

**EARTHING OF GIS
- AN APPLICATION GUIDE**

**MSE A LA TERRE DES PSEM
- GUIDE D'APPLICATION**

John LEWIS

**Of Working Group 23.10 (Metalclad Substations)
du Groupe de travail 23.10 (Postes Sous Enveloppe
Métallique)**

Electra n° 151 (Dec. 1993)



MISE A LA TERRE DES PSEM - GUIDE D'APPLICATION

John LEWIS du Groupe de Travail 23.10 (Postes sous enveloppe métallique)

Assisté par : K. PETTERSON, W. BOECK, A.A. DE HEUS, N. ITOH, C.J. JONES, D. KOPEJTKOVA, G. MAUTHE, B. MAZZOLENI, T. MOLONEY, P. O'CONNELL, H.P. OSWALD, G. VOISIN, I.M. WELCH, D. LIGHTLE, T. HEINEMANN,

Tous Membres du Groupe de Travail CIGRE 23.10

[Ce 'Guide d'Application' sur la mise à la terre des PSEM a été préparé par le Groupe de Travail 23.10 avec le consentement et le soutien du Comité d'Etudes 23]

TABLE DES MATIÈRES

Résumé

1. INTRODUCTION

2. DOMAINE D'ACTIVITÉ, TERMINOLOGIE ET PRINCIPALES NORMES CONCERNÉES

2.1 Domaine d'activité

2.2 Terminologie

2.3 Principales normes concernées

3. EFFETS DES PSEM SUR LA CONCEPTION DES RÉSEAUX DE MISE À LA TERRE

3.1 Généralités

3.2 Encombrement physique

3.3 Tension d'enveloppe transitoire (TEV)

3.4 Discontinuités

3.5 Blindage

3.6 Effets sur le personnel

4. CONCEPTION DU RÉSEAU DE MISE À LA TERRE DES PSEM

4.1 Généralités

4.2 Conception du réseau de terre

4.3 Connexions au réseau de terre

4.4 Discontinuités

4.5 Effets sur les circuits de contrôle commande

4.6 Traitement des équipements de contrôle commande ultra sensibles

4.7 Transformateurs de mesure

5. ESSAIS ET MAINTENANCE DES INSTALLATIONS DE MISE À LA TERRE

5.1 Compatibilité à fréquence industrielle

5.2 Compatibilité à haute fréquence

6. CONCLUSIONS, BIBLIOGRAPHIE ET REMERCIEMENTS

6.1 Conclusions

6.2 Bibliographie

6.3 Remerciements

ANNEXE : EVALUATION DES EFFETS DES TEV

BIBLIOGRAPHIE (voir anglais)

Résumé

Bien que durant ces dernières années de nombreux rapports aient été écrits concernant la montée de potentiel à la terre transitoire dans les PSEM ainsi que les conséquences relatives aux règles de mise à la terre, il n'existe à la connaissance du Groupe de Travail aucune publication d'un document international entièrement dédié aux problèmes de mise à la terre des installations de PSEM.

Aussi, il a été décidé avec l'accord du Comité d'Etudes 23, de produire un «Guide d'Application» fournissant au concepteur de postes, familier avec les pratiques de mise à la terre relatives aux postes conventionnels à isolement dans l'air, un «bon indicateur» concernant les facteurs qui nécessitent d'être pris en compte lors de la conception d'un réseau de terre similaire pour un PSEM.

Les critères pour obtenir des conditions en fréquence de «service» normales sont bien connus par les ingénieurs concepteurs de postes et ont été utilisés durant de nombreuses années. Ce qui est moins familier concerne les spécifications permettant de surmonter les effets des tensions transitoires de l'enveloppe (TEV) encore connues sous le nom de montée de potentiel de la terre transitoire (TGPR) qui apparaît dans les PSEM à cause de leur forme physique. Le guide ne se veut pas être un traité exhaustif sur le sujet, mais on espère que les utilisateurs puissent en tirer des informations leur permettant de travailler avec une certaine confiance.

De plus, le Guide donne la liste les normes nationales et internationales connues et liées à ce sujet ; ainsi le concepteur peut également s'y référer si nécessaire.

EARTHING OF GIS - AN APPLICATION GUIDE

John LEWIS of Working Group 23.10 (Metalclad substations)

Assisted by : K. PETTERSON, W. BOECK, A.A. DE HEUS, N. ITOH, C.J. JONES, D. KOPEJTKOVA, G. MAUTHE, B. MAZZOLENI, T. MOLONEY, P. O'CONNELL, H.P. OSWALD, G. VOISIN, I.M. WELCH, D. LIGHTLE, T. HEINEMANN,

All members of CIGRE Working Group 23.10

[This 'Application Guide' on earthing of GIS has been prepared by Working Group 23.10 with the consent and support of Study Committee 23]

CONTENTS

Abstract

1. INTRODUCTION

2. SCOPE, TERMINOLOGY AND PRINCIPAL RELEVANT STANDARDS

2.1 Scope

2.2 Terminology

2.3 Principal relevant standards

3. EFFECT OF GIS ON DESIGN OF EARTHING SYSTEMS

3.1 General

3.2 Physical size

3.3 Transient enclosure voltage (TEV)

3.4 Discontinuities

3.5 Screening

3.6 Effects on personnel

4. DESIGN OF GIS EARTHING SYSTEM

4.1 General

4.2 Design of earth grid

4.3 Connections to the earth grid

4.4 Discontinuities

4.5 Effects on control circuits

4.6 Treatment of ultra-sensitive control equipment

4.7 Instrument transformers

5. TESTING AND MAINTENANCE OF EARTHING INSTALLATIONS

5.1 Power frequency compatibility

5.2 High frequency compatibility

6. CONCLUSIONS, REFERENCES AND ACKNOWLEDGEMENTS

6.1 Conclusions

6.2 References

6.3 Acknowledgements

APPENDIX: EVALUATION OF THE EFFECTS OF TEV

REFERENCES

Abstract

Whilst, over the past few years, numerous papers have been written on the subject of transient ground potential rise in GIS and the consequences in relation to earthing, so far as the Working Group is aware no international document has been published dedicated entirely to the earthing of GIS installations. It was therefore decided, with the agreement of Study Committee 23, to produce an "Application Guide" aimed at providing the substation designer, familiar with earthing practice in relation to conventional air insulated substations, with a "signpost" to the factors that need to be taken into account when designing a similar earthing system for GIS.

The criteria to meet normal "service" frequency conditions are well known to substation design engineers and have been used for many years. What is not so familiar are the requirements to overcome the effects of transient enclosure voltage (TEV) also known as transient ground potential rise (TGPR) which occurs in GIS as a result of its physical shape. The guide does not set out to be an exhaustive treatise on the subject but it is hoped that users can obtain sufficient information to proceed with some confidence.

In addition, the Guide lists the known national and international standards relevant to the subject so that the designer can also refer to them as appropriate.

INTRODUCTION

This document is aimed at providing the substation designer, familiar with earthing principles in conventional air insulated substation, with guidance on the additional factors that need to be considered when designing an earthing system for a Gas Insulated Sub-

1. INTRODUCTION

Ce document est destiné à fournir au concepteur de postes, familier avec les principes de mise à la terre dans les postes conventionnels à isolement dans l'air, un guide sur les facteurs complémentaires qu'il faut prendre en considération lors de la conception d'un réseau de mise à la terre pour un Poste Sous Enveloppe Métallique (PSEM). Les facteurs complémentaires concernent en général les phénomènes à haute fréquence générés lors de la manœuvre d'un appareillage de PSEM.

MOTS CLÉS

Mise à la terre des PSEM - Tension d'enveloppe transitoire (TEV) - Montée de potentiel de la terre transitoire (TGPR) - Réseaux de terre

2. DOMAINE D'ACTIVITÉ, TERMINOLOGIE ET PRINCIPALES NORMES CONCERNÉES

2.1. DOMAINE D'ACTIVITÉ

Ce «Guide d'Application» vise à donner au concepteur de postes un point de départ pour bien concevoir un réseau de mise à la terre des installations de type PSEM. Bien que ce guide soit principalement destiné aux postes des tensions supérieures, c'est-à-dire supérieures ou égales à 72,5 kV, il est également applicable aux réseaux de tensions inférieures, bien que dans ces cas-là les effets de la montée de potentiel à la terre «transitoire» soient moins prononcés. On suppose que l'utilisateur sera déjà familier avec la conception des installations de mise à la terre des postes à isolement dans l'air (PAIA) et par conséquent aucune information concernant les principes de base n'est donnée dans ce guide. Aussi, le Guide informe le concepteur sur les étapes qui devraient normalement être prises en compte et attire l'attention, lorsque cela est nécessaire, sur les mesures spéciales qui méritent d'être prises sur les installations de PSEM et qui sont

liées à leur différentes caractéristiques.

2.2. TERMINOLOGIE

Bien que toute l'attention ait été portée pour utiliser des termes normalisés, il est inévitable que différents termes aient pu être inclus par inadvertance pour un concept identique, vu les nombreuses sources différentes qui ont été utilisées pour compiler ce Guide. Le coordinateur présente des excuses par avance si cela s'était produit. Les termes principaux définis et utilisés sont :

Poste à isolement dans l'air (PAIA) - Poste à haute tension dans lequel toute ou la majorité de l'isolation entre parties sous tension et la terre est constituée par de l'air à pression atmosphérique.

Discontinuité - Intervalle intentionnel dans l'enveloppe continue autour du conducteur primaire d'un PSEM pour éviter le passage du courant d'une partie à une partie adjacente, et où intervient une variation significative de l'impédance d'onde.

Mise à la terre - Connexion conductrice, quelle soit intentionnelle ou accidentelle, par laquelle le matériel de PSEM est raccordé à la terre ou à un corps conducteur de dimension relativement importante et qui est lui-même raccordé à la terre.

Courant de défaut à la terre - Courant qui peut s'écouler depuis le réseau auquel le PSEM est raccordé, suite à un amorçage entre le réseau et la terre.

Poste sous enveloppe métallique (PSEM) - Poste à haute tension dans lequel toute ou la majorité de l'isolation est fournie par un gaz, à pression supérieure à la pression atmosphérique, contenu dans une enveloppe métallique mise à la terre.

Réseau de mise à la terre principal - Dispositif de conducteurs enterrés ou de surface utilisés comme un jeu de barres à la terre, les fonctions principales étant de collecter les points sur le matériel haute tension où les courants de défaut à la terre peuvent surgir et de connecter ces points aux neutres du réseau ainsi qu'aux électrodes de terre.

Montée de potentiel de la terre (Maximum) - Tension obtenue entre les parties métalliques du poste et le potentiel de terre réel par le courant d'électrode de terre s'écoulant à travers la résistance d'électrode de terre du poste complet. Le maximum autorisé est habituellement assujéti à la législation nationale.

Résistance d'électrode de mise à la terre totale - Résistance de l'ensemble des parties à la terre raccordées entre elles et comprenant : conducteurs enterrés, électrodes spécifiques, gaines de câbles, mise à la terre des installations adjacentes, armatures en acier et toutes autres électrodes fortuites.

Montée de potentiel à la terre (GPR) - Tension entre parties métalliques du poste et potentiel de terre réel due au courant d'électrode de terre s'écoulant à travers la résistance d'électrode de terre générale.

Fréquence de service - Fréquence nominale assignée du réseau auquel le poste est raccordé (habituellement 50 ou 60 Hz).

Tension de pas - Potentiel vu par une personne, lors de la montée de potentiel du poste, qui possède un pied sur le bord de la zone de montée de potentiel et l'autre pied un pas vers la terre réelle.

Tension de toucher - Potentiel vu par une personne, lors de la montée de potentiel du poste, qui est en train de toucher une partie métallique à la terre et qui est dans une zone à terre réelle.

Tension d'enveloppe transitoire (TEV) - Tension transitoire induite dans l'enveloppe métallique d'une partie de PSEM résultant de courants haute fréquence existants dans l'enveloppe.

2.3 PRINCIPALES NORMES CONCERNÉES

Internationales

CEI 364 - Installations électriques en bâtiment

CEI 517 - Appareillage sous enveloppe métallique à isolement gazeux pour tensions supérieures ou égales à 72,5 kV

station (GIS). The additional factors arising, in the main, from the high frequency phenomena generated on operation of a GIS switching device.

KEYWORDS

GIS Earthing - Transient enclosure voltage (TEV) - Transient ground potential rise (TGPR) - Earth Grids



2.1. SCOPE

This "Application Guide" aims to provide the substation designer with a starting point to the design of an earthing system for GIS installations. Whilst the Guide is primarily aimed at the higher voltage substations, e.g. 72.5 kV and above, it is also applicable to lower voltage systems though in those cases the effect of "transient" ground potential rise will be less pronounced. It is assumed that the user will already be familiar with the design of earthing installations for air insulated substations (AIS) and consequently no attempt has been made to start from basic principles. The Guide therefore takes the designer through the stages that would normally be undertaken and draws attention, when appropriate, to the special measures that need to be taken in GIS installations because of their different characteristics.

