présentant une probabilité de tenue égale ou supérieure à 90% (succès à l'essai idéal).

*Note* — La somme de ces deux aires, soit  $A + B + C + D$ , est égale à l'unité.

- 3) L'aire  $C$  est égale à la proportion d'appareils de la population qui tout en ayant une probabilité de tenue inférieure à 90% satisfont à l'essai réel, c'est par conséquent le risque du client  $R_0$ .

<sup>1</sup> Ce dernier essai est défini de la façon suivante: on applique une série de cinq chocs. Si aucun amorçage ne se produit, l'appareil est réputé bon. Si deux amorçages se produisent, l'appareil est réputé mauvais. Si un seul amorçage se produit, on applique dix nouveaux chocs. Si, au cours de cette nouvelle série, aucun amorçage ne se produit, l'appareil est réputé bon. S'il se produit un amorçage, l'appareil est réputé mauvais.

<sup>2</sup> Dans le cas où l'on aurait  $\sigma_1 = 0$ , la combinaison se réduirait à la multiplication des ordonnées.

<sup>3</sup> Une formulation rigoureuse introduirait ici la probabilité qu'un appareil de la population ait une probabilité de tenue inférieure à 90%.

to change. In other words, the curve  $P_t^i(U)$  (see Figure 15) should be the same for different tests of pieces of equipment of the same type

However, the value of the 90% withstand strength of insulation may show variations from the average value derived from several tests carried out by the same methods in the same laboratory at different times or in different laboratories, due to differences in the ambient and insulation conditions, or in the test circuits. Figure 16*b*, page 123, shows how laboratory inaccuracy can be described statistically considering the average value of the insulation strength of one specimen as the “true value”

Assuming that the distributions of Figures 16*a* and 16*b*, page 123, are Gaussian with known standard deviations and that the design value of  $U_D$  has been chosen by the manufacturer, the probability density of the deviation of the measured 90% withstand strength of the population of a piece of equipment can be calculated (see Figure 16*c*, page 123)

An ideal test should be such as to prevent equipment having, at the time of the test, either an insulation withstand lower than that specified to pass the test or a discharge voltage higher than that specified

Self-restoring insulation having, at the rated impulse withstand voltage applied during the test, a probability of withstand equal to, or higher than, the reference probability (90%) should have a probability of passing the test equal to 1, while insulation having a probability of withstand lower than the reference probability should have no chance of passing the test

The probability of passing an ideal test, i.e. for which the selectivity would be perfect for an apparatus whose withstand during the test differs by  $K\sigma_t$  from the specified value, is represented in Figure 17, page 124, as a function of  $K$  by the solid line

Actual tests, however, depart from the ideal test and follow in the  $(Q, K)$  plane curves similar to the dashed line

Figure 17 shows the curves for the tests proposed in Clauses 52, 53 and 54 of IEC Publication 71-1 and for the test recommended in Item *d*) of Clause 27 of IEC Publication 71 (fourth edition)<sup>1</sup> As far as the test of Clause 52 is concerned, an “up and down” test based on 30 impulses was taken into consideration

The probability density of the deviation of the measured withstand strength (Figure 16*c*) of a given population is represented in Figure 18, page 125, by curve 1. By taking into account the probability of passing a given test procedure as a function of  $K$ , along with the deviations between laboratories, curve 2 is obtained<sup>2</sup>

The half-plane of positive ordinates of Figure 18 is thus divided into several sections for which the areas have the following significance:

- 1) Area  $(B + C)$  located to the left of the axis of the ordinates included between curve 1 and the two half-axes of co-ordinates, is equal to the proportion<sup>3</sup> of equipment of the population presenting a withstand probability lower than 90% (failure during the ideal test)
- 2) Area  $(A + D)$  located to the right of the axis of the ordinates, included between curve 1 and the two half-axes of co-ordinates, is equal to the proportion of equipment of the population presenting a withstand probability equal to or greater than 90% (successful ideal test)

*Note* — The sum of these two areas, or  $A + B + C + D$ , is equal to unity

- 3) Area  $C$  is equal to the proportion of equipment of the population which, although presenting a withstand probability lower than 90%, is satisfactory under actual testing, consequently, it is the customer's risk  $R_c$

<sup>1</sup> This latter test is defined as follows: a series of five impulses is applied. If no discharge occurs, the equipment is considered good. If two discharges occur, the equipment is considered bad. If a single discharge occurs, ten new impulses are applied. During this new attempt, if no discharge occurs, the equipment is considered good. If one discharge occurs, the equipment is considered bad

<sup>2</sup> In the case where  $\sigma_1 = 0$ , the combination would be reduced to the multiplication of the ordinates

<sup>3</sup> A rigorous formulation would introduce here the probability that an apparatus of the population would have a withstand probability lower than 90%

- 4) L'aire  $B$  est égale à la proportion d'appareils de la population qui présentent une probabilité de tenue inférieure à 90% et qui ne satisfont pas à l'essai réel
- 5) L'aire  $D$  représente la proportion d'appareils de la population qui ont une probabilité de tenue égale ou supérieure à 90% et qui satisfont à l'essai réel
- 6) L'aire  $A$  représente la proportion d'appareils de la population qui ont une probabilité de tenue égale ou supérieure à 90% et qui néanmoins ne satisfont pas à l'essai réel, c'est par conséquent le risque du constructeur  $R_m$

La somme des aires  $A + B$  est égale à la proportion d'appareils de la population qui ne satisfont pas à l'essai réel, quelle que soit leur probabilité de tenue. Généralement, le constructeur conçoit l'isolation  $W$  de son produit de façon à minimiser la somme des aires  $A + B$ , qui peut également s'interpréter comme la probabilité  $P_f$  d'échouer à l'essai réel.

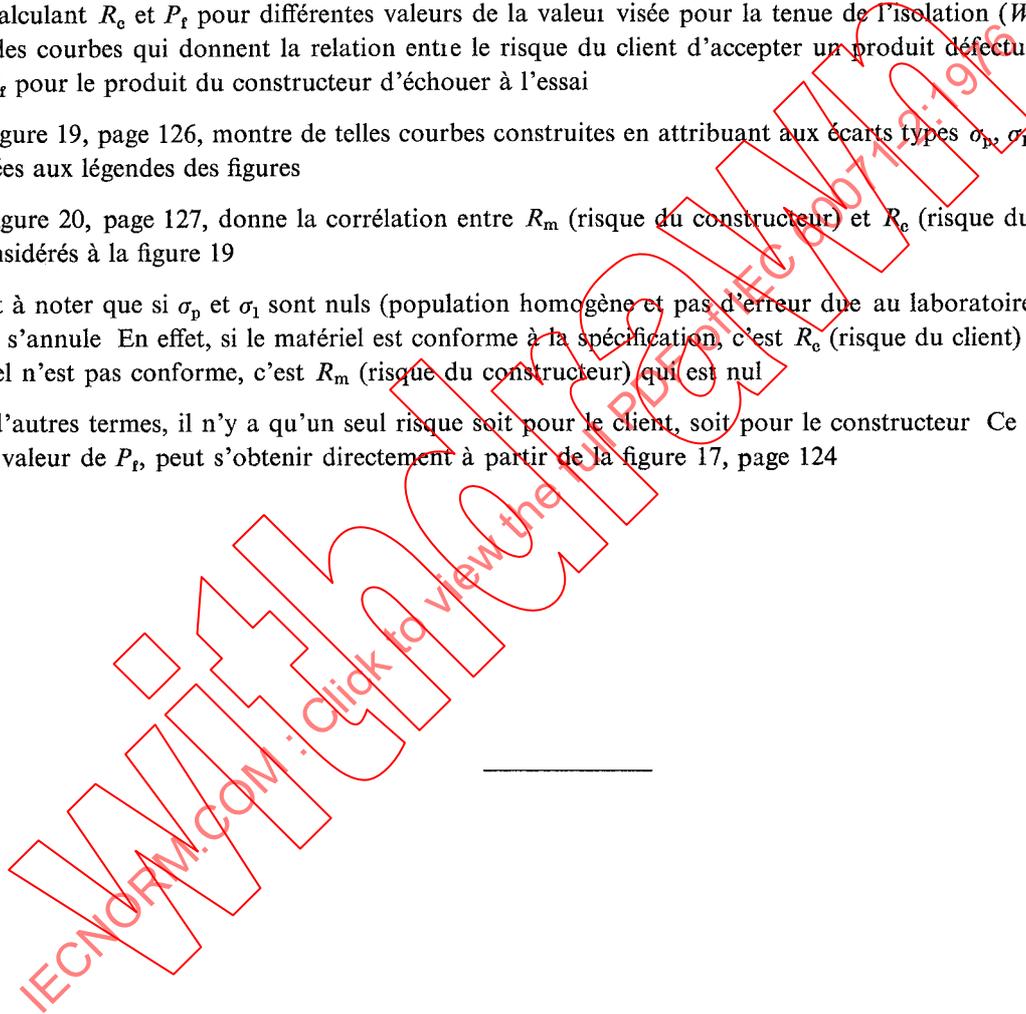
En calculant  $R_c$  et  $P_f$  pour différentes valeurs de la valeur visée pour la tenue de l'isolation ( $W$ ) on peut construire des courbes qui donnent la relation entre le risque du client d'accepter un produit défectueux et la probabilité  $P_f$  pour le produit du constructeur d'échouer à l'essai.

