

# **RAPPORT TECHNIQUE TECHNICAL REPORT**

**CEI  
IEC  
919-2**

Première édition  
First edition  
1991-01

---

---

## **Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT)**

### **Partie 2: Défauts et manœuvres**

## **Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems**

### **Part 2: Faults and switching**



Numéro de référence  
Reference number  
CEI/IEC 919-2: 1991

## Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

## Publications consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

## Validité de la présente publication

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

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

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

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**  
Accès en ligne\*
- **Catalogue des publications de la CEI**  
Publié annuellement et mis à jour régulièrement  
(Accès en ligne)\*

## Terminologie, symboles graphiques et littéraires

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraires et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraires à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

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

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

\* Voir adresse «web site» sur la page de titre.

## Numbering

As from the 1st January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

## Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

## Validity of this publication

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

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

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

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**  
On-line access\*
- **Catalogue of IEC publications**  
Published yearly with regular updates  
(On-line access)\*

## Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

## IEC Publications prepared by the same technical committee

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

\* See web site address on title page.

# RAPPORT TECHNIQUE TECHNICAL REPORT

**CEI  
IEC  
919-2**

Première édition  
First edition  
1991-01

---

---

## Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT)

### Partie 2: Défauts et manœuvres

## Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems

### Part 2: Faults and switching

© CEI 1991 Droits de reproduction réservés — Copyright — all rights reserved

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

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

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

---

---



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX  
PRICE CODE

**XC**

Pour prix, voir catalogue en vigueur  
For price, see current catalogue

## SOMMAIRE

|                                                                                                                             | Pages |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| AVANT-PROPOS .....                                                                                                          | 8     |
| <br>Articles                                                                                                                |       |
| 1 Généralités .....                                                                                                         | 10    |
| 1.1 Domaine d'applications .....                                                                                            | 10    |
| 1.2 Références normatives .....                                                                                             | 10    |
| 2 Généralités sur les spécifications du fonctionnement transitoire des systèmes CCHT .....                                  | 12    |
| 2.1 Spécifications du fonctionnement transitoire .....                                                                      | 12    |
| 2.2 Commentaire général .....                                                                                               | 14    |
| 3 Transitoires de manoeuvres sans défauts .....                                                                             | 14    |
| 3.1 Généralités .....                                                                                                       | 14    |
| 3.2 Mise sous tension et hors tension des équipements côté c.a. ....                                                        | 14    |
| 3.3 Réjection de charge .....                                                                                               | 20    |
| 3.4 Démarrage et arrêt des unités de conversion .....                                                                       | 22    |
| 3.5 Fonctionnement des disjoncteurs et des interrupteurs c.c. ....                                                          | 22    |
| 4 Défauts du réseau alternatif .....                                                                                        | 30    |
| 4.1 Généralités .....                                                                                                       | 30    |
| 4.2 Catégories de défauts .....                                                                                             | 30    |
| 4.3 Objet des spécifications affectant le fonctionnement transitoire .....                                                  | 30    |
| 4.4 Impact de la spécification sur la stratégie de contrôle .....                                                           | 42    |
| 5 Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation, de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a. .... | 44    |
| 5.1 Généralités .....                                                                                                       | 44    |
| 5.2 Surtensions transitoires dans les batteries de filtres .....                                                            | 44    |
| 5.3 Surtensions transitoires dans le filtre et les bancs de condensateurs .....                                             | 46    |
| 5.4 Protection contre le déséquilibre dans la batterie de condensateurs .....                                               | 48    |
| 5.5 Exemples de protection des filtres et batteries de condensateurs .....                                                  | 48    |
| 5.6 Protection de l'inductance shunt .....                                                                                  | 52    |
| 5.7 Protection de la barre omnibus alternative .....                                                                        | 52    |
| 6 Défauts de l'unité de conversion .....                                                                                    | 62    |
| 6.1 Généralités .....                                                                                                       | 62    |
| 6.2 Types de défauts des unités de conversion .....                                                                         | 62    |
| 6.3 Courts-circuits .....                                                                                                   | 62    |
| 6.4 Défaillance d'une unité de conversion dans l'exécution des fonctions assignées                                          | 64    |