2.2. TERMINOLOGY

Although every attempt has been made to standardise on the terms used, it is inevitable that different terms may have been inadvertently included for the same concept because of the many different sources that have been used to compile the Guide. The co-ordinator apologises, in advance, if this has happened. The main terms defined are:

Air Insulated Substation (AIS) - A high voltage substation in which all or most of the insulation between live

parts and earth is provided by air at atmospheric pressure.

Discontinuity - A deliberate break in the continuous enclosure around the primary conductor of a GIS to prevent current passing from one section to the adjacent one and at which a significant change in surge impedance occurs.

Earthing (grounding) - A conducting connection, whether intentional or accidental, by which the GIS equipment is connected to earth (ground) or to some conducting body of relatively large extent that is connected to earth.

Earth Fault Current - The current which can flow from the system, to which the relevant GIS is connected, as a result of the breakdown between that system and earth.

Gas Insulated Substation (GIS) - A high voltage substation in which all or most of the insulation is provided by a gas operating above atmospheric pressure within an earthed metal enclosure.

Grounding (earthing) - See "earthing"

Main Earth Grid - An arrangement of buried or surface conductors serving as an earth busbar, the principal functions of which are to collect points on the high voltage equipment where earth fault currents may originate and to connect such points with system neutrals and also with earth electrodes.

(Maximum) Earth Potential Rise - The voltage set up between substation metal work and true earth potential by the earth electrode current flowing through the total substation earthed electrode resistance. The maximum allowed is usually governed by national legislation.

Overall Earthing Electrode Resistance - The resistance to the general body of earth of all the following connected together; buried conductors, specific electrodes, cable sheaths, earthing of adjacent installations, reinforcing steel and all other fortuitous electrodes.

Ground Potential Rise (GPR) - The voltage between substation metal work and true earth potential by the earth electrode current flowing through the overall earth electrode resistance.

Service Frequency - The nominal stated frequency of the system to which the substation is connected (usually 50 or 60 Hz)

Step Voltage - The potential experienced by a person, at a time of substation potential rise, who has one foot on the edge of the area of potential rise and the other foot one step towards true earth.

Touch Voltage - The potential experienced by a person, at a time of substation potential rise, who is touching earthed metal work and standing towards true earth.

Transient Enclosure Voltage - The transient voltage induced in the metallic enclosure of a GIS installation as a result of high frequency currents set up in the enclosure.

2.3 PRINCIPAL RELEVANT STANDARDS

International

IEC 364 - Electrical installations in buildings

IEC 517 - Gas insulated metal enclosed switchgear for rated voltages 72.5 kV and above

IEC Committee Draft 17A (Secretariat) 339, 17C (Secretariat) 102 - "Electromagnetic compatibility (EMC) for secondary systems in gas insulated metal enclosed switchgear for rated voltages of 72.5 kV and above"

IEC 479 - Effects of current passing through the human body

European Community

CENELEC TC 112 (Chapter 9) - Earthing system design

Czech Republic - Slovakia

CSN 332050 - Earthing of electrical equipment (1985)

CSN 333225 - Earthing in electrical substations (1988)

CSN 332010 - Protection against electric shock (1987)

CSN 371010 - General rules for protection against electrical touch voltage (1966)

France

Arrêté interministériel du 2 avril 1991 - Conditions techniques auxquelles doi-

Projet du Comité 17A de la CEI (Secrétariat) 339, 17C (Secrétariat) 102 - «Compatibilité électromagnétique (CEM) pour réseaux secondaires d'appareillage sous enveloppe métallique à isolement gazeux de tensions assignées supérieures ou égales à 72,5 kV»

CEI 479 - Effets des courants traversant le corps humain

Communauté Européenne

CENELEC TC 112 (Chapitre 9) - Conception des réseaux de mise à la terre

République tchèque - Slovaquie

CSN 332050 - Mise à la terre des équipements électriques (1985)

CSN 333225 - Mise à la terre dans les postes électriques (1988)

CSN 332010 - Protection contre les chocs électriques (1987)

CSN 371010 - Règles générales pour la protection contre les tensions de toucher électriques (1966)

France

Arrêté interministériel du 2 avril 1991 - Conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

Cahier des prescriptions communes des éléments blindés 72,5 à 420 kV du réseau de transport d'EDF (CPC ME 84)

Directives techniques pour l'étude et la construction des postes du réseau de transport d'EDF

Spécification pour la fourniture des câbles basse tension protégés contre les perturbations électromagnétiques (HN 33S34)

Allemagne

DIN 57 141/VDE 0141; 7,89 - Spécifications pour la mise à la terre dans les installations supérieures à 1 kV à courant alternatif

DIN 57 101/VDE 0101 - Protection contre les «tensions de toucher» dangereuses dans les postes supérieurs à 1 kV à courant alternatif

Japon

Ordonnance ministérielle de normes techniques pour les équipements électriques (Extrait - Articles 18 et 19)

JEAC-5001-1988- Normes pour les centrales hydro-électriques (Extrait - Articles 5-2 et 5-3)

Guide pour la conception des postes à TEPCO (Extrait - Ingénierie de mise à la terre)

Amérique du Nord

ANSI/IEEE Std 80 - 1991 - Guide pour la sécurité de la mise à la terre des postes à courant alternatif

ANSI/IEEE Std 82 - Guide pour la mesure de la résistivité du sol, de l'impédance de terre et des potentiels de surface d'un réseau de terre

ANSI C2 - 1993 - Code National Electrique

IEEE Guide C37.122 - 1983

IEEE Guide C37.122a - 1991

IEEE Guide C32.123 - 1991

Suisse

Décret concernant les installations d'énergie électrique, modification du 16 janvier 1985 : Chapitre A, Mise à la terre

Royaume-Uni

BS7430 - Code des pratiques des mises à la terre

Recommandations d'ingénierie S5/1 (Juillet 1966) - Installations de mise à la terre dans les postes

EA Spécification Technique 41-24 (Projet)



3.1. GÉNÉRALITÉS

Bien que les caractéristiques physiques des PSEM aient un effet important sur de nombreux aspects de sa conception, les spécifications de base d'un réseau de terre pour une installation de type PSEM ne sont pas différentes de celles utilisées pour un site à isolement dans l'air, c'est-à-dire pour protéger les équipes d'exploitation contre les risques et pour protéger les

matériels contre les interférences électromagnétiques et leurs conséquences.

3.2. ENCOMBREMENT PHYSIQUE

Comme l'encombrement d'un PSEM est typiquement uniquement de l'ordre de 10-25 % de celui d'un poste à isolement dans l'air équivalent, il est clair qu'il sera plus difficile d'obtenir le niveau requis de résistance d'électrode de terre. De plus, les éléments de matériels individuels sont plus proches les uns des autres, nécessitant un réseau «haute densité», c'est-à-dire plus de conducteurs de terre dans une zone déterminée. Ce dernier point aide à réduire la résistance d'électrode de terre mais non pas d'une manière économique, car augmenter la surface au sol est plus efficace qu'accroître la surface d'électrode de terre dans une zone donnée. Il peut donc être nécessaire de recourir à des méthodes complémentaires pour obtenir la valeur spécifiée de résistance d'électrode de terre (voir paragraphes 4.2.1 - 4.2.3).

3.3. TENSION D'ENVELOPPE TRANSITOIRE (TEV)

La tension d'enveloppe transitoire est provoquée par le courant à haute fréquence, et non pas par les courants transitant à la fréquence de service. La tension d'enveloppe transitoire peut être initiée par des coups de foudre, le fonctionnement des parafoudres, des défauts phase-terre et des décharges entre contacts durant les manœuvres, principalement des manœuvres de sectionneurs (voir Annexes).

La tension d'enveloppe transitoire est initiée par les courants dans le réseau de terre et la capacité de l'installation de PSEM, et peut atteindre des temps de montée aussi faibles que 3 à 20 n-sec, mais ne subsistent au plus que pendant 20-30 µsec.

Les courants à haute fréquence provoquent une montée de potentiel transitoire locale, à cause de la réactance relativement élevée des connexions de terre conventionnelles, par exemple une longueur de 1 mètre de cuivre rectiligne peut avoir une réactance approximativement de 60 ohms à 10 MHz, tandis que à 50 Hz elle ne sera que de 0,003 ohms. Aussi, ces

vent satisfaire les distributions d'énergie électrique

Cahier des prescriptions communes des éléments blindés 72.5 à 420 kV du réseau de transport d'EDF (CPC ME 84)

Directives techniques pour l'étude et la construction des postes du réseau de transport d'EDF

Spécification pour la fourniture des câbles basse tension protégés contre les perturbations électromagnétiques (HN 33S34)

Germany

DIN 57 141/VDE 0141; 7.89 - Specification for earthing in installations above 1 kV AC

DIN 57 101/VDE 0101 - Protection against dangerous "touch voltages" in substations above 1 kV AC

Japan

Ministerial ordinance of technical standards for electrical equipment (Extraction - Articles 18 and 19).

JEAC-5001-1988 - Standards for hydro-power stations. (Extraction - Articles 5-2 and 5-3).

The guideline of substation designing in TEPCO. (Extraction - Grounding Engineering).

North America

ANSI/IEEE Std 80 - 1991 - Guide for safety in alternating current substations grounding

ANSI/IEEE Std 82 - Guide for measuring earth resistivity ground impedance and earth surface potentials of a ground system

ANSI C2 - 1993 - National Electrical Code

IEEE Guide C37.122 - 1983

IEEE Guide C37.122a - 1991

IEEE Guide C32.123 - 1991

Switzerland

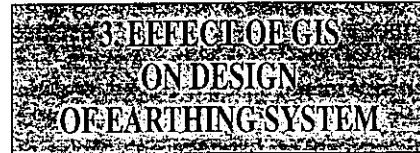
Decree about electrical power installations, alteration from January 16, 1985: Chapter A, Earthing.

United Kingdom

BS7430 - Code of Practice for Earthing

Engineering Recommendation S5/1 (July 1966) - Earthing Installations in substations

EA Technical Specification 41-24 (Draft)



3.1 GENERAL

While the physical characteristics of the GIS will have a profound effect on a number of aspects of the design, the basic requirements of an earthing system for a GIS installation are not different to those for an air insulated site, *i.e.* to protect operating staff against any hazard and to protect equipment against electromagnetic interference and damage.

3.2 PHYSICAL SIZE

As the area occupied by a GIS substation is typically only 10-25 % of that of the equivalent air insulated installation, then clearly achieving the required level of earth electrode resistance is going to be more difficult. In addition, the individual items of equipment are closer together requiring a "high density" grid, *i.e.* more ground conductor in a given area. This latter feature helps to reduce the earth electrode resistance but not in a very cost effective way because increasing the ground area is far more effective than increasing the amount of earth electrode surface in a given area. It may therefore be necessary to resort to additional methods to achieve the required value of earth electrode resistance (See paragraphs 4.2.1 - 4.2.3)

3.3 TRANSIENT ENCLOSURE VOLTAGE (TEV)

Transient enclosure voltage is caused by high frequency current, not by currents flowing at service frequency. TEV can be set up by lightning strokes, operation of lightning arresters, phase to earth faults and

discharges between contacts during switching, mainly disconnecter operations (See Appendix). The TEV is set up by the currents fed into the earthing system and the capacitance of the GIS installation, and can have rise times as low as 3 to 20 n.sec, but are only sustained for 20-30 msec at the most.

The high frequency currents cause local transient potential rise because of the relatively high reactance of conventional earth connections, e.g. a 1 metre length of straight copper can have reactance of approximately 60 ohms at 10 MHz whereas at 50 Hz it would be approximately 0.003 ohms. Thus connections must be as short and direct as possible because bends in copper conductors also cause high reactance at high frequencies.

3.4 DISCONTINUITIES

High frequency transients are generally confined to the inside of the screening provided by the GIS enclosures and, as such, cause no problems. However, all GIS includes discontinuities in the enclosure which allows the high frequency effects to be transferred to the exterior of the GIS.

Discontinuities exist at:

- SF6 to air terminations
- SF6 to transformer or reactor bushings
- SF6 to HV cable bushings
- Insulated flanges employed in externally mounted current transformers, *i.e.* CT's mounted around the metal enclosure
- Exposed insulation at enclosure flange joints
- Windows at Disconnectors
- Monitoring devices
- Instrument transformers, terminals of secondary windings

The SF6 to air termination gives the most significant enclosure discontinuity and is therefore the largest potential source of high frequency effects. The magnitude of the high frequency transient coupled from the SF6/Air termination is dependent on the arrangement of the termination itself. The propagation of the transient back into the GIS is influenced by bushing supports, earth connections and any shields which may be installed.