La figure 19, page 126, montre de telles courbes construites en attribuant aux écarts types  $\sigma_p$ ,  $\sigma_1$  et  $\sigma_t$  les valeurs indiquées aux légendes des figures.

La figure 20, page 127, donne la corrélation entre  $R_m$  (risque du constructeur) et  $R_c$  (risque du client) dans les cas considérés à la figure 19.

Il est à noter que si  $\sigma_p$  et  $\sigma_1$  sont nuls (population homogène et pas d'erreur due au laboratoire), l'un des deux risques s'annule. En effet, si le matériel est conforme à la spécification, c'est  $R_c$  (risque du client) qui est nul, si le matériel n'est pas conforme, c'est  $R_m$  (risque du constructeur) qui est nul.

En d'autres termes, il n'y a qu'un seul risque soit pour le client, soit pour le constructeur. Ce risque, de même que la valeur de  $P_f$ , peut s'obtenir directement à partir de la figure 17, page 124.



- 4) Area  $B$  is equal to the proportion of equipment of the population which presents a withstand probability lower than 90% and which is not satisfactory under actual testing
- 5) Area  $D$  represents the proportion of equipment of the population which has a withstand probability equal to or greater than 90% and which is satisfactory under actual testing
- 6) Area  $A$  represents the proportion of equipment of the population which has a withstand probability equal to or greater than 90% and which none the less is not satisfactory under actual testing, consequently, it is the manufacturer's risk  $R_m$

The sum of areas  $A + B$  is equal to the proportion of equipment of the population which does not prove satisfactory under actual testing, regardless of its withstand probability. As a rule, the manufacturer designs the insulation  $W$  of his product in such a way as to minimize the sum of areas  $A + B$ , which can also be interpreted as the probability  $P_f$  of failure under actual testing.

By repeated calculation of  $R_c$  and  $P_f$  for different values of the intended value of the insulation strength ( $W$ ), curves can be constructed which show the relation between the risk of the customer of accepting a deficient product and the manufacturer's probability  $P_f$  of his product failing the test.

Figure 19, page 126, shows such curves on the assumption that standard deviations  $\sigma_p$ ,  $\sigma_1$  and  $\sigma_t$  are those stated in the legends of the figures.

Figure 20, page 127, gives the correlation between  $R_m$  (manufacturer's risk) and  $R_c$  (customer's risk) for the cases considered in Figure 19.

It should be noted that if  $\sigma_p$  and  $\sigma_1$  are equal to zero (homogeneous population and no laboratory inaccuracy), one of the two risks is annulled. In fact, if the equipment conforms to the specifications, it is  $R_c$  (customer's risk) which is equal to zero, if the equipment does not conform, it is  $R_m$  (manufacturer's risk) which is equal to zero.

In other words, there is only one risk either for the customer or for the manufacturer. This risk, as well as the value of  $P_f$ , can be obtained directly from Figure 17, page 124.

IECNORM.COM: Click to view the full PDF file  
www.IECNORM.COM

## ANNEXE C

### ÉVALUATION STATISTIQUE DE LA PROTECTION RÉALISÉE PAR ÉCLATEURS

Pour une forme d'onde donnée des chocs appliqués, appelons:

- $P_i(U)$  et  $P_p(U)$  les probabilités de décharge, respectivement de l'isolation et de l'éclateur, en fonction de la valeur de crête  $U$  de la surtension<sup>1</sup>;
- $P_{ip}(U)$  la probabilité que l'isolation amorce avant l'éclateur de protection, en fonction de la valeur de crête  $U$  de la surtension

Les probabilités de décharge de l'isolation  $P_i^*(U)$  et de l'éclateur  $P_p^*(U)$  connectés en parallèle sont données par les expressions:

$$P_i^*(U) = P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] + P_i(U) P_p(U) P_{ip}(U) \quad (11)$$

$$P_p^*(U) = P_p(U) \left[ 1 - P_i(U) \right] + P_p(U) P_i(U) \left[ 1 - P_{ip}(U) \right] \quad (12)$$

Notes 1 — Si l'on suppose que les retards à l'amorçage de l'isolation et de l'éclateur suivent une loi de Gauss, quelle que soit la valeur de crête  $U$  de l'onde appliquée, la probabilité  $P_{ip}(U)$  est donnée par la formule:

$$P_{ip}(U) = \frac{1}{2} - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{T_{ip}(U)} \exp\left(-\frac{t^2}{2}\right) dt \quad (13)$$

où:

$$T_{ip}(U) = \frac{T_i(U) - T_p(U)}{\sqrt{\sigma_{ti}^2(U) + \sigma_{tp}^2(U)}}$$

$T_p(U)$  = valeur 50% du retard à l'amorçage de l'éclateur en fonction de la valeur de crête  $U$  de l'onde appliquée

$T_i(U)$  = valeur 50% du retard à l'amorçage de l'isolation en fonction de la valeur de crête  $U$  de l'onde appliquée

$\sigma_{tp}(U)$  = écart type du retard à l'amorçage de l'éclateur en fonction de la valeur de crête  $U$  de l'onde appliquée

$\sigma_{ti}(U)$  = écart type du retard à l'amorçage de l'isolation en fonction de la valeur de crête  $U$  de l'onde appliquée

2 — Pour écrire les équations (11) et (12), on a admis que l'isolation et l'éclateur ne peuvent amorcer simultanément

Si, pour une combinaison particulière de l'isolation à protéger et d'un éclateur, il y a une probabilité négligeable que le retard à l'amorçage du matériel soit plus faible que le retard à l'amorçage de l'éclateur dans tout le domaine  $0 < U < U_{\max}$ , alors  $P_{ip}(U)$  devient nul et la formule (11) s'écrit:

$$P_i^*(U) = P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] \quad (14)$$

Dans le cas de combinaisons d'isolation et d'éclateurs de protection jouissant de cette propriété, on considérera que les propriétés de l'éclateur de protection sont « idéales »

En utilisant la formule (7), le risque de défaut sur une isolation protégée peut être évalué au moyen de la formule suivante:

$$R_i^* = \int_0^{U_{\max}} P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] f_o(U) dU + \int_0^{U_{\max}} P_i(U) P_p(U) P_{ip}(U) f_o(U) dU \quad (15)$$