## CONTENTS

|                                                                      | Page |
|----------------------------------------------------------------------|------|
| FOREWORD .....                                                       | 9    |
| <br>Clause                                                           |      |
| 1 General .....                                                      | 11   |
| 1.1 Scope .....                                                      | 11   |
| 1.2 Normative references .....                                       | 11   |
| 2 Outline of HVDC transient performance specifications .....         | 13   |
| 2.1 Transient performance specifications .....                       | 13   |
| 2.2 General comment .....                                            | 15   |
| 3 Switching transients without faults .....                          | 15   |
| 3.1 General .....                                                    | 15   |
| 3.2 Energization and de-energization of a.c. side equipment .....    | 15   |
| 3.3 Load rejection .....                                             | 21   |
| 3.4 Start-up and shut-down of converter units .....                  | 23   |
| 3.5 Operation of d.c. breakers and d.c. switches .....               | 23   |
| 4 A.C. system faults .....                                           | 31   |
| 4.1 General .....                                                    | 31   |
| 4.2 Fault categories .....                                           | 31   |
| 4.3 Specification matters affecting transient performance .....      | 31   |
| 4.4 Specification impact on control strategy .....                   | 43   |
| 5 A.C. filters, reactive power equipment and a.c. bus faults .....   | 45   |
| 5.1 General .....                                                    | 45   |
| 5.2 Transient overvoltages in filter banks .....                     | 45   |
| 5.3 Transient overcurrents in filter and capacitor banks .....       | 47   |
| 5.4 Capacitor unbalance protection .....                             | 49   |
| 5.5 Examples of protection of filters and capacitor banks .....      | 49   |
| 5.6 Shunt reactor protection .....                                   | 53   |
| 5.7 A.C. bus protection .....                                        | 53   |
| 6 Converter unit faults .....                                        | 63   |
| 6.1 General .....                                                    | 63   |
| 6.2 Types of converter unit faults .....                             | 63   |
| 6.3 Short circuits .....                                             | 63   |
| 6.4 Failure of converter unit to perform its intended function ..... | 65   |

| Articles                                                                                              | Pages |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| 6.5 Protection de l'unité de conversion .....                                                         | 66    |
| 6.6 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en série .....     | 70    |
| 6.7 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en parallèle ..... | 72    |
| 7 Défauts d'inductances, filtre et autres équipements à courant continu .....                         | 78    |
| 7.1 Généralités .....                                                                                 | 78    |
| 7.2 Types de défauts .....                                                                            | 78    |
| 7.3 Zones de protection .....                                                                         | 78    |
| 7.4 Protection de neutre .....                                                                        | 78    |
| 7.5 Protection de l'inductance de lissage .....                                                       | 82    |
| 7.6 Protection des filtres d'harmoniques à courant continu .....                                      | 82    |
| 7.7 Protection contre les harmoniques c.c. ....                                                       | 84    |
| 7.8 Protection contre les surtensions sur la ligne CCHT .....                                         | 84    |
| 7.9 Protection de l'appareillage côté continu .....                                                   | 86    |
| 8 Défauts de la ligne à courant continu .....                                                         | 92    |
| 8.1 Défauts de ligne aérienne .....                                                                   | 92    |
| 8.2 Défauts de câble .....                                                                            | 94    |
| 8.3 Caractéristiques des défauts du réseau continu .....                                              | 94    |
| 8.4 Spécifications fonctionnelles de détection des défauts c.c. ....                                  | 94    |
| 8.5 Séquences de protection .....                                                                     | 94    |
| 8.6 Schémas de protection contre les défauts .....                                                    | 98    |
| 8.7 Circuit ouvert sur le côté c.c. ....                                                              | 100   |
| 8.8 Protection de croisement de lignes de puissance .....                                             | 100   |
| 9 Défauts de la ligne d'électrode de terre .....                                                      | 100   |
| 9.1 Généralités .....                                                                                 | 100   |
| 9.2 Besoins particuliers – Ligne de terre .....                                                       | 102   |
| 9.3 Contrôle de la ligne d'électrode .....                                                            | 102   |
| 10 Défauts du conducteur de retour métallique .....                                                   | 104   |
| 10.1 Conducteur pour le circuit de retour .....                                                       | 104   |
| 10.2 Défauts du circuit de retour métallique .....                                                    | 104   |
| 10.3 Détection des défauts de retour métallique .....                                                 | 106   |
| 10.4 Systèmes de protection contre les défauts de retour métallique .....                             | 106   |
| 11 Coordination de l'isolement - Systèmes CCHT .....                                                  | 118   |
| 11.1 Généralités .....                                                                                | 118   |
| 11.2 Schéma de protection utilisant des parafoudres .....                                             | 118   |
| 11.3 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie alternative .....              | 118   |