Other enclosure discontinuities are also sources of high frequency effects

connexions doivent être aussi courtes et directes que possible car des courbes de conducteur cuivre provoquent également un réactance élevée aux hautes fréquences.

3.4. DISCONTINUITÉS

Les transitoires à haute fréquence sont généralement confinés à l'intérieur du blindage de l'enveloppe des PSEM et ainsi ne provoquent pas de problème. Toutefois, chaque PSEM comporte des discontinuités dans l'enveloppe qui conduisent à des transferts vers l'extérieur du PSEM des effets à haute fréquence.

Les discontinuités existent aux :

- Extrémités SF₆ / air
- Traversées SF₆ / transformateur ou réactance
- Traversées SF₆ / câbles HT
- Brides isolées employées dans les transformateurs de courant montés à l'extérieur, c'est-à-dire les TC montés autour de l'enveloppe métallique
- Isolation exposée aux joints de brides d'enveloppe
- Fenêtres de sectionneurs
- Dispositifs de surveillance
- Transformateurs de mesure, extrémités des enroulements secondaires

Les extrémités SF₆/air donnent la discontinuité d'enveloppe la plus significative et sont de ce fait la source potentielle la plus importante d'effets à haute fréquence. L'amplitude des transitoires à haute fréquence couplés à l'extrémité SF₆/air dépend de la disposition de l'extrémité elle-même. La propagation du transitoire en retour dans le PSEM est influencée par les supports de traversée, les connexions de terre et tous les écrans qui peuvent être installés.

D'autres discontinuités d'enveloppe sont également source d'effets à haute fréquence, mais sont généralement d'amplitudes inférieures à celles apparaissant pour les traversées SF₆/air.

Sur certaines conceptions d'enveloppe de PSEM, les joints de brides principales sont réalisés en utilisant un sandwich de joints métalliques et d'espaceur isolants. Des mesures spéciales doivent alors être introduites pour éviter des amorçages au niveau de la discontinuité qui peuvent provoquer des alarmes pour le personnel d'exploitation et dans un cas extrême

provoquer même des dommages à l'isolation de cette discontinuité.

3.5. BLINDAGE

La tension d'enveloppe transitoire interfère sur les circuits de protection, de contrôle commande et de communication par couplage électromagnétique. Si la mise à la terre n'est pas efficace, des transitoires à haute fréquence allant jusqu'à 50 kV peuvent être atteints sur l'enveloppe du PSEM, nécessitant un blindage des câbles de contrôle commande, de protection et de communication attachés à l'enveloppe du PSEM et une séparation de l'enveloppe chaque fois que cela est possible.

3.6. EFFETS SUR LE PERSONNEL

La présence d'une tension d'enveloppe transitoire dans le PSEM a souvent suscité des questions concernant la sécurité du personnel ayant accès à de tels postes. La tension d'enveloppe transitoire est toutefois un phénomène de faible énergie, de courte durée et il n'existe pas d'évidence connue pour penser qu'elle est directement dangereuse pour le personnel travaillant sur les installations de PSEM.

L'apparition d'amorçages sur les discontinuités isolées durant les opérations de manœuvre peuvent toutefois effrayer les opérateurs et leur causer des torts, par exemple si l'opérateur est debout sur une échelle à ce moment. Par conséquent, il paraît opportun d'introduire des panneaux d'avertissement limitant l'accès durant les opérations de manœuvre. Toutefois, l'introduction des mesures décrites au Chapitre 4 doit permettre un environnement de travail sûr pour le personnel d'exploitation et de maintenance.

4. CONCEPTION DES RÉSEAUX DE MISE À LA TERRE DES PSEM

4.1. GÉNÉRALITÉS

Le concepteur devra appréhender sa tâche de conception d'un réseau de terre de PSEM de la même manière

que pour un réseau de poste à isolement dans l'air vu que le critère de fréquence de service sera toujours prédominant. Toutefois, des considérations détaillées vis-à-vis des phénomènes à haute fréquence devront être prises en compte à différentes étapes du processus de conception.

4.2. CONCEPTION DU RÉSEAU DE TERRE

Le but d'un réseau de mise à la terre est de fournir un chemin à faible impédance au courant de défaut à la terre ainsi qu'au courant haute fréquence lié à la tension d'enveloppe transitoire. Les critères de fréquence de service sont les facteurs les plus significatifs.

Avant de concevoir le réseau de terre, il est nécessaire de connaître le courant de défaut à la terre maximum que le réseau aura à écouler, la résistivité du sol et par conséquent en connaissant la montée de potentiel par rapport à la terre maximale possible, il est simple de calculer la résistance d'électrode de terre globale requise. Par exemple si la montée de potentiel par rapport à la terre attendue est de 650 V pour un courant de 10 kA, la résistance d'électrode de terre devra être inférieure à 0,065 ohms. Différentes normes nationales et internationales proposent des guides sur ce sujet (voir Section 2.3). Des programmes sur ordinateur pour optimiser les réseaux de terre sont disponibles.

Normalement, avec un poste à isolement dans l'air (qui sera d'encombrement au sol plus important par rapport à un PSEM équivalent), une simple boucle de cuivre non isolée posée autour du périmètre du site avec des connexions croisées pour relier les éléments individuels des matériels, assurera une électrode de résistance suffisamment faible. Toutefois, la surface au sol plus compacte occupée par un PSEM signifie que la taille de la boucle de terre principale sera inférieure et de ce fait la capacité globale d'écoulement conducteur sera également inférieure et des mesures complémentaires pourront être nécessaires (voir paragraphes 4.2.1 - 4.2.3).

4.2.1. Effets de différentes dispositions de maillage

Augmenter la longueur des conducteurs posés dans une boucle simple

but these are generally much smaller than those which appear due to the SF6/Air bushing.

On some designs of GIS enclosures the main flange joints are made using a sandwich of metal flanges and the insulating spacer. Special measures therefore have to be introduced to prevent sparking across the discontinuity which can cause alarm to operational staff and, in extreme cases, may cause damage to the insulation of the discontinuity.

3.5 SCREENING

Transient enclosure voltage interferes with protection, control and communication circuits by electromagnetic coupling. If the earthing is not efficient, high frequency transients as high as 50 kV may be reached on the GIS enclosure making it necessary to screen control, protection and communication cables attached to the GIS enclosure and to separate them from the enclosure whenever possible.

3.6 EFFECTS ON PERSONNEL

The presence of TEV in GIS has, often, raised questions concerning the safety of personnel having access to such a substation. TEV, however, is a low energy, short duration phenomenon and there is no recorded evidence to suggest that it is directly dangerous

to personnel performing their normal duties within GIS installations.

The appearance of sparking at insulated discontinuities during switching operations may, however, startle operators and cause them harm, e.g. if standing on a ladder at the time. Consequently it may be appropriate to introduce warnings limiting access during switching operations. However, the introduction of measures described in Chapter 4 should provide a safe working environment for operation and maintenance personnel.

4. DESIGN OF GIS EARTHING SYSTEM

4.1 GENERAL

The designer should approach the task of designing a GIS earthing system in the same way as for an AIS system because the service frequency criteria will still predominate. However, detailed considerations to cater for the high frequency phenomena will have to be taken into account at various stages during the design process.

4.2 DESIGN OF EARTH GRID

The purpose of the earth grid is to provide a low impedance path for the

earth fault current and, also the high frequency current arising from TEV. The service frequency criteria are the most significant factors.

Before designing the grid, it is necessary to know the maximum earth fault current that the system will have to carry, the soil resistivity and consequently, knowing the maximum allowable earth potential rise, it is a simple matter to calculate the required overall earth electrode resistance, e.g. if the maximum allowable earth potential rise is 650 V and the current 10 kA, the earth electrode resistance should be less than 0.065 ohms. Various national and international standards give guidance on this matter. (See Section 2.3). Computer programmes for optimising the earthing grid are available.

Normally, with an AIS, (which will be large in area compared with the equivalent GIS) a single uninsulated copper loop laid around the perimeter of the site with cross connections to pick up the individual items of equipment, will provide a sufficiently low resistance electrode. However, the smaller area occupied by a GIS means that the size of the main earth loop will be smaller and therefore the total amount of conducting path will also be smaller and additional measures may be necessary (See Paragraphs 4.2.1 - 4.2.3).

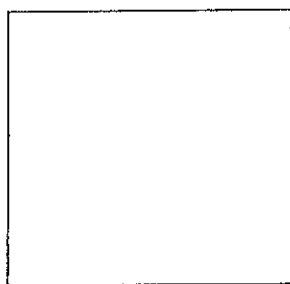
4.2.1 Effect of different mesh arrangements

Increasing the length of conductors laid within a single loop will reduce the resistance of the mesh but not in direct proportion to the additional length laid, e.g. Figure 1 (Ref IEEE Std 80).

However, the desirability of providing frequent and short connections for the closely spaced individual items of equipment does provide an incentive to lay a "high density" grid.

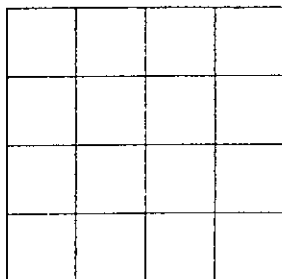
4.2.2 Effect of connecting to reinforced concrete mat

If a continuous reinforced concrete floor slab is being used then connecting the reinforcing steel mesh and structural steel to the earthing grid will certainly serve to reduce the total earth electrode resistance and also provide more even potentials within the floor area and at the surface. Preferably the reinforcing steel rods should be wel-



Longueur de conducteurs du réseau : 55,2 m
Résistance relative ohm/ohm mètre 0,0518 (50 Hz)

Grid Conductor Length 55.2 m
Relative Resistance ohm/ohm metre 0.0518 (50 Hz)



Longueur de conducteurs du réseau : 138 m
Résistance relative ohm/ohm mètre 0,0419 (50 Hz)

Grid Conductor Length 138 m
Relative Resistance ohm/ohm metre 0.0419 (50 Hz)

Figure 1. Différentes dispositions de maillage.

Figure 1. Different mesh arrangements

réduira la résistance du maillage, mais non pas en proportion directe à la longueur additionnelle posée, cf exemple Figure 1 (Ref IEEE Std 80).

Toutefois, le désir d'obtenir des connexions fréquentes et courtes pour les matériels individuels situés proches les uns des autres conduira à utiliser un réseau «haute densité».

4.2.2. Effets de la connexion à un plattelage en béton armé

Si une dalle en béton armé continue est utilisée, le raccordement du maillage en armature acier et de la structure acier vers le réseau de terre serviront alors certainement à réduire la résistance d'électrode de terre totale ainsi qu'à fournir des potentiels plus équitables dans la zone enfouie et à la surface. Les armatures en acier seront de préférence soudées entre elles pour assurer une continuité. Toutefois, ceci engendre un certain nombre de difficultés pratiques, par exemple le besoin d'amener les connexions de terre à travers la dalle à des intervalles fréquents ainsi que la nécessité d'éviter des «boucles» indésirables de fort courant qui peuvent provoquer des dommages localement. Il est bien sûr possible de poser le réseau sur la dalle armée, mais cela augmente la résistance d'électrode de terre car il ne repose pas dans la terre. Un avantage peut également être tiré du fait que les barres renforcées possèdent une faible impédance aux courants haute fréquence à cause de «l'effet de peau».

4.2.3. Utilisation de piquets de mise à la terre profonds

Il s'avère impossible de réduire la résistance d'électrode de terre à une valeur suffisamment faible en utilisant les méthodes décrites ci-dessus, aussi des piquets de terre profonds ou un traitement chimique du sol pour réduire la résistivité peuvent être bénéfiques.

La valeur de la résistance d'électrode de terre conçue peut être calculée en utilisant une formule empirique donnée dans différentes normes, mais il est recommandé que les moyens soient pris lors de la conception pour mesurer la résistance sur le réseau installé, afin que les mesures additionnelles soient prises si nécessaire (voir Chapitre 5).

4.3. CONNEXIONS AU RÉSEAU DE TERRE

Des connexions fréquentes de l'enveloppe du PSEM au réseau de terre et le fait que les enveloppes de phase soient également liées entre elles minimiseront des tensions de «pas» et de «toucher» dangereuses dans l'environnement du PSEM. De plus, les connexions doivent être aussi courtes et directes que possible pour réduire l'impédance aux fréquences élevées (voir Figure 2).

Le besoin de réaliser des connexions à la terre aussi courtes et directes que possibles suggèrent également fortement que les enveloppes de PSEM soient aussi proches que possible du niveau du sol, bien que cela ne soit pas la considération principale lors de la conception de l'installation du PSEM.