Dans les conditions de validité de la formule (14), on peut exprimer le risque de défaut par la formule:

$$R_i^* = \int_0^{U_{\max}} P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] f_o(U) dU \quad (16)$$

<sup>1</sup> Les formules utilisées ici sont valables, plus généralement, pour deux parties isolantes en parallèle

## APPENDIX C

### STATISTICAL EVALUATION OF THE PROTECTIVE EFFECT OF SPARK GAPS

For a given waveshape of the applied impulses, let us call:

- $P_i(U)$  and  $P_p(U)$  the disruptive discharge probabilities of the insulation and of the spark gap as a function of the crest value  $U$  of the impulse<sup>1</sup>,
- $P_{ip}(U)$  the probability that the insulation may discharge before the protective gap sparkover, as a function of the crest value  $U$  of the impulse

The discharge probability curves of insulation  $P_i^*(U)$  and of the spark gap  $P_p^*(U)$  connected in parallel are expressed by:

$$P_i^*(U) = P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] + P_i(U) P_p(U) P_{ip}(U) \quad (11)$$

$$P_p^*(U) = P_p(U) \left[ 1 - P_i(U) \right] + P_p(U) P_i(U) \left[ 1 - P_{ip}(U) \right] \quad (12)$$

*Notes 1* — On the assumption that times-to-discharge of the insulation and of the spark gap follow a Gaussian law, whatever may be the crest value  $U$  of the applied impulse, the probability  $P_{ip}(U)$  is given by the formula:

$$P_{ip}(U) = \frac{1}{2} - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{T_{ip}(U)} \exp\left(-\frac{t^2}{2}\right) dt \quad (13)$$

where:

$$T_{ip}(U) = \frac{T_i(U) - T_p(U)}{\sqrt{\sigma_{ti}^2(U) + \sigma_{tp}^2(U)}}$$

$T_p(U)$  = 50% value of the time-to-sparkover of the spark gap, as a function of the crest value  $U$  of the applied impulse

$T_i(U)$  = 50% value of the time-to-discharge of the insulation, as a function of the crest value  $U$  of the applied impulse

$\sigma_{tp}(U)$  = standard deviation of the time-to-sparkover of the spark gap, as a function of the crest value  $U$  of the applied impulse

$\sigma_{ti}(U)$  = standard deviation of the time-to-discharge of the insulation, as a function of the crest value of applied impulse

2 — To write equations (11) and (12), it was assumed that the insulation and the spark gap cannot strike simultaneously

If, for a particular combination of the insulation to be protected and of the spark gap, there is a negligible probability that the time-to-discharge of equipment may be lower than the time-to-sparkover of the spark gap in the entire range  $0 < U < U_{\max}$ ,  $P_{ip}(U)$  becomes zero and formula (11) may be written:

$$P_i^*(U) = P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] \quad (14)$$

In the case of combinations of insulation and protective spark gaps behaving thus, we shall consider the behaviour of the protective spark gap as being "ideal"

By making use of formula (7), the risk of failure of a protected piece of insulation can be evaluated by means of the following formula:

$$R_i^* = \int_0^{U_{\max}} P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] f_0(U) dU + \int_0^{U_{\max}} P_i(U) P_p(U) P_{ip}(U) f_0(U) dU \quad (15)$$

Under the conditions of validity of formula (13), it is possible to express the fault risk by the formula:

$$R_i^* = \int_0^{U_{\max}} P_i(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] f_0(U) dU \quad (16)$$

<sup>1</sup> The formulae given here are generally valid for two pieces of insulation in parallel

Le rapport entre la tension d'amorçage 50% aux chocs de foudre à la tension d'amorçage 50% aux chocs de manœuvre d'un éclateur peut être choisi dans une marge assez large (1 à 1,5) en modifiant la configuration des électrodes. Il est donc possible de choisir la courbe de probabilité  $P_p(U)$  de décharge de l'éclateur aux chocs de manœuvre à peu près indépendamment de sa courbe de probabilité de décharge aux chocs de foudre.

La conception de l'éclateur en fonction des chocs de manœuvre doit être telle qu'elle permette un nombre moyen prévisible d'amorçages par an du fait de surtensions de manœuvre, égal à une valeur  $N_s$  telle que le comportement du réseau en cas de surtensions de manœuvre n'en soit pas rendu trop mauvais. Pour cela, il faut rendre très faible la probabilité d'amorçage de l'éclateur sous les surtensions de manœuvre dont la valeur atteint le niveau défini dans l'hypothèse que l'équipement est exploité comme prévu (voir l'article 25).

En conséquence, même si l'éclateur se comporte comme un dispositif de protection « idéal », il ne peut pas y avoir de protection par éclateur contre ces surtensions de manœuvre, et l'isolation doit être calculée pour supporter ce type de surtensions de manœuvre. Cela est évident si l'on se rappelle la formule (14) dans le cas d'un éclateur « idéal »

$$P_1^* = P_1(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] \simeq P_1(U) \quad (17)$$

En ce qui concerne les surtensions de manœuvre supérieures aux valeurs déduites de l'hypothèse d'un comportement correct des matériels, on peut admettre que la valeur des surtensions est telle qu'elle entraînera toujours un amorçage de l'éclateur. La formule (11) devient :

$$P_1^*(U) = P_1(U) P_{ip}(U) \quad (18)$$

et la formule (15)

$$R_1^* = \int_0^{U_{max}} P_1(U) P_{ip}(U) f_0(U) dU \quad (19)$$

La protection provient dans ce cas uniquement du terme  $P_{ip}(U)$ , c'est-à-dire de la relation entre le retard à l'amorçage de l'isolation et celui de l'éclateur. Il est alors nécessaire de rendre  $P_{ip}(U)$  aussi voisin que possible de 0 dans l'ensemble du domaine des tensions  $U$  à retenir.

La conception d'un éclateur en ce qui concerne les chocs de foudre doit être telle que le nombre moyen annuel prévu d'amorçages de l'éclateur sous surtensions de foudre soit limité à une valeur acceptable  $N_1$ .

Dans ce but, il est rappelé que dans de nombreux cas l'amorçage d'un éclateur ne provoque aucune diminution de la capacité de transport d'énergie du réseau.

Considérons, par exemple, un éclateur installé côté ligne d'un disjoncteur. Si une décharge de foudre provoque un amorçage de la ligne, un amorçage consécutif de l'éclateur est sans conséquence. D'autre part, si l'amplitude de la surtension n'atteint pas le niveau d'amorçage de la ligne au point touché par la foudre, elle ne provoquera que rarement l'amorçage de l'éclateur, même si le niveau de tenue de l'éclateur est inférieur à celui de la ligne. Cela résulte de la réduction de l'amplitude de l'onde arrivant au point d'installation de l'éclateur, du fait de l'atténuation durant la propagation de l'onde, et de la présence possible d'autres lignes et de parafoudres au poste lui-même.

Ainsi, dans certains cas, contrairement à ce qui peut se produire avec les surtensions de manœuvre, il est possible d'accepter des éclateurs dont la tension de décharge à 50% aux chocs de foudre soit très inférieure à celle qui serait obtenue en basant l'étude des appareils sur les surtensions de manœuvre et en utilisant les combinaisons des tensions de tenue nominales aux chocs données dans le tableau IV de la Publication 71-1 de la CEI.

Ainsi, il peut être conclu des formules (11) et (14) que l'éclateur peut offrir un degré limité de protection dans le cas des surtensions de foudre du même ordre que la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre des matériels.

En ce qui concerne les surtensions de foudre beaucoup plus élevées que la tension de tenue nominale aux chocs de foudre des matériels, l'amorçage des éclateurs aura lieu pratiquement à chaque fois. Dans ce cas, la formule (18) et le même raisonnement à propos de  $P_{ip}(U)$  déjà fait pour les surtensions de manœuvre sont applicables.