| Clause |                                                                           | Page |
|--------|---------------------------------------------------------------------------|------|
| 6.5    | Converter unit protection .....                                           | 67   |
| 6.6    | Additional protection aspects of series connected converter units .....   | 71   |
| 6.7    | Additional protection aspects of parallel connected converter units ..... | 73   |
| 7      | D.C. reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults .....           | 79   |
| 7.1    | General .....                                                             | 79   |
| 7.2    | Fault types .....                                                         | 79   |
| 7.3    | Protection zones .....                                                    | 79   |
| 7.4    | Neutral protection .....                                                  | 79   |
| 7.5    | D.C. reactor protection .....                                             | 83   |
| 7.6    | D.C. harmonic filter protection .....                                     | 83   |
| 7.7    | D.C. harmonic protection .....                                            | 85   |
| 7.8    | D.C. overvoltage protection .....                                         | 85   |
| 7.9    | D.C. side switching protection .....                                      | 87   |
| 8      | D.C. line faults .....                                                    | 93   |
| 8.1    | Overhead line faults .....                                                | 93   |
| 8.2    | Cable faults .....                                                        | 95   |
| 8.3    | D.C. fault characteristics .....                                          | 95   |
| 8.4    | Functional d.c. fault detection requirements .....                        | 95   |
| 8.5    | Protective sequence .....                                                 | 95   |
| 8.6    | Fault protection schemes .....                                            | 99   |
| 8.7    | Open circuit on the d.c. side .....                                       | 101  |
| 8.8    | Power line cross protection .....                                         | 101  |
| 9      | Earth electrode line faults .....                                         | 101  |
| 9.1    | General .....                                                             | 101  |
| 9.2    | Specific requirements – Earth electrode line .....                        | 103  |
| 9.3    | Electrode line supervision .....                                          | 103  |
| 10     | Metallic return conductor faults .....                                    | 105  |
| 10.1   | Conductor for the return circuit .....                                    | 105  |
| 10.2   | Metallic return faults .....                                              | 105  |
| 10.3   | Fault detection – Metallic return .....                                   | 107  |
| 10.4   | Metallic return fault protection systems .....                            | 107  |
| 11     | Insulation co-ordination - HVDC systems .....                             | 119  |
| 11.1   | General .....                                                             | 119  |
| 11.2   | Protection schemes using surge arresters .....                            | 119  |
| 11.3   | Switching overvoltages and temporary overvoltages on the a.c. side .....  | 119  |

| Articles                                                                                                 | Pages |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| 11.4 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie continue .....                    | 120   |
| 11.5 Surtensions de foudre et à front raide .....                                                        | 120   |
| 11.6 Marges de protection .....                                                                          | 122   |
| 11.7 Fonctions des parafoudres .....                                                                     | 124   |
| 11.8 Prévention contre l'action des relais de protection provoquée par les courants de parafoudres ..... | 130   |
| 11.9 Distances d'isolement .....                                                                         | 130   |
| 11.10 Lignes de fuite pour l'isolation .....                                                             | 130   |
| 12 Besoins en télécommunications .....                                                                   | 142   |
| 12.1 Généralités .....                                                                                   | 142   |
| 12.2 Besoins particuliers - Réseaux de télécommunication .....                                           | 142   |
| 12.3 Conséquences de l'indisponibilité du réseau de télécommunication .....                              | 144   |
| 12.4 Considérations particulières relatives aux systèmes à courant porteur de ligne (CPL) .....          | 144   |
| 13 Systèmes d'alimentation auxiliaire de puissance .....                                                 | 146   |
| 13.1 Généralités .....                                                                                   | 146   |
| 13.2 Systèmes auxiliaires électriques .....                                                              | 146   |
| 13.3 Systèmes auxiliaires mécaniques .....                                                               | 150   |
| ANNEXE A (informative) - Bibliographie .....                                                             | 156   |