4.4. DISCONTINUITÉS

Comme décrit au paragraphe 3.4, des potentiels haute fréquence peuvent apparaître aux discontinuités des

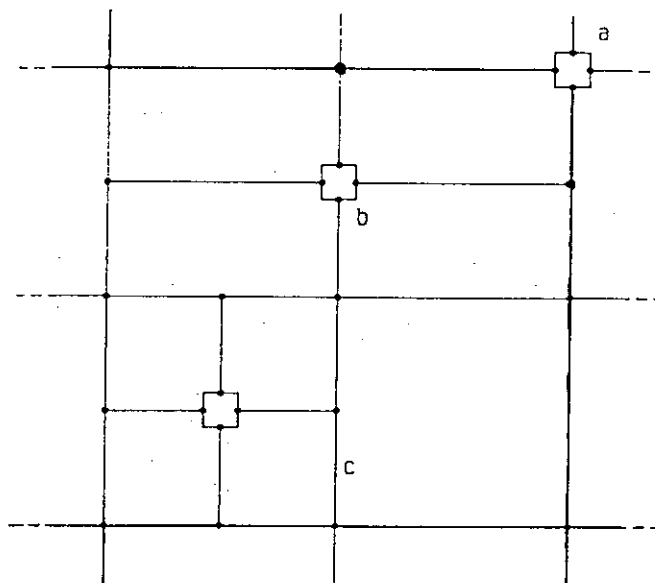
enveloppes de PSEM et des mesures spéciales doivent être prises pour atténuer ces conditions.

4.4.1. Aux entrées de câbles

L'utilisation de brides isolées aux entrées de câbles produit une discontinuité au niveau de la bride, mais un remède simple et économique est disponible par le moyen d'un certain nombre de résistances non linéaires ; 4 à 8 blocs d'oxyde de zinc doivent suffire par un raccordement symétrique autour de la bride avec des connexions courtes (voir Figure 3). Des capacités de couplage peuvent également être utilisées à la place des résistances non linéaires.

4.4.2. Traversées de transformateur ou de réactance

De manière similaire, lorsque le matériel de PSEM est raccordé à un transformateur, à une réactance, etc. *via* des traversées, le besoin de garder la partie métallique séparée des deux masses métalliques nécessite une isolation entre les brides et, par conséquent une discontinuité dans l'enve-



Le matériel peut être inséré à un «point de jonction» (a), ou par des connexions complémentaires (b ou c).

Equipment can be inserted at a "crossing point" (a), or by additional connections (b or c).

Figure 2. Connexions des matériels au réseau de terre.

Figure 2. Connection of equipment to the earthing grid.

ded together for continuity. However this brings with it a number of practical difficulties, e.g. the need to bring the earth connections through the concrete slab at frequent intervals and the need to avoid undesirable "loops" of high current which could damage concrete locally. It is of course possible to lay the grid over the concrete mat but this increases its earth electrode resistance because it is not laid in the ground. Advantage can also be taken of the fact that reinforcing bars have a low impedance to high frequency currents due to "skin effect".

4.2.3 Use of deep driven ground rods

If it is found to be impossible to reduce the earth electrode resistance to a sufficiently low value using the methods described above, then deep driven ground rods or chemical treatment of the soil, to reduce resistivity, may be beneficial.

The value of the designed earth electrode resistance can be calculated using empirical formula quoted in various standards but it is recommended that means be provided in the design to measure the resistance on completion so that additional measures can be taken if necessary (See Chapter 5).

4.3 CONNECTIONS TO THE EARTH GRID

Frequent connection of the GIS enclosure to the earth grid and the fact that the phase enclosures are also bonded together will minimise hazardous "step" and "touch" voltages within the GIS area. In addition, connections should be as short and straight as possible to reduce the impedance at the higher frequencies (See Figure 2).

The need to make connections to earth as short and direct as possible also suggests strongly that GIS enclosures should be as near to ground level as possible though this should not be the over-riding consideration when the GIS installation itself is being designed.

4.4 DISCONTINUITIES

As described in paragraph 3.4, high frequency potentials can occur at discontinuities in the GIS enclosures and

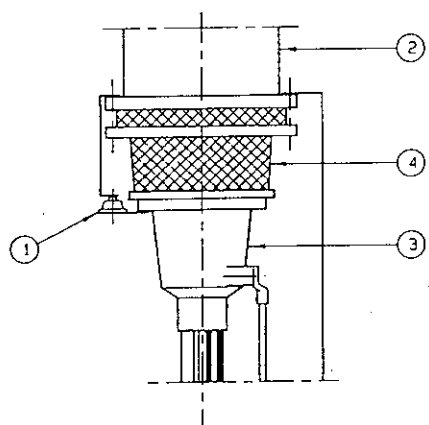
special measures have to be taken to alleviate the condition.

4.4.1 At cable entries

The use of insulated flanges at cable entries produces a discontinuity at the flange but a simple and economic remedy is available by means of a number of non-linear resistors; 4 to 8 zinc oxide blocks will suffice, connected symmetrically around the flange with short connections (See Figure 3). Coupling capacitors may also be used in place of the non linear resistors.

4.4.2 Transformer or reactor bushings

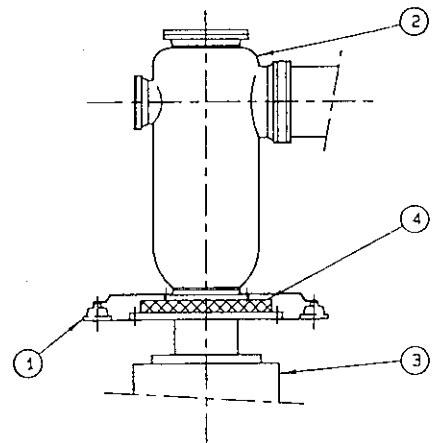
Similarly, where the GIS equipment is connected to a transformer, reactor etc via bushings, the need to keep the metal work of the two metal masses separate necessitates insulation between the flanges and, in consequence, a discontinuity in the enclosure. The high frequency potential difference across the discontinuity can be



- 1. Résistance variable
 - 2. Enveloppe métallique du PSEM
 - 3. Partie métallique de l'extrémité du câble
 - 4. Isolateur
- 1. Variable resistance
 - 2. Metal enclosure of GIS
 - 3. Metal part of the cable terminal
 - 4. Insulator

Figure 3. Shuntage de l'isolation entre l'enveloppe métallique d'un PSEM et la partie métallique du câble au moyen de résistances variables.

Figure 3. Shunting of the insulation between the metal enclosure of a GIS and the metal part of the cable by means of variable resistances.



- 1. Résistance variable
 - 2. Enveloppe métallique du PSEM
 - 3. Cuve du transformateur
 - 4. Isolateur
- 1. Variable resistance
 - 2. Metal enclosure of GIS
 - 3. Transformer tank
 - 4. insulator

Figure 4. Shuntage de l'isolation entre l'enveloppe métallique d'un PSEM et la cuve de transformateur par des résistances variables.

Figure 4. Shunting of the insulation between the metal enclosure of a GIS and a transformer tank by variable resistances.

kept to a safe level by means of non-linear resistors (See Figure 4). In some cases the metal masses are deliberately bonded together but, even so, care will need to be taken because of the change in surge impedance.

4.4.3 CT's fitted external to the enclosures

When current transformers are fitted to the outside of enclosures, it is clearly necessary to avoid power frequency currents flowing in the enclosures in the opposite direction to the main fault current in the primary conductor. Consequently insulated flanges have to be fitted at those points. This establishes yet another type of discontinuity in the enclosure with the consequential danger of high frequency and high potential differences across the gap. This can be alleviated by means of suitably designed shunts around the current transformers or, preferably, by non linear resistances connected symmetrically around the circumference of

loppe. La différence de potentiel haute fréquence dans la discontinuité peut être conservée à un niveau acceptable au moyen de résistances non linéaires (voir figure 4). Dans certains cas, les masses métalliques sont liées de manière délibérée entre elles mais même ainsi, des précautions seront prises à cause de la variation de l'impédance d'onde.

4.4.3. TC montés à l'extérieur des enveloppes

Lorsque des transformateurs de courant sont montés à l'extérieur des enveloppes, il est évidemment nécessaire d'éviter les courants à fréquence industrielle s'écoulant dans les enveloppes en direction opposée au courant de défaut principal dans le conducteur primaire. Par conséquent, des joints isolés doivent être montés à ces différents points. Ceci établit déjà un autre type de discontinuité dans l'enveloppe avec le danger lié aux fréquences élevées et les différences de potentiel élevées dans cet intervalle. Ceci peut être atténué au moyen de shunts conçus de manière appropriée autour des transformateurs de courant ou, de préférence au moyen de résistances non linéaires raccordées symétriquement autour de la circonférence du joint (voir Figure 5). Dans certains cas, des éclateurs peuvent également être utilisés. Des capacités de couplage sont également efficaces.

4.4.4. Traversées SF₆/air

Bien que les joints isolés ne soient pas utilisés dans les traversées SF₆/air, toutefois à cause des différentes impédances d'onde des jeux de barres internes et des traversées, il existe une «discontinuité» dans l'enveloppe et il est important de conserver l'impédance haute fréquence des connexions de mise à la terre des traversées à une valeur minimum. Par exemple si la conception le permet, tous les efforts devront être réalisés pour conserver la traversée près du sol afin que la connexion de terre vers le réseau de terre principal soit aussi courte et directe que possible.

4.4.5. Points d'entrée des postes intérieurs

Le point d'entrée en bâtiment d'un PSEM représente une excellente opportunité pour améliorer les

connexions de terre, particulièrement si le PSEM se termine avec une traversée SF₆/air à l'extérieur des bâtiments. Dans de telles circonstances, il faudra réaliser un passage de faible impédance pour l'onde réfractée.

Un arrangement tel que celui représenté en figure 6 représente une méthode idéale pour empêcher l'onde réfractée (voir Annexe) de rentrer à nouveau dans le bâtiment. Pour être plus efficace, l'enveloppe du PSEM doit être bien liée à la portion métallique environnante des murs voisins, par exemple aux barres armées qui à leur tour doivent être raccordées au réseau de mise à la terre par au moins deux points, et de préférence plus si possible. Une alternative peut être la réalisation de murs entièrement métalliques qui bien sûr doivent être directement reliés à l'enveloppe du PSEM.

4.4.6. Résistances non linéaires

Au moment de la rédaction de ce rapport, il n'existe pas de résistances non linéaires réellement disponibles dans le commerce qui soient conçues à des seules fins de protection des PSEM

contre les discontinuités. Par conséquent, le concepteur de réseaux de mise à la terre devra plutôt adapter une résistance conçue à d'autres fins, ou développer une résistance construite spécialement et optimisée pour cette utilisation spécifique. Les facteurs à prendre en considération incluent les caractéristiques de réponse haute fréquence, de tension assignée et d'absorption énergétique. De plus, une grande attention doit être portée pour réduire les inductances parasites au moyen d'une conception soignée des connexions de liaison.

4.5. EFFETS SUR LES CIRCUITS DE CONTRÔLE COMMANDE

Il sera évident pour le concepteur d'un réseau de mise à la terre qu'en raison de la distance entre les extrémités des câbles de contrôle commande dans le PSEM et comparativement à l'impédance «haute fréquence» élevée des connexions de terre que, si aucune mesure spéciale n'est prise, il peut exister une différence de potentiel élevée qui apparaît entre les extrémités des câbles de contrôle commande

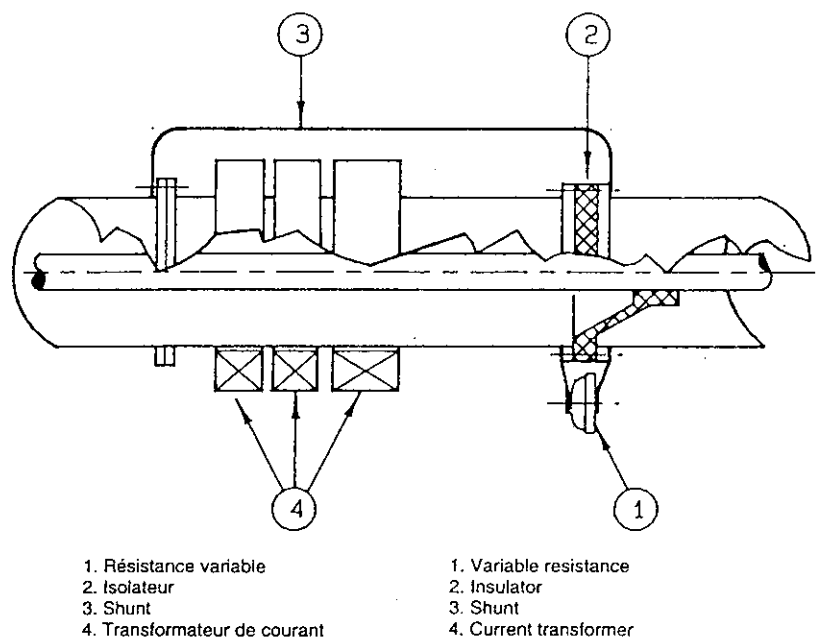


Figure 5. Shunting of the discontinuity of a metal enclosure by means of variable resistances.