The ratio of the 50% lightning impulse sparkover voltage to the 50% switching impulse sparkover voltage of a spark gap can be chosen from a wide range (1-1.5) by changing the electrode configuration. It is therefore possible to select the discharge probability curve of the gap  $P_p(U)$  to switching impulse almost irrespective of the discharge probability curve to lightning impulses.

Design of a spark gap with a view to switching impulses will make the average expected number of flashovers of the spark gap per year, due to switching surges, equal to a value  $N_s$  such as not to make system performance under switching surges significantly worse. Therefore, the probability of sparkover of the spark gap when switching overvoltages reach the level evaluated on the assumption that equipment operates as designed (see Clause 25) must be made very low.

Consequently, even if the spark gap behaves like an "ideal" protective device, the spark gap will provide no protection against switching overvoltages and insulation must be designed to withstand this type of switching overvoltage. This is evident if we recall formula (14), (case of "ideal" spark gap)

$$P_1^* = P_1(U) \left[ 1 - P_p(U) \right] \simeq P_1(U) \quad (17)$$

As regards switching overvoltages exceeding the values based on the assumption of correct behaviour of equipment, we can assume that the overvoltage value is such that a gap sparkover will almost certainly be caused. Formula (1) then becomes:

$$P_1^*(U) = P_1(U) - P_{ip}(U) \quad (18)$$

and formula (15)

$$R_1^* = \int_0^{U_{\max}} (P_1(U) - P_{ip}(U)) f_o(U) dU \quad (19)$$

The protective effect is, in this case, due only to  $P_{ip}(U)$ , i.e. to the relationship between the time-to-discharge of the insulation and that of the spark gap. It is therefore necessary to make  $P_{ip}(U)$  as close as possible to zero over the entire range of interest of  $U$ .

Design of a spark gap with a view to lightning impulses will be such as to limit the average expected number of flashovers per year of the spark gap to lightning surges to an acceptable value  $N_1$ .

In this connection, it must be remembered that in many cases the sparkover of the spark gap does not lead to any supply interruption.

Let us consider the example of a spark gap installed on the line side of a circuit-breaker. If the lightning stroke causes the line to flashover, a coincidental sparkover of the spark gap is of no significance. On the other hand, if the overvoltage amplitude does not reach the sparkover level of the line at the point struck, it is unlikely to cause a sparkover of the spark gap, even if the spark gap withstand level is lower than that of the line. This is due to the reduction in surge amplitude at the point of installation of the spark gaps because of attenuation during wave propagation as well as the possible presence of other lines and surge arresters at the station.

Thus, in contrast to the case of switching surges, it is possible to accept in certain cases spark gaps with a 50% discharge voltage to lightning impulses lower than that obtained basing the design of the apparatus on switching surges and using the combinations of the rated impulse withstand voltages given in Table IV of IEC Publication 71-1.

Therefore, it can be concluded from formulae (11) and (14) that spark gaps may offer a limited degree of protection in the case of lightning overvoltages of the order of the rated switching impulse withstand voltage of the apparatus.

As regards lightning overvoltages much higher than the rated lightning impulse withstand voltage of the apparatus, gap sparkover will almost certainly be caused. In this case, formula (18) and the same considerations as regards  $P_{ip}(U)$  previously made in respect of switching surges apply.

Pour l'isolation dans l'air des matériels, la condition  $P_{ip}(U) \simeq 0$  peut être vérifiée à la fois pour les chocs de manœuvre et de foudre, en utilisant des éclateurs possédant un gradient critique à l'amorçage aux surtensions de manœuvre (kV/cm) élevé, c'est-à-dire des éclateurs dont l'intervalle d'air soit bien plus faible que les distances dans l'air de l'isolation des matériels; par exemple on peut utiliser des éclateurs ayant une configuration d'électrodes conducteur-pointe

Pour les isolations non autorégénératrices d'un matériel, il faut contrôler que le facteur  $P_{ip}(U)$  est suffisamment petit, par des essais de tenue en ondes coupées, à un niveau de tension déduit des surtensions les plus élevées qui peuvent être prévues dans le réseau, et avec un temps de coupure choisi sur la base du retard à l'amorçage de l'éclateur

Ces essais ne sont pas spécifiés dans la Publication 71-1 de la CEI et, s'ils sont nécessaires, un accord doit intervenir entre utilisateur et fournisseur

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 60071-2:1976  
Without2M

For air insulation of equipment, the condition  $P_{ip}(U) \simeq 0$  may be fulfilled both for lightning and switching impulses by making use of gaps having a high critical sparkover voltage to switching surges (kV/cm), i.e. spark gaps much shorter than the air distances of the insulation of the apparatus, for instance by making use of spark gaps having a conductor-rod configuration for the electrodes

For non-self-restoring insulation of equipment, the check that factor  $P_{ip}(U)$  is reasonably small should be made by means of chopped wave withstand tests carried out at a voltage level based on the highest overvoltage which can be expected in the system and with a cut-off time chosen on the basis of the time-to-sparkover of the spark gap

These tests are not laid down in IEC Publication 71-1 and, if necessary, should be agreed upon between user and supplier

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 60071-2:1976  
WithDRAWN

## ANNEXE D

### EXEMPLES D'APPLICATION

Le tableau III, page 98, concerne le choix du niveau d'isolement d'un matériel de cas I (voir l'article 25) protégé à la fois contre les surtensions de manœuvre et de foudre par des parafoudres montés à ses bornes. L'exemple 1 traite d'un transformateur à 420 kV et l'exemple 2 d'un transformateur à 765 kV.

Le niveau d'isolement des transformateurs dépendra du niveau de protection des parafoudres aux chocs de manœuvre et aux chocs de foudre (case 7 de la figure 12, page 118). Le niveau de protection d'un parafoudre particulier dépend, à son tour, de ses caractéristiques et de sa tension nominale. La tension nominale des parafoudres dans les exemples 1 et 2 est choisie comme celle de valeur immédiatement supérieure aux surtensions temporaires déterminantes prévues dans le réseau (case 6). Ces surtensions temporaires comprennent les augmentations de tension au moment des défauts, les suites dues aux courants d'appel, les pertes soudaines de charge et d'autres causes. La surtension déterminante dépend du facteur de défaut à la terre, de la configuration du réseau, des caractéristiques des matériels et des habitudes d'exploitation (voir l'article 5).

Le tableau IV, page 100, concerne le choix du niveau d'isolement d'un matériel du cas II sans protection par parafoudre, ou avec protection par parafoudre éloigné. L'exemple 1 s'applique à l'isolation phase-terre d'un sectionneur à 420 kV placé côté ligne par rapport au disjoncteur, aucun parafoudre n'étant installé à l'entrée de la ligne. L'exemple 2 s'applique à un sectionneur à 765 kV situé de la même façon.

La tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre est choisie dans le tableau IV de la Publication 71-1 de la CEI à partir d'un niveau de surtension de manœuvre statistique à l'endroit où est placé le matériel et sur la base d'un risque de défaut acceptable (cases 4 et 8 de la figure 12).

Pour ces deux exemples, il est admis que les seules surtensions de manœuvre critiques sont celles dues à la refermeture des lignes (c'est-à-dire qu'il est nécessaire de contrôler le risque de défaut dû aux seules manœuvres de réenclenchement).

Si l'on utilise la méthode statistique simplifiée (voir le paragraphe 24.3) et que l'on choisisse une valeur adéquate de l'écart type, on peut déterminer le coefficient de sécurité statistique  $\gamma$  correspondant au risque de défaut maximal admissible, à partir de  $\gamma$ , on peut alors calculer la tension de tenue statistique minimale aux chocs de manœuvre et choisir la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre immédiatement supérieure.

Pour l'exemple, on a utilisé la corrélation entre le risque de claquage et le coefficient de sécurité statistique donné à la figure 7, page 113 ( $\sigma_T = 8\%$ ).