Figure 5. Shunting of the discontinuity of a metal enclosure by means of variable resistances.

the flange (See Figure 5). In some cases spark gaps may also be used. Coupling capacitors are also effective.

4.4.4 SF6/Air bushings

Whilst insulated flanges do not feature in SF6 - Air bushings nevertheless, due to the different surge impedances of the internal busbars and the bushings, there is a "discontinuity" in the enclosure and it is important to keep the high frequency impedance of the earthing connections at the bushings to a minimum, e.g. if the design allows, every effort should be made to keep the bushing close to the ground so that the earth connection to the main grid is as short and straight as possible.

4.4.5 Indoor substation entrance points

The point at which a GIS enclosure enters a building provides an excellent opportunity for improving the earth connections, particularly if the GIS terminates at an SF6/Air bushing outside the buildings. Under such circumstances there will be a need to provide a low impedance path for the refracted wave.

An arrangement as shown in Figure 6 provides an ideal method for preventing the refracted wave (See Appendix) from re-entering the building. To be most effective the GIS enclosure must be well bonded to the surrounding

metallic portion of the surrounding walls, e.g. the reinforcing bars which, in turn, must be connected to the earth grid by at least two, preferably more, points. Alternatively the walls can be made entirely of metal which, of course, must be closely bonded to the GIS enclosure.

4.4.6 Non linear resistors

At the time of writing, commercial non linear resistors designed for the explicit purpose of protecting GIS discontinuities are not readily available. Consequently the earthing designer must either adapt a resistor designed for another purpose, or develop a custom built resistor optimised for the intended purpose. Factors to be taken into account include high frequency response, voltage rating and energy absorption characteristics. In addition great care must be taken to reduce stray inductances by careful design of the connecting leads.

4.5 EFFECTS ON CONTROL CIRCUITS

It will be obvious to the designer of the earthing system that owing to the distance between the ends of control cables in a GIS system and the comparatively large "high frequency" impedance of the earth connections that, unless special measures are taken, there could be a high potential diffe-

rence set up between the ends of control cables (tens of kilovolts). This can affect the performance of control equipment, e.g. printed circuit boards, connected to the GIS equipment even though remote from it.

This condition can be alleviated by:

(a) Careful choice of control cable routes

The "coupling" between the enclosure and the control cables can be reduced if the latter are placed as far away as possible from the enclosure. Thus, unscreened control cables should not be fixed to the enclosure for any distance and should be led away from the enclosure as quickly as possible after leaving the "entry point", e.g. CT terminal box etc.

(b) Screening of control cables

In general, conditions in a GIS installation, particularly the range of frequencies experienced, makes it necessary to use "continuous" screens; "braided" screens are of limited use because of their high impedance at high frequencies. Effective screening, however, can be produced by enclosing the individual cables in their own screens, or by enclosing a group of cables in metallic conduits or totally enclosed cable trays. This screen should be bonded to the cabinet or housing containing the equipment, e.g. gas density relays and earthed at the remote end by short direct connections. The cabinet or housing should also be bonded to the main earth.

4.6 TREATMENT OF ULTRA-SENSITIVE CONTROL EQUIPMENT

If some of the control, protection or telecommunication associated with the GIS has a very low transient immunity level, or if the relay room is within the GIS building, it may be necessary to provide complete shielding (Faraday cage) of the rooms or cabinets containing the equipment. In instances when a Faraday cage is used cables from the control cabinet at the GIS should still be completely screened and the screens bonded to the shield of the Faraday cage as directly as possible. For cable runs in excess of 60 m, either between the GIS and the control kiosks or between the control kiosk and the control/relay room, it may be

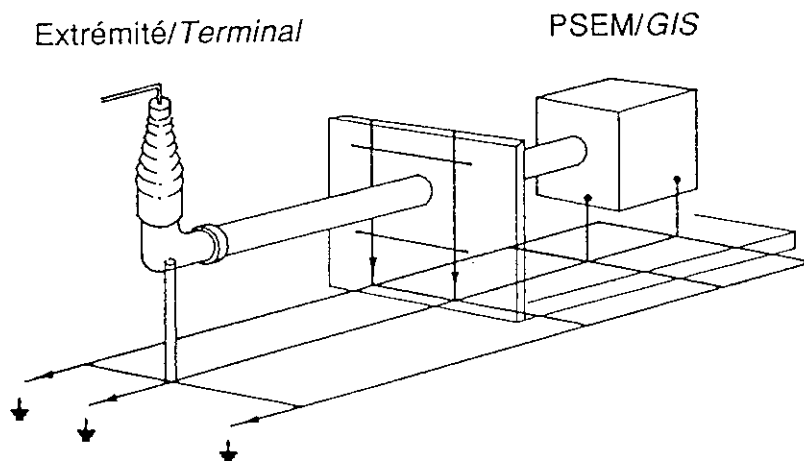


Figure 6. Méthode de blindage d'extrémité d'un PSEM dans un bâtiment.

Figure 6. Method of screening GIS termination into building.

(dizaines de kilovolts). Ceci peut affecter la performance des équipements de contrôle commande, par exemple des cartes de circuit imprimé raccordées aux matériels de PSEM même s'ils sont éloignés.

Cette condition peut être atténuée par :

(a) Choix judicieux des chemins de câbles de contrôle commande

Le «couplage» entre l'enveloppe et les câbles de contrôle commande peut être réduit si ces derniers sont placés aussi loin que possible de l'enveloppe. Ainsi, des câbles de contrôle commande non blindés ne devront pas être fixés sur l'enveloppe quelle que soit la distance, et devront être enlevés de l'enveloppe aussi rapidement que possible après avoir passé le «point d'entrée», par exemple aux boîtes d'extrémités de TC, etc.

(b) Blindage des câbles de contrôle commande

En règle générale, les conditions d'installation des PSEM, particulièrement dans la plage des fréquences utilisées, rendent nécessaire l'utilisation d'écrans «continus» ; les écrans «tressés» sont d'une utilisation limitée à cause de leur impédance élevée aux hautes fréquences.

Un blindage efficace peut toutefois être réalisé en enfermant des câbles individuels dans leur propre blindage, ou en enfermant un groupe de câbles dans les conduits métalliques ou par des plateaux de câbles entièrement fermés. Ce blindage devra être lié à l'armoire ou au bâtiment de relaiage contenant les matériels, par exemple les relais de densité de gaz mis à la terre à l'extrémité par des connexions directes et courtes. L'armoire ou le bâtiment devront également être reliés au réseau de terre principal.

4.6. TRAITEMENT DES ÉQUIPEMENTS DE CONTRÔLE COMMANDE ULTRA-SENSIBLES

Si certains des matériels de contrôle commande, de protection ou de télécommunication associés au PSEM possèdent un niveau d'immunité transitoire très bas, ou si le bâtiment de relaiage se trouve dans le bâtiment de PSEM, il pourra être nécessaire de réaliser un blindage complet (cage de

Faraday) des bâtiments ou des armoires contenant ces équipements. Par exemple, lorsqu'une cage de Faraday est utilisée, les câbles de l'armoire de contrôle commande du PSEM devront toujours être complètement blindés et les écrans reliés au blindage de la cage de Faraday aussi directement que possible. Pour les chemins de câbles dépassant 60 m, aussi bien entre le PSEM et l'armoire de contrôle commande qu'entre l'armoire de contrôle commande et le bâtiment de contrôle commande et de relaiage, il pourra être nécessaire d'utiliser des transformateurs d'isolement ou des relais intermédiaires.

Avec la tendance sans cesse croissante de monter des équipements de contrôle commande près de l'appareillage, la possibilité d'interférence croît énormément bien que les dernières directives CEM peuvent au contraire conduire à des conceptions de matériels de contrôle commande mieux immunisés aux contraintes transitoires.

4.7. TRANSFORMATEURS DE MESURE

Les tensions transitoires transmises via les transformateurs de mesure vers les circuits secondaires peuvent être réduites par des connexions de terre judicieusement placées dans le transformateur et par un blindage des enroulements secondaires.



5.1. COMPATIBILITÉ À FRÉQUENCE INDUSTRIELLE

La raison principale qui justifie la réalisation de mesures sur une installation de mise à la terre est la vérification de l'adéquation d'une nouvelle installation de mise à la terre et le contrôle par des mesures complémentaires, quand elles existent, relatives à la protection du personnel et des équipements de contrôle commande.

Des mesures sont également recommandées après des modifications

majeures affectant les spécifications de base et à des intervalles réguliers (cinq à dix ans) pour vérifier l'état de l'installation de mise à la terre.

Les mesures, bien que quelquefois difficiles à réaliser, apporteront des résultats plus fiables que les calculs et sont dans tous les cas toujours appropriées pour vérifier ces derniers.

Une méthode appropriée basée sur l'utilisation d'injections de courant à travers une électrode auxiliaire est incorporée dans plusieurs dispositifs disponibles dans le commerce qui délivrent une lecture directe de la résistance de terre.

Pour les sites de surfaces importantes pour lesquels la distance à l'électrode auxiliaire est grande, les effets d'induction dans les connexions de mesure longues peuvent introduire des erreurs appréciables. Ceci peut être atténué en augmentant la valeur du courant d'injection.

Les inspections et les essais des réseaux de terre et des connexions de liaison devront être réalisés avant la mise en service de l'installation afin de s'assurer que tous les joints et connexions sont sains et sûrs. Lors de la mesure de la résistance de joint de conducteurs de même taille, les échantillons de mesure devront être localisés approximativement 25 mm de chaque côté du joint. La résistance de joint ne devra pas excéder celle d'un conducteur similaire de longueur équivalente. Lorsque des conducteurs de tailles dissymétriques sont joints, la résistance ne devra pas excéder 75% du plus petit des conducteurs de longueur équivalente.

Les vérifications et les essais décrits ci-dessus devront être répétés à des intervalles de maintenance réguliers lorsqu'une usure, dommage ou corrosion devront être corrigés sur les tresses de liaison flexibles.

Un compound protecteur peut être appliqué lorsqu'une corrosion existe sur le site.

5.2. COMPATIBILITÉ À HAUTE FRÉQUENCE

Les essais et les vérifications décrits ci-dessus en 5.1 devraient être adéquats pour préserver l'intégrité de l'installation de mise à la terre pour ce qui

necessary to use isolation transformers or interposing relays.

With the increasing tendency to mount control equipment near to the switchgear, the possibility of interference increases in importance though, conversely, latest EMC directives should lead to designs of control equipment more immune to transients.

4.7 INSTRUMENT TRANSFORMERS

Transient voltages transmitted via instrument transformers to the secondary circuits can be reduced by carefully placed earth connections within the transformer and by internal screening of the secondary windings.

5. TESTING AND MAINTENANCE OF EARTHING INSTALLATIONS

5.1 POWER FREQUENCY COMPATIBILITY

The main reason for making measurements of an earthing installation is to verify the adequacy of a new earthing installation and to ascertain those additional measures, if any, that are necessary to protect personnel and control/communications equipment. Measurements are also recommended after major changes affecting the basic requirements and at regular intervals (five to ten years) to check the condition of the earthing installation.

Measurements although somewhat difficult will usually give more reliable results than calculations and in any case are always advisable to check the latter.

A suitable method based on the use of current injection via an auxiliary electrode is incorporated in several commercially available instruments which give direct readings of the earthing resistance.

For large sites where the distance to the auxiliary electrode is long, induction effects in the long measuring leads can introduce appreciable errors.

These can be mitigated by increasing the value of the injection current.

Inspection and testing of the above ground earthing and bonding connections should be made before commissioning the installation to ensure that all joints and connections are sound and secure. When measuring joint resistance of conductors of the same size, the measuring probes should be located approximately 25 mm on either side of the joint. The joint resistance should not exceed that of an equivalent length of a similar conductor. Where conductors of dissimilar size are jointed the resistance should not exceed 75% of an equivalent length of the smaller conductor.

The above checks and tests should be repeated at the maintenance intervals when any wear, damage or corrosion to flexible bonding braids or lamination should be rectified.

A protective compound may be applied where site corrosion exists.

5.2 HIGH FREQUENCY COMPATIBILITY

The tests and checks outlined in 5.1 above should be adequate to preserve the integrity of the earthing installation in respect of power frequency currents, but additional measures may be necessary in respect of the high frequency earthing and bonding circuits.