Une fois que l'on a obtenu la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre, on choisit une tension de tenue nominale aux chocs de foudre correspondante, dans la même ligne du tableau IV de la Publication 71-1 de la CEI, en considérant que pour les appareils non directement protégés par parafoudre, seule doit être utilisée la valeur la plus élevée de tension de tenue nominale aux chocs de foudre (voir l'article 49 de la Publication 71-1 de la CEI).

Il est ensuite nécessaire de s'assurer que cette valeur garantit des performances satisfaisantes en présence de surtensions atmosphériques, c'est-à-dire avec un risque de défaillance égal ou inférieur à la valeur permise pour le risque. Cela peut se faire d'une façon identique à celle que l'on a antérieurement employée pour les chocs de manœuvre (cases 9 à 12 de la figure 12).

Dans le cas considéré, une distribution approximative des surtensions de foudre, valable au moins pour les sectionneurs en position ouverte, peut se déterminer très simplement à partir des caractéristiques de la ligne et de lois empiriques ou semi-empiriques sur l'atténuation des ondes.

Cependant, les contraintes de surtensions de foudre changent d'un point à un autre d'un poste. C'est pourquoi, il est en général très difficile et très long d'arriver à la connaissance des contraintes nécessaires pour utiliser la méthode statistique ou la méthode statistique simplifiée.

On se contentera donc d'évaluer les contraintes dues aux surtensions les plus élevées dans l'éventualité la plus fréquente (position la plus fréquente des disjoncteurs et des sectionneurs). On vérifie alors que la tension de tenue nominale aux chocs de foudre, choisie comme il est dit ci-dessus à partir de la tension de tenue nominale aux chocs

## APPENDIX D

### EXAMPLES OF APPLICATION

Table III, page 98, illustrates the choice of the insulation level of a piece of equipment for case I (see Clause 25), protected against both switching and lightning overvoltages by surge arresters mounted at its terminals. Example 1 refers to a 420 kV transformer and example 2 to a 765 kV transformer.

The insulation levels of the transformers depend on the protective levels of surge arresters against both switching and lightning impulses (block 7 of Figure 12, page 119). The protective level of a particular surge arrester depends, in its turn, on its characteristics and rating. The rating of surge arresters in both examples 1 and 2 is chosen as the available rating immediately above the temporary overvoltages anticipated on the system (block 6). Temporary overvoltages include voltage rise during faults, overvoltages due to inrush currents, sudden load rejection and other causes. The overvoltage to be expected is influenced by the earth fault factor, system configuration, the characteristics of system equipment and operating practices (see Clause 5).

Table IV, page 101, shows the choice of the insulation level of a piece of equipment for case II with no surge arrester protection or with remote surge arrester protection. Example 1 refers to the line-to-earth insulation of a 420 kV disconnecting switch on the line-side of the circuit-breaker, no surge arresters being installed at the line entrance. Example 2 refers to a 765 kV disconnecting switch at the same location.

The rated switching impulse withstand voltage is selected from Table IV of IEC Publication 71-1 on the basis of the statistical switching overvoltage level at the equipment location and on the basis of an acceptable risk of failure (blocks 4 and 8 of Figure 12).

For both examples, it is assumed that the only critical switching overvoltages are those due to line re-energization (i.e. it is necessary to check the risk of failure due to reclosing operations only).

By making use of the simplified statistical approach (see Sub-clause 24.3) and choosing an appropriate standard deviation, it is possible to determine the statistical safety factor  $\gamma$  corresponding to the maximum admissible risk of failure, from factor  $\gamma$ , it is possible to derive the minimum statistical switching impulse withstand voltage and then to select the rated switching impulse withstand voltage immediately above.

In the example, the correlation between risk of failure and the statistical safety factor given in Figure 7, page 113 ( $\sigma_T = 8\%$ ) is used.

Once the rated switching impulse withstand voltage has been obtained, a corresponding rated lightning impulse withstand voltage is selected from the same line of Table IV of IEC Publication 71-1, considering that only the highest value of rated lightning impulse withstand voltage should be used for apparatus not effectively protected by surge arresters (see Clause 49 of IEC Publication 71-1).

It is then necessary to verify that this value guarantees satisfactory performance under atmospheric overvoltages, i.e. a risk of failure not higher than the permissible one. This can be done in a similar way as previously for switching impulses (blocks 9 to 12 in Figure 12).

In the case under consideration, an approximate distribution of the lightning overvoltages, at least for the case of disconnecting switches in the open position, may be evaluated quite simply on the basis of the line characteristics and of empirical or semi-empirical laws for wave attenuation.

However, lightning overvoltage stresses vary from point to point in a substation. In general, it is therefore extremely difficult and time-consuming to achieve the knowledge of stresses necessary to make use of the statistical or simplified statistical approach.

Only the highest overvoltage stresses in the most common contingencies (most common position of circuit-breakers and disconnectors) are therefore evaluated. It is then verified that the rated lightning impulse withstand voltage selected as stated above, starting from the rated switching impulse withstand voltage, exceeds the maximum

de manœuvre, est supérieure aux surtensions de foudre les plus élevées vraisemblables et que la marge est convenable ( $\approx 10\%$ ) Si l'on juge opportun de choisir une tension de tenue nominale aux chocs de foudre plus élevée que celle déterminée à partir du tableau IV de la Publication 71-1 de la CEI, la nouvelle valeur doit être choisie dans la série du point *b*) de l'article 46 de la Publication 71-1

Au tableau V, page 102, on trouvera une évaluation de l'accroissement du risque de défaut consécutif à l'abaissement de la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre au-dessous de la valeur choisie donnée au tableau IV de la Publication 71-1 de la CEI

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 60077-2:1976

Withdrawing

credible atmospheric overvoltages by a suitable margin ( $\approx 10\%$ ) If a rated lightning impulse withstand voltage higher than that determined on the basis of Table IV of IEC Publication 71-1 is desirable, the new value shall be selected from the series in Item *b*) of Clause 46 of IEC Publication 71-1

In Table V, page 103, there is an evaluation of the increase of the risk of failure for a rated switching impulse withstand voltage lower than the selected value given in Table IV of IEC Publication 71-1

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 60071-2:1976  
Withdawn

## ANNEXE E

### DISTANCES DANS L'AIR<sup>1</sup> ENTRE LES PARTIES CONDUCTRICES SOUS TENSION ET LES STRUCTURES MISES À LA TERRE DONNANT UNE TENSION SPÉCIFIÉE DE TENUE AUX CHOCS PAR TEMPS SEC

Pour les installations qui, pour des raisons variées, ne peuvent pas être soumises aux essais de choc, il est justifié de prendre des mesures pour éviter un amorçage qui pourrait se produire à une tension inférieure au niveau de tenue aux chocs qui a été spécifié pour les matériels soumis aux essais

La condition à remplir est que les tensions de tenue statistique aux chocs de manœuvre et de foudre dans l'air entre les parties sous tension et la terre doivent être égales aux tensions de tenue nominale aux chocs de manœuvre et de foudre spécifiées dans la Publication 71-1 de la CEI. Il en résulte une distance dans l'air minimale à respecter qui dépend de la configuration des parties sous tension et de celle des structures voisines (configuration des électrodes)

On n'indique aucune distance pour les matériels dont les spécifications contiennent un essai de choc, car les distances imposées pourraient être une gêne dans la conception du matériel, accroître son coût et freiner le progrès. L'essai de choc, même s'il n'est qu'un essai de type, est suffisant pour prouver que les conditions de tenue aux chocs sont satisfaites

Il est possible de donner des tableaux (voir les tableaux VI A et VI B, page 104) d'application générale, donnant une première approximation des distances à spécifier en fonction de leur niveau d'isolement

Au tableau VI A, on donne, à la première colonne, la tension de tenue nominale aux chocs de foudre et, à la deuxième colonne, les distances dans l'air pour des configurations défavorables des parties sous tension et à la terre. Au tableau VI B, on donne, aux deux premières colonnes, les valeurs définissant les niveaux d'isolement et, à la troisième et à la quatrième colonne, les distances dans l'air correspondant respectivement aux configurations d'électrodes des types conducteur-structure métallique et pointe-structure métallique

La configuration pointe-structure métallique est la plus mauvaise configuration d'électrodes rencontrée normalement en pratique, la configuration conducteur-structure métallique couvre une large variété de configurations largement utilisées. L'influence de la configuration des électrodes est plus grande pour  $U_m > 245$  kV, c'est pourquoi le tableau VI B distingue les deux configurations types

Les valeurs des distances dans l'air données dans les tableaux VI sont les valeurs minimales déterminées par la considération des propriétés diélectriques, et ne comprennent aucune des augmentations qui pourraient être nécessitées pour tenir compte des tolérances de construction, des effets des courts-circuits, des effets du vent, de la sécurité du personnel, etc

Ces valeurs sont applicables aux altitudes ne dépassant pas 1 000 m

---

<sup>1</sup> Ces indications sont relatives à une distance à travers un intervalle d'air unique, sans prendre en considération la tension de claquage par cheminement le long des surfaces, liée à des problèmes de pollution

## APPENDIX E

### CLEARANCES IN AIR<sup>1</sup> BETWEEN LIVE CONDUCTIVE PARTS AND EARTHED STRUCTURES TO SECURE A SPECIFIED IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE FOR DRY CONDITIONS

In installations which, for various reasons, cannot be impulse tested, it is advisable to take steps to avoid flash-over occurring below the impulse withstand level which has been specified for the equipment under test

The condition to be fulfilled is that the statistical switching and lightning impulse withstand voltages in air between live parts and earth should be equal to the rated switching and lightning impulse withstand voltage as specified in IEC Publication 71-1. This results in a minimum clearance to be observed which depends on the configuration of the live parts and the nearby structures (electrode configuration)

No distance is indicated for an equipment which has an impulse test included in its specification since compulsory clearances might hamper the design of the equipment, increase its cost and impede progress. The impulse test, even when only a type test, is sufficient to prove that the impulse withstand condition is fulfilled

Tables VI A and VI B, page 105, are suitable for general application, providing as a first approximation a clearance to be specified in relation to the insulation level

In Table VI A, reference is made in the first column to the rated lightning impulse withstand voltage and in the second column to the air clearances for unfavourable configurations of live and earthed parts. In Table VI B, reference is made in the first two columns to the values defining the insulation levels and in the third and fourth columns to the air clearances for electrode configurations of the “conductor-structure” type and “rod-structure” type

The “rod-structure” configuration is the worst electrode configuration normally encountered in practice, the “conductor-structure” configuration covers a large range of normally used configurations. In Table VI B, reference is made to the electrode configuration because of its notable influence for  $U_m > 245$  kV

The values of air clearances given in Tables VI are the minimum values dictated by electrical considerations, and do not include any addition for construction tolerances, effect of short circuits, wind effects and safety of personnel, etc

These values are valid for altitudes not exceeding 1 000 m (3 300 ft)

---

<sup>1</sup> These indications refer to a simple distance through an air space, without consideration of the surface sparkover voltage along a leakage path of the insulator related to the contamination problem

TABLEAU I

*Echelle provisoire des niveaux de pollution naturelle*

Niveau de pollution	Environnement	Comportement des lignes existantes
Pas de pollution appréciable	Zones sans industrie et avec faible densité de maisons équipées d'installations de chauffage; zones avec une faible densité d'industries ou de maisons, mais soumises à des vents ou des pluies fréquentes. Toutes ces zones doivent être situées loin de la mer ou à haute altitude, et ne doivent en aucun cas être exposées aux vents venant de la mer	On n'observe aucun défaut par forte humidité (brouillard, brume, etc) sur les lignes à 145 kV même si elles sont équipées de moins de 9 ou 10 isolateurs de type normal <sup>1</sup> , ni sur les lignes à 245 kV même si elles sont équipées de chaînes de moins de 15 isolateurs
Légère	Zones avec des industries ne produisant pas de fumées particulièrement polluantes, ou avec une densité moyenne de maisons équipées de chauffages; zones avec forte densité de maisons ou d'industries, mais soumises à des vents fréquents et propres, ou à des pluies; zones exposées au vent de mer, mais pas trop proches de la côte (distances d'au moins 1 km)	Des défauts se produisent en cas de brouillard sur les lignes à 145 kV équipées de moins de 9 ou 10 isolateurs de type normal et sur les lignes à 245 kV équipées de chaînes de moins de 15 isolateurs
Forte	Zones à forte densité d'industries et banlieues de grandes villes avec forte densité d'appareils de chauffage polluants; zones proches de la mer, ou en tout cas exposées à un vent relativement fort venant de la mer	Des défauts se produisent par brouillard ou lorsque le vent souffle de la mer, sur les lignes à haute tension équipées d'isolateurs de type normal <sup>1</sup> , sauf si le nombre d'unités par chaîne est exceptionnellement élevé: plus de 11 ou 12 unités sur les lignes à 145 kV, plus de 18 unités sur les lignes à 245 kV
Très forte <sup>3</sup>	Zones généralement peu étendues, soumises à des fumées industrielles produisant des dépôts conducteurs particulièrement épais; zones généralement peu étendues, très proches de la côte et exposées à des vents forts et très polluants venant de la mer	Des défauts se produisent par brouillard ou durant les tempêtes salées, sur les lignes à haute tension même équipées d'isolateurs antipollution <sup>2</sup> , sauf si le nombre d'unités par chaîne est exceptionnellement élevé: plus de 11 ou 12 unités antipollution sur les lignes à 145 kV et plus de 18 unités antipollution sur les lignes à 245 kV

<sup>1</sup> On se réfère à des isolateurs de type normal, de caractéristiques suivantes: pas: 146 mm; diamètre: 255 mm; ligne de fuite: 300 mm

<sup>2</sup> La référence à des isolateurs antipollution reste vague, du fait de la grande variété d'isolateurs antipollution actuellement en service sur les lignes à haute tension

<sup>3</sup> Les zones de faible étendue bordant des routes importantes, à proximité desquelles les isolateurs peuvent être recouverts de dépôts constitués de mélanges de sel et de goudron, peuvent présenter un niveau de pollution très élevé

TABLE I

*Provisional scale of natural pollution levels*

Pollution level	Environment	Performance of existing lines
No significant pollution	Areas without industries and with low density of houses equipped with heating plants; areas with low density of industries or houses but subjected to frequent winds and/or rainfalls. All areas must be situated far from the sea or at a high altitude, and must not in any case be exposed to winds from the sea	No faults are observed in high humidity conditions (fog, mist, etc) on 145 kV lines even when equipped with less than 9-10 insulators of the normal type <sup>1</sup> , nor on 245 kV lines even when equipped with less than 15 such insulators
Light	Areas with industries not producing particularly polluting smokes and/or with average density of houses equipped with heating plants; areas with high density of houses and/or industries but subjected to frequent clean winds and/or rainfalls; areas exposed to winds from the sea but not too close to the coast (at least about 1 km)	Faults occur in fog conditions on 145 kV lines with less than 9-10 insulators of the normal type <sup>1</sup> and on 245 kV lines equipped with less than 15 such insulators
Heavy	Areas with high density of industries and suburbs of large cities with high density of heating plants producing pollution; areas close to the sea or in any case exposed to relatively strong winds from the sea	Faults occur in fog conditions, or when the wind blows from the sea, on H V lines equipped with normal-type insulators <sup>1</sup> , unless the number of units per string is exceptionally high: more than 11-12 units on 145 kV lines and more than 18 units on 245 kV lines
Very heavy <sup>3</sup>	Areas generally of moderate extension, subjected to industrial smokes producing particularly thick conductive deposits; areas generally of moderate extension, very close to the coast and exposed to very strong and polluting winds from the sea	Faults occur in fog conditions or during salt-storms on H V lines, even when equipped with antipollution-type insulators <sup>2</sup> , unless the number of units per string is exceptionally high: more than 11-12 antipollution units on 145 kV lines and more than 18 antipollution units on 245 kV lines