Since the high frequency phenomena preponderantly arise from the switching of disconnectors, the integrity of the earthing installation against high frequency transient effects can probably be best checked out by strategic disconnector switching at the substation commissioning stage.

During such switching operations, check should be made for sparking at flanges and spurious or maloperations of protection and/or control systems.

It is assumed that all secondary equipment will have been previously type and routine tested for Electromagnetic Compatibility in the factory and that the purpose of the tests at site is limited to check that the equipment has been correctly transported to and re-installed at site together with the connections originating at site. The tests should also reveal if the GIS has, in

any way, inadvertently overstressed the secondary equipment.

6. CONCLUSION, REFERENCES AND ACKNOWLEDGEMENTS

6.1 CONCLUSION

The physical arrangement of a GIS installation does present the earth system design with a number of factors not present with a conventional air insulated substation. However, following the guidelines given it is possible to design an earthing system which is immune to the TEV phenomenon. Failure to take the relevant factors into account, however, can present the user with operational problems following commissioning.

It is clear, therefore, that there must be the closest co-operation between the GIS manufacturer and the intending user to ensure that responsibility for the various aspects of the earthing design is agreed at an early stage. There must also be close co-operation, at the design stage, between different suppliers' who may be involved in the building of the substation. Rectifying shortcomings following commissioning of the equipment can be expensive and inconvenient.

6.2 REFERENCES

- 1 - Clarenne, Ebersohl, Vigreux and Voisin : The effect of high frequency transient regimes on secondary equipment in gas insulated substations. Design of the earthing system, low voltage wiring and electronic equipment / *Influence des régimes transitoires à haute fréquence sur les équipements secondaires. Conception du réseau de mise à la terre, des fileries basse tension et des matériels électroniques* - Electra No 126, October / Octobre 1989
- 2 - Aanestad, Deter, Röhlsler, Lewis and Strnad : Substation earthing with special regard to transient ground potential rise. Design aims to reduce associated effects / *Mise à la terre des postes plus particulièrement sous l'aspect des montées en tension transitoires des terres. Principes de conception pour en limiter les effets* - CIGRE - Session 1988 Paper / Rapport 23-06

est des courants à fréquence industrielle, mais des mesures complémentaires pourront être nécessaires pour ce qui concerne les circuits de mise à la terre et de liaison en haute fréquence.

Comme les phénomènes haute fréquence sont produits de manière prépondérante par les manœuvres de sectionneurs, l'intégrité des installations de mise à la terre vis-à-vis des effets de transitoires haute fréquence peut probablement être vérifiée par une manœuvre de sectionneur stratégique lors de l'étape de mise en service du poste.

Durant de telles opérations de manœuvres, des vérifications devront être réalisées concernant les amorçages au niveau des joints, ainsi que les intempestifs et fausses manœuvres des réseaux de protection et/ou de contrôle commande.

Il est admis que tous les équipements secondaires auront été précédemment testés par des essais de type et de routine en usine vis-à-vis de la Compatibilité Electromagnétique, et que le but des essais sur site est limité à vérifier que les équipements ont été cor-

rectement transportés et ré-installés sur site en liaison avec les connexions déjà existantes sur site. Les essais doivent également vérifier si le PSEM a, par inadvertance, surcontraint les équipements secondaires.

6. CONCLUSION, BIBLIOGRAPHIE ET REMERCIEMENTS

6.1. CONCLUSION

L'arrangement physique des installations comprises dans un PSEM peut entraîner une conception de réseau de mise à la terre avec un nombre de facteurs différents de celui d'un poste conventionnel à isolement dans l'air. Toutefois, en suivant les recommandations de ce guide, il est possible de concevoir un réseau de mise à la terre qui soit immunisé aux phénomènes de tension d'enveloppe transitoire. Les dispositions à prendre relatives à ces différents facteurs peuvent toutefois présenter à l'utilisateur des problèmes

opérationnels après la mise en service.

Il est donc clair qu'il doit exister la collaboration la plus étroite possible entre les constructeurs de PSEM et les futurs utilisateurs pour s'assurer que les responsabilités concernant les différents aspects de la conception du réseau de mise à la terre sont claires dès le début. Il faudra également une étroite collaboration lors de l'étape de conception, entre les différents fournisseurs qui interviendront dans la construction du poste. Les modifications qui surviendraient après la mise en service des équipements peuvent être onéreuses et difficiles à réaliser.

6.2 BIBLIOGRAPHIE

(Voir dans l'anglais)

6.3 REMERCIEMENTS

Le rédacteur de ce Guide remercie tous les membres du GT 23.10 de la CIGRE pour l'assistance et les contributions à la rédaction de ce Guide, ainsi que pour leurs commentaires pertinents aux différentes étapes de rédaction.

ANNEXE EVALUATION DES EFFETS DES TENSIONS D'ENVELOPPE TRANSITOIRES (TEV)

RÉSUMÉ

Introduction

1. Amorçage à l'intérieur du PSEM
2. Amorçage à l'extérieur du PSEM
3. Brèves considérations sur la criticité des tensions de pas initiales
4. Techniques sur ordinateur

Bibliographie

INTRODUCTION

Les phénomènes de tension d'enveloppe transitoire (TEV), également connus comme montée de potentiel à la terre transitoire (TGPR), consistent en des transitoires haute tension de courte durée apparaissant sur la sur-

face externe de l'enveloppe du PSEM associés à une disparition brutale de tension interne (amorçage SF₆), des réallumages internes entre les contacts des disjoncteurs et des sectionneurs en cours de manœuvre ou des amorçages d'isolation externe.

Dans tous ces cas, la disparition brutale de tension produit des ondes mobiles qui se propagent dans toutes les directions possibles depuis le point d'amorçage, et qui sont liées au nombre de possibilités de cheminement offerts à partir de ce point. Ces ondes, caractérisées par un temps de montée très court, produisent des surtensions appelées surtensions transitoires très rapides (STTR) [1].

1. AMORÇAGE À L'INTÉRIEUR DU PSEM

Deux causes de STTR, et par conséquent de TEV, peuvent apparaître à l'intérieur du PSEM :

- Amorçages du SF₆ entre le conducteur et l'enveloppe (défaut à la terre)
- Réallumages entre contacts des sectionneurs et disjoncteurs en cours de manœuvre.

Dans les deux cas, les fronts d'ondes des STTR se propagent à l'intérieur des barres coaxiales du poste à cause de l'effet de peau jusqu'à un point de discontinuité (voir paragraphe 3.4). Le point de discontinuité (Figure 1,

3 - Van Riet : "How to live with transient ground potential rise" - CIGRE 1988 Session Proceedings for Group 23 / *Compte-Rendu de Session CIGRE 1988 pour le Groupe 23* - page 15

4 - Fujimoto : CIGRE 1988 Session Proceedings for Group 23 / *Compte-Rendu de Session CIGRE 1988 pour le Groupe 23* - page 16

5 - Noack, Zahlmann, Brocke and Schwarz: TGPR in GIS and their influence on the design of substation earthing - CIGRE 23-87, WG 23-04 April 1987

6 - ABB Publication CH405 1004/91E: Special phenomena in high voltage GIS

7 - Dr Thesis 1990 Eindhoven, Van Houten: EMC in HV Engineering

6.3 ACKNOWLEDGEMENTS

The Compiler of this Guide wishes to acknowledge the assistance of all the members of CIGRE WG 23.10 for their contributions to this document and for their valuable comments on the various drafts which have been produced.

APPENDIX EVALUATION OF THE EFFECTS OF TEV

CONTENTS

Introduction

1. Breakdown inside the GIS
 2. Breakdown outside GIS
 3. Short considerations on the criticality of the initial step voltages
 4. Computer Techniques
- References

INTRODUCTION

The phenomena of transient enclosure voltage (TEV), also known as transient ground potential rise (TGPR), consists of short duration high voltage transients appearing on the external surface of the GIS enclosure associated with an internal voltage collapse (SF6 breakdown), internal restrikes across the contacts of operating circuit breakers and disconnectors or external insulation breakdown.

In any case the voltage collapse produces travelling waves which propagate in all possible directions from the point of breakdown, depending on the number of paths departing from this point. These waves, characterised by very short rise time, produce the so called very fast transient overvoltages (VFTO) [1].

1. BREAKDOWN INSIDE THE GIS

Two causes of VFTO, and consequently of TEV, may arise internally to the GIS:

- Breakdown of the SF6 between the conductor and the enclosure (earth fault).

- Restrikes between the contacts of operating disconnectors and circuit-breakers.

In both cases VFTO wavefronts propagate inside the substation coaxial bus as a result of skin effect up to a point of discontinuity (see paragraph 3.4). The point of discontinuity (Figure 1, Figure 3) can be modelled as a junction of transmission lines each with its own surge impedance. In this point the refracted part of the VFTO passes on the external surfaces of the GIS enclosure causing the TEV [2].

The most typical of these discontinuities occurs at GIS/air bushing and on the GIS/cable bushing transitions.

Other discontinuities of interest are the current transformers, positioned outside the enclosure, and in some cases each supporting insulator flange as well.

In the earth fault case, a step voltage whose amplitude is equal to the line-to-ground breakdown voltage is initially produced. The maximum amplitude of this step voltage can be assumed equal to:

$$U_{100\%} = LIWL_{GIS} \times 1.20 \times 1.12$$

Where the coefficient 1.20 is the ratio between the breakdown voltage with positive polarity and the negative polarity. The coefficient 1.12 allows the passage from the LIWL (10% of breakdown probability) to the 100% of breakdown probability (assuming that $U_{100\%} = 2 \sigma LIWL$ and $\sigma = 6\%$).

As a consequence of internal defects, it is possible to have internal break-

downs for voltage levels less than the $LIWL_{GIS}$; in this case the reflections of the produced wave in correspondence of the open ends, with the subsequent tendency to doubling, may give rise to other breakdowns (secondary breakdown) at higher voltage levels, up to $U_{100\%}$ as maximum. This is what sometimes may happen especially

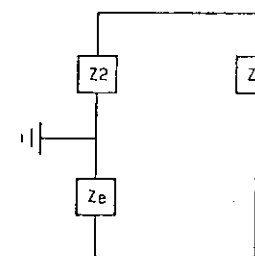
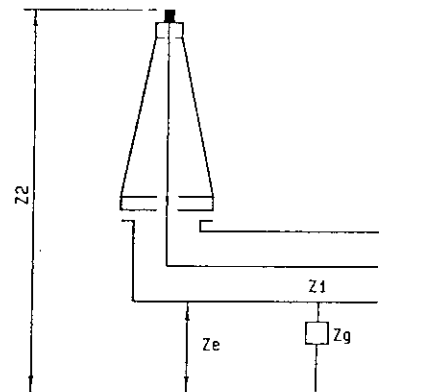


Figure 1. Surtensions sur les enveloppes associées à une extrémité de ligne aérienne.

Figure 1. Overvoltages on enclosures associated with an overhead line termination.

Figure 3) peut être modélisé comme une jonction des lignes de transport, chacune avec sa propre impédance d'onde. A ce point de discontinuité, la partie réfractée de la STTR passe sur les surfaces externes de l'enveloppe du PSEM, ce qui provoque la TEV [2].

La discontinuité la plus typique apparaît au niveau de la traversée PSEM/air et au niveau des transitions des traversées PSEM/câble.

D'autres discontinuités intéressantes sont les transformateurs de courant, situés à l'extérieur de l'enveloppe, qui dans certains cas supportent également des joints d'isolateur.

Dans le cas du défaut à la terre, une tension de pas dont l'amplitude est égale à la tension d'amorçage ligne-terre est initialement produite. L'amplitude maximum de cette tension de pas peut être supposée égale à :

$$U_{100\%} = LIWL_{PSEM} \times 1,20 \times 1,12$$

où le coefficient 1,20 est le rapport entre la tension d'amorçage avec une polarité positive et une polarité négative. Le coefficient 1,12 permet le passage depuis LIWL (10% de probabilité d'amorçage) à 100% de probabilité d'amorçage (en supposant que $U_{100\%} = 2 \sigma LIWL$ et $\sigma = 6\%$).

Une des conséquences des défauts internes est qu'il est possible d'avoir des amorçages internes pour des niveaux de tension inférieurs à $LIWL_{PSEM}$; dans ce cas les réflexions de l'onde produite aux extrémités ouvertes, avec une tendance postérieure au doublement, peuvent résulter en d'autres amorçages (amorçages secondaires) à des niveaux de tension plus élevés, jusqu'à un maximum de $U_{100\%}$. Ceci explique pourquoi quelquefois cela se réalise durant des essais diélectriques sur site, même si une coordination d'isolement correcte avait été réalisée.

La disparition brutale de la tension d'amorçage interne est caractérisée par un temps de montée t compris dans une plage de quelques nanosecondes, la limite inférieure étant espérée être égale à :

$$T_{r(min)} = (1 \dots 1.5) / p \text{ [ns, MPa]}$$

où p est la pression de gaz.