<sup>1</sup> Reference is made to normal-type insulators with the following characteristics: spacing, 146 mm; diameter, 255 mm; creepage distance, 300 mm

<sup>2</sup> The reference to antipollution-type insulators is somewhat vague, due to the great variety of antipollution-type insulators which are in service at the present time on H V lines

<sup>3</sup> Areas of moderate extension very close to highways, where a mixture of salt and bitumen can cause severe deposits on the insulators may be subjected to a high pollution level

TABLEAU II

Correspondance provisoire entre niveaux de pollution, niveaux d'essais et longueur de lignes de fuite

Niveau de pollution	Type d'essai		
	Méthode du brouillard salin	Méthode par pollution prédéposée	Longueur de ligne de fuite/ tension phase-terre (cm/kV eff)
	Salinité tenue (kg/m <sup>3</sup> )	Conductivité de la couche ( $\mu$ S)	
Pas de pollution appréciable	$\leq 5$	5-10	2,0-2,5
Pollution légère	10-20	10-20	3,0-3,5
Pollution forte	40-80	20-40	4,0-5,0
Pollution très forte	$\geq 160$	$> 50$	$\geq 6$

Notes 1 — Les valeurs du tableau sont valables pour des isolateurs capot et tige. Pour d'autres types d'isolateurs et en particulier pour les grands isolateurs des postes, la corrélation avec les présentes méthodes d'essais, entre les niveaux d'essais, les longueurs de lignes de fuite et l'expérience en exploitation n'est pas encore suffisante pour permettre des indications tant soit peu précises.

2 — Les longueurs de ligne de fuite indiquées au tableau sont celles qui sont recommandées pour les différents niveaux de pollution et elles ne concordent pas forcément avec les longueurs déduites de la troisième colonne du tableau I qui est relatif à des lignes aériennes existantes dont le comportement à la tension à fréquence industrielle peut ou non être satisfaisant.

TABLE II

*Provisional relation between pollution levels, test levels and creepage distances*

Pollution level	Type of test		Creepage distance/phase-to-earth voltage (cm/kV r m s)
	Salt fog method	Solid layer method	
	Withstand salinity (kg/m <sup>3</sup> )	Layer conductivity (μS)	
No significant pollution	≤ 5	5-10	2 0-2 5
Light pollution	10-20	10-20	3 0-3 5
Heavy pollution	40-80	20-40	4 0-5 0
Very heavy pollution	≥ 160	> 50	≥ 6

*Notes 1* — The values reported in the table were established on the basis of normal cap-and-pin insulators. For other types of insulator and particularly for very large insulators in substations, the correlation with these test methods, between test levels and creepage distances and service experience, is not yet sufficient to give more definite indications.

*2* — The creepage distances given in the table are those recommended for the various pollution levels and do not necessarily agree with the creepage distances derived from the third column of Table I, which refer to existing overhead lines whose behaviour under power frequency voltage may or may not be satisfactory.

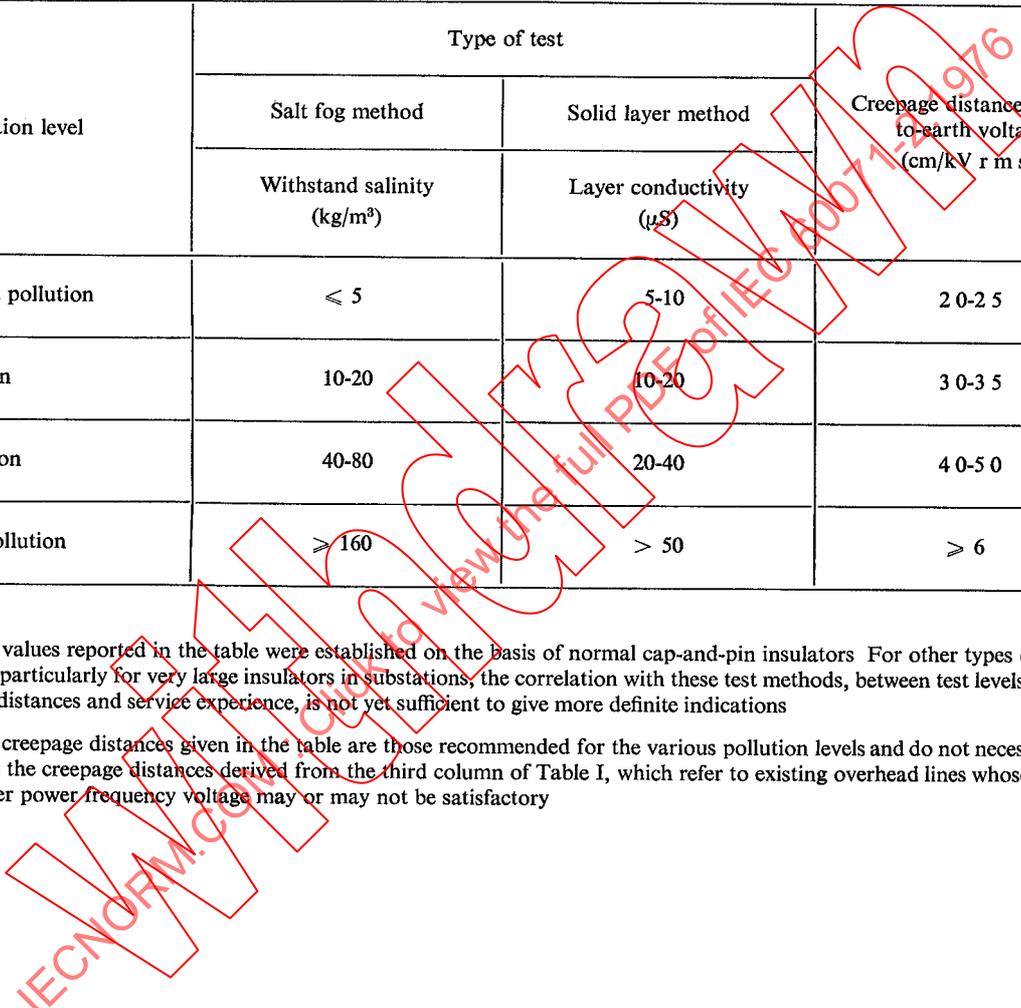


TABLEAU III

*Choix du niveau d'isolement d'un matériel du cas I  
(par exemple un transformateur protégé par un parafoudre)*