Comme pour les réallumages internes, la différence de potentiel maximum

entre contacts est environ de 3 p.u. lors de la manœuvre d'un transformateur à vide (charge inductive) et de 1,5/2 p.u. pour les sectionneurs (rarement 2,5 p.u.). En raison du réamorçage entre les contacts, deux échelons de tension sont générés qui se propagent dans des directions opposées vers les points de discontinuité, l'amplitude de chacun des échelons étant la moitié de la différence de potentiel initiale.

Par la suite, les coefficients de réflexion liés à la transmission de la première tension de pas due à l'amorçage interne, sont rapportés pour chacune des deux discontinuités principales de PSEM, c'est-à-dire les transitions de la traversée PSEM/air et PSEM/câble.

1.1. Transition de traversée PSEM/air

L'interface de la traversée PSEM/air peut être schématisé comme le montre la figure 1, à savoir comme une connexion de trois lignes de transport. La réfraction du front d'onde interne se dirigeant sur la ligne aérienne et sur l'enveloppe résulte en une montée de potentiel par rapport à la terre, dont l'amplitude peut être obtenue en multipliant l'amplitude de l'échelon initial généré à l'intérieur des barres coaxiales du PSEM par le coefficient :

$$S1 = \frac{-2Z_e}{Z1 + Z2 + Z_e}$$

où :

$Z1$ = impédance d'onde des barres coaxiales

$Z2$ = impédance d'onde de la ligne

Z_e = impédance d'onde de l'enveloppe (à la terre).

Lorsque l'onde se propage à l'extérieur de l'enveloppe, des brides de terre et des jonctions entre les enveloppes des phases sont concernées. Les brides de terre et les jonctions peuvent être considérées comme des lignes de transport.

L'amplitude de l'échelon se propageant au-delà des connexions est évaluée en multipliant l'amplitude de l'échelon incident par un coefficient de transmission de la jonction (Figure 2a) :

$$S2 = \frac{-2Z_g}{2Z_g + Z_e}$$

où

Z_g = impédance d'onde de la connexion de terre

Z_e = impédance d'onde de l'enveloppe

La portion de l'onde se propageant sur la bride de terre est réfléchi au point de connexion de terre et retourne avec un signe opposé vers l'enveloppe où elle réduit l'onde d'origine (Figure 2b). Si la longueur de la conduite de terre correspond à une valeur double, son temps de transit est inférieur au temps de montée de l'échelon incident, la réduction apparaît avant que l'amplitude maximum ne soit atteinte, c'est à dire sur le front de l'échelon.

1.2. Transition PSEM/câble

Les gaines des câbles et l'enveloppe des PSEM sont normalement isolées par un fourreau d'isolement et sont raccordées à la terre de manière séparée.

L'interface entre le PSEM et le câble peut être schématisé comme le montre la figure 3 ; la valeur du coefficient de transmission en relation avec l'amplitude de l'onde entre l'enveloppe et la terre est donnée par :

$$S = \frac{-2Z_e}{Z1 + Z2 + Z_e + Z_c}$$

où :

Z_e = impédance d'onde de l'enveloppe

$Z1$ = impédance d'onde des barres coaxiales

$Z2$ = impédance d'onde du câble conducteur

Z_c = impédance d'onde de la gaine du câble

Normalement, entre la gaine du câble et les enveloppes des PSEM sont placés des équipements - résistances non linéaires, capacités ou éclateurs (voir paragraphe 4.4.1) - pour réduire les STTR sur les enveloppes en atteignant la continuité électrique (durant les STTR). La chute de tension de la capacité, des résistances non linéaires ou la chute de tension de l'éclateur plus la chute de tension sur les conduites de raccordement correspondent à la tension (V_r) appliquée au circuit en série formé par Z_c et Z_e (Figure 4).

during dielectric test site testing, even if a correct insulation coordination has been carried out.

Internal breakdown voltage collapse are characterized by rise time t in the range of some nanoseconds, the lower limit being expected equal to :

$$T_{r(min)} = (1 \dots 1.5) / p \text{ [ns, MPa]}$$

where p is the gas pressure.

As to internal restrikes, the maximum potential difference between contacts, is about 3 p.u. when switching a no-load transformer (inductive load) and 1.5/2 p.u. for disconnectors (rarely 2.5 p.u.). Owing to the breakdown between the contacts, two voltage steps propagating in opposite directions toward the points of discontinuity are generated, the amplitude of each step being half of the initial potential difference.

In the following the refraction coefficients relevant to the transmission of the first approaching step voltage, due to internal breakdown, are reported for each of the two main GIS discontinuities, *i.e.* the GIS/air bushing and the GIS/cable transitions.

1.1 GIS/air bushing transition

The GIS to air bushing interface can be schematized as in Figure 1 as a connection of three transmission lines. The refraction of the approaching internal wavefront on the overhead line and on the enclosure gives rise to a voltage-to-ground, whose amplitude can be derived by multiplying the amplitude of the initial step generated inside the GIS coaxial bus by the coefficient :

$$S1 = \frac{-2Z_e}{Z1 + Z2 + Z_e}$$

where:

$Z1$ = surge impedance of the coaxial bus

$Z2$ = surge impedance of the line

Z_e = surge impedance of the enclosure (to ground).

When the wave propagates outside the enclosure, ground straps and cross bounding between the enclosures of the phases are involved. Ground straps and cross boundings can be considered as transmission lines.

The amplitude of the step propagating beyond connections is evaluated by

multiplying the amplitude of the incident step by transmission coefficient of the junction (Figure 2a):

$$S2 = \frac{-2Z_g}{2Z_g + Z_e}$$

where

Z_g = surge impedance of the ground connection

Z_e = surge impedance of the enclosure

The portion of the wave propagating down the ground strap is reflected at the point of the ground connection and returns back with opposite sign to the enclosure where it reduces the original wave (Figure 2b). If the length of the ground lead is such that twice its transient time is less than the rise time of the incident step, the reduction happens before the maximum amplitude is reached, *i.e.* on the front of the step.

1.2 GIS/cable transition

Sheath of cables and GIS enclosure are normally isolated by an insulation sleeve and are connected to ground separately.

The GIS to cable interface can be schematized as in Figure 3; the value of the transmission coefficient relating to the amplitude of the wave between enclosure and ground is given by:

$$S = \frac{-2Z_e}{Z1 + Z2 + Z_e + Z_c}$$

where:

Z_e = surge impedance of the enclosure

$Z1$ = surge impedance of the coaxial bus

$Z2$ = surge impedance of the cable conductor

Z_c = surge impedance of the cable sheath

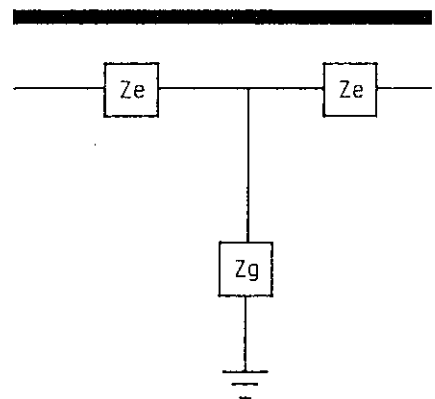
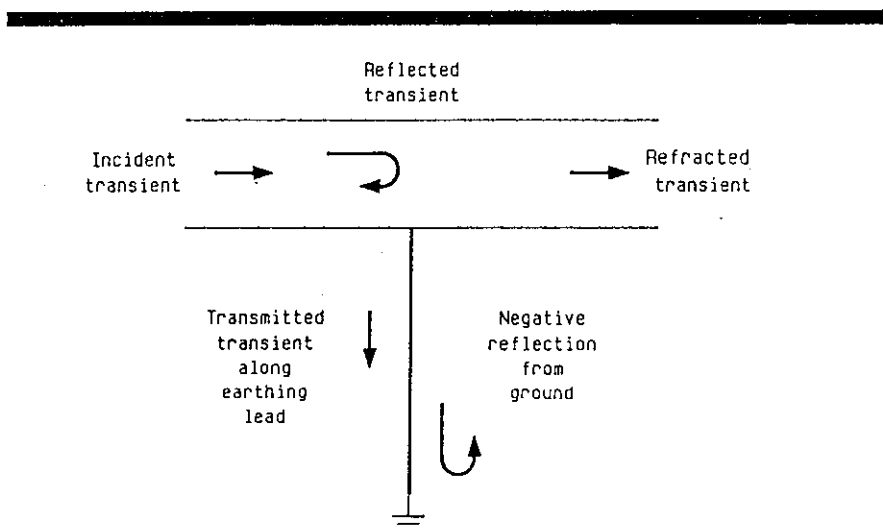


Figure 2a. Représentation de l'onde se propageant au-delà du PSEM.

Figure 2a. Assessment of surge propagating beyond GIS.



Transitoire transmis le long de la conduite de terre :

Transmitted transient along earthing lead

Réflexion négative depuis la terre : *Negative reflection from ground*

Figure 2b. Propagation de l'onde le long des connexions de terre.

Figure 2b. Propagation of surge down ground connections.

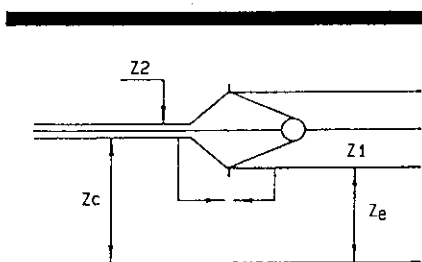
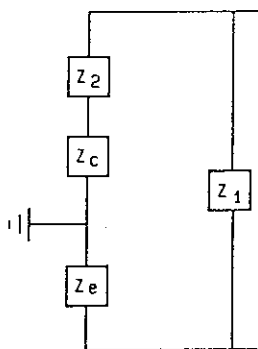


Figure 3. Surtensions sur les enveloppes associées à une extrémité de câble.

Figure 3. Overvoltages on enclosures associated with a cable termination.



1.3. Evaluations numériques

En considérant les points développés ci-dessus, la condition la plus sévère apparaît à la transition de la traversée PSEM/air. En considérant un PSEM à enveloppes monophasées, les impédances d'onde intéressantes peuvent être évaluées à :

$$Z = 60 \ln (R/r) \quad (\text{cylindres coaxiaux})$$

$$Z = 60 \ln \left[\frac{h + \sqrt{(h^2 - R^2)}}{R} \right] \quad (\text{cylindre-plan})$$

où :

r = rayon du conducteur interne

R = rayon interne maximum de l'enveloppe

h = hauteur du centre du conducteur par rapport au plan du sol

Il faut noter que la formule cylindre-plan est une approximation.

L'impédance d'onde d'une bride de terre verticale peut être supposée identique à celle qui serait placée horizontalement à une hauteur égale à la hauteur moyenne réelle par rapport à la connexion de terre.

L'impédance d'onde des autres éléments de la transition d'une traversée air peut être sujette à de grandes variations ; des valeurs indicatives pouvant être les suivantes :

$$Z_1 = 60/90 \Omega$$

$$Z_2 = 350/450 \Omega$$

$$Z_e = 200/260 \Omega$$

$$Z_g = 150/300 \Omega$$

Avec les valeurs d'impédance données ci-dessus, les coefficients S_1 et S_2 définis pour la transition de traversée PSEM/air peuvent être calculés :

$$S_1 = 0,54/0,78 \text{ et } S_2 = 0,54/0,75$$

En prenant en compte le fait qu'à une certaine distance les enveloppes correspondant à chacune des trois phases sont très proches et donc raccordées en parallèle, l'impédance d'onde d'enveloppe totale peut être considérée comme les impédances parallèles des trois enveloppes. Dans ce cas, S_1 est réduit à :

$$S_1 = 0,10/0,18$$

De plus, des brides de terre multiples peuvent encore réduire l'impédance d'onde Z_g , réduisant la valeur de S_2 .

2. AMORÇAGE À L'EXTÉRIEUR DU PSEM

La cause principale de STTR venant de l'extérieur est due à un amorçage très rapide de l'isolation de ligne comme un phénomène d'amorçage en retour. Aussi, la valeur de tension maximum de l'onde venant vers le PSEM peut être déduite à partir du LIWL de la ligne. Cette valeur est liée à la polarité positive et à une probabilité d'amorçage de 10%. Aussi, le maximum est obtenu en multipliant le LIWL par un facteur 1,15 pour prendre en compte la tenue à une polarité négative et par un facteur 1,12 pour atteindre la probabilité d'amorçage 100% (comme calculé précédemment pour un défaut à la terre) :

$$U_{100\%} = \text{LIWL}_{\text{ligne}} \times 1,15 \times 1,12$$

La tension de pas produite est caractérisée par un taux de montée d'environ 2000 kV/ms.

Les coefficients de réfraction sont les mêmes que pour un amorçage interne.

3. BRÈVES CONSIDÉRATIONS SUR LA CRITICITÉ DES TENSIONS DE PAS INITIALES

Il est évident que l'amplitude et la forme des STTR sont liées à la tension de pas initiale, sans compter la configuration particulière des postes.

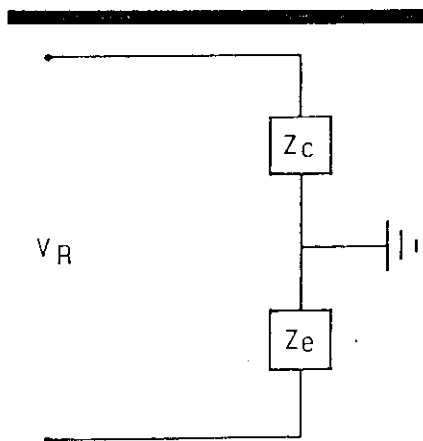
Une conséquence des amplitudes maximum et les temps de montée des différentes tensions de pas initiales décrites précédemment est que les amorçages à l'intérieur du PSEM peuvent être considérés comme des causes de TEV les plus élevées. Des réamorçages entre contacts donnent des TEV inférieures, mais d'autre part, elles prennent naissance lors de manœuvres normales dans le poste. De plus, durant chacune des manœuvres de sectionneur sur une section de jeux de barres, il est possible d'avoir des dizaines ou des centaines de réallumages entre contacts.

4. TECHNIQUES SUR ORDINATEUR

Un calcul précis des STTR prenant naissance dans un poste à isolement gazeux nécessite des simulations sur ordinateur de l'ensemble du poste et du réseau externe d'interface.

Pour ce qui concerne les TEV, le programme de calcul adopté doit être capable de prendre en compte des lignes à paramètres distribués multimodaux. Pour chaque conducteur d'un réseau de terre - d'enveloppe monophasée - deux modes de propagation (conducteur-enveloppe et enveloppe-terre) sont évidemment impliqués ; si les trois phases sont prises en considération en même temps, comme il faut le faire lorsque les trois enveloppes sont très proches les unes des autres, le couplage entre ces enveloppes doit être pris en compte, c'est à dire qu'il faut calculer avec six modes de propagation. Pour les PSEM dans lesquels les trois conducteurs sont placés dans la même enveloppe, les modes à considérer se limitent à quatre.

Un logiciel particulier bien approprié, largement utilisé dans les études de régimes transitoires est l'EMTP (ElectroMagnetic Transient Program), développé par BPA (Bonneville Power Administration). Dans la version actuelle de ce programme, les lignes



V_R = Décharge du parafoudre
 V_R = Discharge from the lightning arrester

Figure 4. Effet du parafoudre au point d'interface PSEM/gaine du câble.

Figure 4. Effect of surge arrester at point of GIS/Cable sheath interface.

Normally between the cable sheath and the GIS enclosures some equipment - non linear resistors, capacitor or gaps (see Paragraph 4.4.1) - is present to reduce the VFTO on the enclosures by achieving the electrical continuity (during VFTO). The voltage drop of the capacitor, non linear resistor or the gap voltage collapse plus the voltage drop on the connecting leads is the voltage (V_r) applied to the series circuit formed by Z_c and Z_e (Figure 4).

1.3 Numerical evaluations

Taking the above into account, the most severe condition occurs at the GIS/air bushing transition. Considering a single phase enclosure GIS, the surge impedances of interest can be evaluated as:

$$Z = 60 \ln(R/r) \quad (\text{coaxial cylinders})$$

$$Z = 60 \ln\left\{ \frac{h + \sqrt{h^2 - R^2}}{R} \right\} \quad (\text{cylinder-plane})$$

where:

- r = radius of the internal conductor
- R = innermost radius of the enclosure
- h = height of the centre of the conductor from the ground plane.

Note that the cylinder-plane formula is an approximation.

The surge impedance of a vertical ground strap can be approximated as

if it were placed horizontally at a height equal to its actual middle height from the ground connection. The surge impedance of the other elements in air bushing transition may be subject to wide variation; indicative values are the following:

- $Z_1 = 60/90 \Omega$
- $Z_2 = 350/450 \Omega$
- $Z_e = 200/260 \Omega$
- $Z_g = 150/300 \Omega$

With the previous impedance values, the coefficients S_1 and S_2 , defined for the GIS/air bushing transition, can be calculated:

$$S_1 = 0.54/0.78 \text{ and } S_2 = 0.54/0.75$$

Taking into account that at a certain distance the enclosures relevant to each of the three phases are very close and thus connected in parallel, the total enclosure surge impedance can be considered as the parallel of the surge impedances of the three enclosures. In this case S_1 is reduced to:

$$S_1 = 0.10/0.18$$

Moreover, multiple ground straps can reduce the surge impedance Z_g further, reducing the value of S_2 .

2. BREAKDOWN OUTSIDE THE GIS

The main cause of VFTO coming from the outside is due to a very fast breakdown of the line insulation like the back-flashover phenomena. As a consequence, the maximum voltage value of the surge approaching the GIS can be derived from the LIWL of the line. This value is referred to the positive polarity and to a 10% probability of breakdown. Thus the maximum is obtained by multiplying the LIWL by a factor 1.15 to take into account the withstand at negative polarity and by a factor 1.12 to reach the 100% of breakdown probability (as previously calculated for the internal earth fault):

$$U_{100\%} = \text{LIWL}_{\text{line}} \times 1.15 \times 1.12$$

The produced step voltage is characterized by a rate of rise of about 2000 kV/ms.

Refraction coefficients are the same as for the internal breakdown.

3. SHORT CONSIDERATIONS ON THE CRITICALITY OF THE INITIAL STEP VOLTAGES

As obvious, the amplitude and the shape of the VFTO are functions of the initial step voltage, besides the particular substation configuration.

As a consequence of the maximum amplitudes and rise times of the various initial step voltages previously shown, breakdowns inside the GIS can be considered as the cause of the highest TEV. Restrikes between contacts give much lower TEV, but on the other hand, they originate from the normal operation of the substation. Moreover, during each disconnector switching of a busbar section, it is possible to have tens or hundreds of restrikes between contacts.

4. COMPUTER TECHNIQUES

An accurate calculation of the VFTO's arising on a gas insulated substation requires computer aid simulations of the whole substation and of the interfaced external system.

As far as TEV is concerned, the adopted calculation program has to be able to handle multimodal distributed parameter lines. For each single conductor-enclosure-earth system, as obvious, two propagation modes (conductor-enclosure and enclosure-earth) are involved; if all the three phases are considered at the same time, as should be done when the three enclosures are very closely positioned, the coupling between them must be taken into account, i.e. six propagation modes must be computed. For GIS in which the three conductors are all housed into a single enclosure the modes to be considered becomes four.

A particularly suitable software, widely used in transients studies is the EMTP (Electromagnetic Transient Program), by BPA (Bonneville Power Administration). In the present version of this powerful program, lines up to nine propagation modes can be simulated.

The calculation of the TEV losses may be also of considerable interest, particularly in the estimation of the energy absorbed by a human body touching the enclosure during VFTO (the human body may be simply simulated by means of a resistor). As clearly experienced, the modal attenuation

peuvent être simulées jusqu'à neuf modes de propagation.

Le calcul des pertes de TEV peuvent également être d'un intérêt considérable, particulièrement dans l'estimation de l'énergie absorbée par un corps humain touchant l'enveloppe durant une STTR (le corps humain peut être simulé simplement au moyen d'une résistance). Comme il a été clairement démontré, l'atténuation modale basée sur les effets de peau dans l'enveloppe et dans le maillage de mise à la terre sous la dalle du poste semble être très faible, même aux hautes fréquences extrêmes.

La valeur des pertes est due à l'irradiation, ce qui veut dire que l'enveloppe durant les STTR se comporte comme une antenne ; ces pertes doivent être celles qui sont calculées dans une large plage de fréquences et transférées vers le programme de calcul. Cer-

taines procédures EMTP permettent le calcul de la dépendance en fréquence des paramètres due à l'effet de peau, mais afin d'obtenir les pertes d'antenne, une estimation préalable des atténuations est nécessaire. De cette manière, il est possible de corriger un jeu de coefficients issus des procédures mentionnées ci-dessus.

Si le seul but est d'évaluer la valeur crête maximum de la montée de potentiel de l'enveloppe transitoire, normalement atteinte à chaque point en correspondance avec le premier front d'onde incident, le calcul des pertes peut être évité.

En utilisant l'EMTP, tous les autres composants internes du poste complet (sectionneurs, disjoncteurs, traversées, etc) et le réseau externe (lignes aériennes, câbles, éclateurs, para-foudres non linéaires, etc) peuvent être simulés. Il est également possible

de représenter toutes les causes de STTR telles que : opérations de manœuvre avec réallumages consécutifs, chute de tension interne, surtensions de foudre (avec un regard particulier sur les ondes d'amorçage en retour postérieures), etc.

Dans tous les cas, lorsque les techniques numériques sont utilisées, le problème principal reste le choix correct de la modélisation la plus appropriée pour chacun des composants en relation avec les buts à atteindre.

RÉFÉRENCES

- [1] CIGRE - Groupe de Travail 33/13.09 - «Transitoires très rapides associés aux postes blindés» - Rapport 33-13, Session 1988
- [2] N. Fujimoto et al. - «Transient Ground Potential Rise in Gas Insulated Substations. Experimental studies» - IEE Transactions Vol PAS 0101 No 10, October 1982.

based on skin effects in the enclosure and in the earthing mesh below station floor proves to be very poor, even at extremely high frequencies. The bulk of the losses are due to irradiation, *i.e.* the enclosure during VFTO behaves like an antenna; these losses must be thus computed in a wide range of frequencies and transferred in some way to the computer program. Some EMTP dedicated routines allow the calculation of frequency dependence of the parameters due to skin effect, but in order to obtain the antenna losses a previous estimation of the relevant attenuations is required. In this way it is possible to correct a set of coefficients coming from the aforementioned routines.

If the only purpose is to evaluate the maximum peak value of the transient enclosure potential rise, normally reached in each point in correspondence of the first incident wave front, the losses calculation could be avoided.

By using EMTP all the other internal components of the whole substation (disconnectors, circuit breakers, bushings etc) and the external network (overhead lines, cables, gaps, non-linear arresters etc) can be simulated. It is possible to represent any cause of VFTO as well: switching operation with consequent restrikes, internal voltage collapse, incoming lightning overvoltages (with particular regard to back-flashover subsequent surge)etc.

In all cases, when computer techniques are used, the main problem remains the correct choice of the most appropriate modelling for each component in relation to the aims to be reached.

REFERENCES

- [1] CIGRE Working Group 33/13.09 - "Very fast transient phenomena associated with GIS" - CIGRE Paper 33-13 / 1988 Session.*
- [2] N. Fujimoto et al. - "Transient Ground Potential Rise in Gas Insulated Substations. Experimental Studies" - IEE Transactions Vol PAS 0101 No 10 October 1982.

* Disponible au Bureau Central / Available at the Central Office.

Le CIGRÉ a apporté le plus grand soin à la réalisation de cette brochure thématique numérique afin de vous fournir une information complète et fiable.

Cependant, le CIGRÉ ne pourra en aucun cas être tenu responsable des préjudices ou dommages de quelque nature que ce soit pouvant résulter d'une mauvaise utilisation des informations contenues dans cette brochure.

Publié par le CIGRÉ
21, rue d'Artois
FR-75 008 PARIS
Tél. : +33 1 53 89 12 90
Fax : +33 1 53 89 12 99

Copyright © 2000

Tous droits de diffusion, de traduction et de reproduction réservés pour tous pays.

Toute reproduction, même partielle, par quelque procédé que ce soit, est interdite sans autorisation préalable. Cette interdiction ne peut s'appliquer à l'utilisateur personne physique ayant acheté ce document pour l'impression dudit document à des fins strictement personnelles.

Pour toute utilisation collective, prière de nous contacter à sales-meetings@cigre.org

The greatest care has been taken by CIGRE to produce this digital technical brochure so as to provide you with full and reliable information.

However, CIGRE could in any case be held responsible for any damage resulting from any misuse of the information contained therein.

*Published by CIGRE
21, rue d'Artois
FR-75 008 PARIS
Tel : +33 1 53 89 12 90
Fax : +33 1 53 89 12 99*

Copyright © 2000

All rights of circulation, translation and reproduction reserved for all countries.

No part of this publication may be produced or transmitted, in any form or by any means, without prior permission of the publisher. This measure will not apply in the case of printing off of this document by any individual having purchased it for personal purposes.

For any collective use, please contact us at sales-meetings@cigre.org