		Exemple 1	Exemple 2
<b>1) Données de base</b>			
Tension la plus élevée pour le matériel $U_m(\text{eff})$	kV	420	765
Tension correspondante entre phase et terre			
— valeur efficace	kV	243	442
— valeur de crête $U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$	kV (p u)	343 (1,00)	625 (1,00)
Surtension temporaire déterminante (déduite des études de réseau)			
— valeur efficace	kV	320	605
— valeur de crête	kV (p u)	452 (1,32)	855 (1,37)
Coefficient de sécurité minimal			
— pour surtensions de manœuvre		1,15	1,15
— pour surtensions de foudre		1,25	1,25
<b>2) Caractéristiques des parafoudres</b>			
Tension nominale (eff)	kV	324	612
Tension d'amorçage maximale aux chocs de manœuvre	kV	765	1 230
Tension d'amorçage maximale aux chocs de foudre	kV	805	1 400
Tension d'amorçage maximale sur front d'onde	kV	1 010	1 660
Tension résiduelle maximale au courant de décharge nominal	kV	735	1 400
<b>3) Niveau de protection</b>			
aux chocs de manœuvre	kV (p u)	765 (2,23)	1 230 (1,96)
aux chocs de foudre <sup>1</sup>	kV (p u)	878 (2,56)	1 440 (2,30)
<b>4) Niveau d'isolement (entre phase et terre)</b>			
<i>Aux chocs de manœuvre:</i>			
Tension minimale de tenue conventionnelle aux chocs de manœuvre	kV (p u)	880 (2,66)	1 415 (2,26)
Tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre	kV (p u)	950 (2,77)	1 425 (2,28)
Rapport entre la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre et le niveau de protection correspondant		1,24	1,16
<i>Aux chocs de foudre:</i>			
Tension minimale de tenue conventionnelle aux chocs de foudre	kV (p u)	1 100 (3,20)	1 800 (2,76)
Tension de tenue nominale aux chocs de foudre	kV (p u)	1 175 (3,42)	1 800 (2,87)
Rapport entre la tension de tenue nominale aux chocs de foudre et le niveau de protection correspondant		1,33	1,25

<sup>1</sup> Tension maximale d'amorçage sur front d'onde divisée par 1,15 (voir le paragraphe 13 1)

TABLE III

Choice of the insulation level of case I equipment  
(e.g. transformer protected by surge arresters)

		Example 1	Example 2
<p>1) <i>Basic data</i></p> <p>Highest voltage for equipment <math>U_m</math> (r m s ) Corresponding phase-to-earth voltage — r m s value — peak value <math>U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}</math></p> <p>Determining temporary overvoltage (derived from system studies) — r m s value — peak value</p> <p>Minimum safety factor — for switching overvoltages — for lightning overvoltages</p>	<p>kV</p> <p>kV</p> <p>kV (p u)</p> <p>kV</p> <p>kV (p u)</p> <p></p> <p></p>	<p>420</p> <p>243</p> <p>343 (1 00)</p> <p>320</p> <p>452 (1 32)</p> <p>1 15</p> <p>1 25</p>	<p>765</p> <p>442</p> <p>625 (1 00)</p> <p>605</p> <p>855 (1 37)</p> <p>1 15</p> <p>1 25</p>
<p>2) <i>Characteristics of surge arrester</i></p> <p>Rated voltage (r m s ) Maximum switching impulse sparkover voltage Maximum lightning impulse sparkover voltage Maximum front-of-wave sparkover voltage Maximum residual voltage at rated discharge current</p>	<p>kV</p> <p>kV</p> <p>kV</p> <p>kV</p> <p>kV</p>	<p>324</p> <p>765</p> <p>805</p> <p>1 010</p> <p>735</p>	<p>612</p> <p>1 230</p> <p>1 400</p> <p>1 660</p> <p>1 400</p>
<p>3) <i>Protection level</i></p> <p>to switching impulses to lightning impulses<sup>1</sup></p>	<p>kV (p u)</p> <p>kV (p u)</p>	<p>765 (2 23)</p> <p>878 (2 56)</p>	<p>1 230 (1 96)</p> <p>1 440 (2 30)</p>
<p>4) <i>Insulation level (phase-to-earth)</i></p> <p><i>Switching impulses:</i></p> <p>Minimum conventional switching impulse withstand voltage Rated switching impulse voltage Ratio of the rated switching impulse withstand voltage to the switching impulse protection level</p> <p><i>Lightning impulses:</i></p> <p>Minimum conventional lightning impulse withstand voltage Rated lightning impulse withstand voltage Ratio of the rated lightning impulse withstand voltage to the lightning impulse protective level</p>	<p>kV (p u)</p> <p>kV (p u)</p> <p></p> <p>kV (p u)</p> <p>kV (p u)</p> <p></p>	<p>880 (2 66)</p> <p>950 (2 77)</p> <p>1 24</p> <p>1 100 (3 20)</p> <p>1 175 (3 42)</p> <p>1 33</p>	<p>1 415 (2 26)</p> <p>1 425 (2 28)</p> <p>1 16</p> <p>1 800 (2 76)</p> <p>1 800 (2 87)</p> <p>1 25</p>

<sup>1</sup> Maximum front-of-wave sparkover voltage divided by 1 15 (see Sub-clause 13 1)

TABLEAU IV

Choix du niveau d'isolement d'un matériel du cas II  
(par exemple un sectionneur non protégé)

		Exemple 1	Exemple 2
<i>Données de base</i>			
Tension la plus élevée pour le matériel $U_m(\text{eff})$	kV	420	765
Tension correspondante entre phase et terre			
— valeur efficace	kV	245	442
— valeur de crête $U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$	kV (p u)	343 (1,00)	625 (1,00)
Surintensité statistique de réenclenchement à l'emplacement du matériel (valeur dépassée seulement dans 2% des cas)	kV (p u)	910 (2,65)	1 255 (2 0)
Risque de décharge maximal à la terre accepté lors d'un réenclenchement		$10^{-3}$	$10^{-4}$
Coefficient de sécurité statistique $\gamma$ correspondant au risque de défaut maximal accepté (d'après la figure 7, page 113)		1,13	1,24
Valeur minimale de la tension de tenue statistique aux chocs de manœuvre	kV	1 030	1 550
Valeur choisie pour la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre	kV	1 050	1 550
Risque de décharge correspondant à la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre choisis		$4 \cdot 10^{-4}$	$10^{-4}$
Valeur recommandée pour la tension de tenue nominale aux chocs de foudre à associer à la tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre	kV (p u)	1 425 (4,15)	2 400 (3,84)

TABLE IV

*Choice of the insulation level of case II equipment  
(e.g. unprotected disconnecting switch)*

		Example 1	Example 2
<b>Basic data</b>			
Highest voltage for equipment $U_m$ (r m s)	kV	420	765
Corresponding phase-to-earth voltage			
— r m s value	kV	245	442
— peak value $U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$	kV (p u)	343 (1.00)	625 (1.00)
Statistical overvoltage at the equipment location (value exceeded in 2% of cases only) due to reclosing operations	kV (p u)	910 (2.65)	1 255 (2.0)
Maximum accepted risk of flashover to earth for reclosing operation		$10^{-3}$	$10^{-4}$
Statistical safety factor $\gamma$ corresponding to the maximum accepted risk of failure (derived from Figure 7, page 113)		1.13	1.24
Minimum statistical switching impulse withstand voltage	kV	1 030	1 550
Rated switching impulse withstand voltage selected	kV	1 050	1 550
Risk of flashover corresponding to the rated switching impulse withstand voltage selected		$4 \cdot 10^{-4}$	$10^{-4}$
Recommended rated lightning impulse withstand voltage to be associated with the rated switching impulse withstand voltage	kV (p u)	1 425 (4.15)	2 400 (3.84)

TABLEAU V

*Risque de claquage  
d'une isolation en fonction des valeurs de tensions de tenue nominale  
aux chocs de manœuvre pour le matériel du tableau IV*

		Exemple 1	Exemple 2
<i>Option a)</i>			
Tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre (valeur choisie)	kV (p u)	1 050 (3,06)	1 550 (2,48)
Coefficient de sécurité statistique		1,16	1,24
Risque de défaut correspondant au coefficient de sécurité statistique ci-dessus		$4 \cdot 10^{-4}$	$10^{-4}$
<i>Option b)</i>			
Tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre	kV (p u)	950 (2,76)	1 425 (2,28)
Coefficient de sécurité statistique		1,05	1,14
Risque de défaut		$5 \cdot 10^{-3}$	$9 \cdot 10^{-4}$
<i>Option c)</i>			
Tension de tenue nominale aux chocs de manœuvre			1 300 (2,08)
Coefficient de sécurité statistique			1,04
Risque de défaut			$6 \cdot 10^{-3}$