| Clause                                                                        | Page |
|-------------------------------------------------------------------------------|------|
| 11.4 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the d.c. side ..... | 121  |
| 11.5 Lightning and steep fronted surges .....                                 | 121  |
| 11.6 Protective margins .....                                                 | 123  |
| 11.7 Arrester duties .....                                                    | 125  |
| 11.8 Prevention of protective relay action due to arrester currents .....     | 131  |
| 11.9 Insulation clearances .....                                              | 131  |
| 11.10 Creepage distances for the insulation .....                             | 131  |
| 12 Telecommunication requirements .....                                       | 143  |
| 12.1 General .....                                                            | 143  |
| 12.2 Specific requirements - Telecommunication systems .....                  | 143  |
| 12.3 Consequence of telecommunication system outages .....                    | 145  |
| 12.4 Special considerations for power line carrier (PCL) systems .....        | 145  |
| 13 Auxiliary systems .....                                                    | 147  |
| 13.1 General .....                                                            | 147  |
| 13.2 Electrical auxiliary systems .....                                       | 147  |
| 13.3 Mechanical auxiliary systems .....                                       | 151  |
| ANNEX A (informative) - Bibliography .....                                    | 157  |

# COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

## FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT)

### Partie 2: Défauts et manoeuvres

#### AVANT-PROPOS

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

Le présent rapport a été établi par le Sous-Comité 22F: Convertisseurs à haute tension pour la transmission en courant continu, du Comité d'Etudes n° 22 de la CEI: Electronique de puissance.

Le texte de ce rapport est issu des documents suivants:

| Règle des Six Mois | Rapport de vote |
|--------------------|-----------------|
| 22F(BC)13          | 22F(BC)15       |

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

On trouvera dans l'annexe A une bibliographie non exhaustive des publications CEI données à titre d'information

# INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

---

## PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE D.C. (HVDC) SYSTEMS

### Part 2: Faults and switching

#### FOREWORD

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

This report has been prepared by Sub-Committee 22F: Convertors for high-voltage d.c. power transmission, of IEC Technical Committee No. 22: Power electronics.

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

| Six Months' Rule | Report on Voting |
|------------------|------------------|
| 22F(CO)13        | 22F(CO)15        |

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

A non-exhaustive bibliography of IEC publications for information purposes is given in Annex A.

---

# FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT)

## Partie 2: Défauts et manoeuvres

### 1 Généralités

#### 1.1 *Domaine d'applications*

Le présent rapport fournit des indications générales sur les performances de fonctionnement transitoire et sur les exigences de protection contre les défauts pour les systèmes à courant continu haute tension (CCHT). Il se rapporte au fonctionnement transitoire lié aux défauts et manoeuvres dans le cas des systèmes CCHT à deux extrémités, utilisant des convertisseurs à 12 impulsions comprenant des ponts de Graetz hexaphasés. Les systèmes de transmission CCHT multiterminaux sont exclus. Cependant, certains aspects liés à la mise en parallèle de convertisseurs et de lignes, s'ils relèvent d'un système à deux extrémités, seront également abordés. Les convertisseurs sont supposés utiliser des valves à thyristors dans les bras de pont, avec des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour la coordination de l'isolement, et permettre le transport d'énergie dans les deux sens. On ne tient pas compte des valves à diode dans ce rapport.

Le rapport entier se compose de trois parties dont la présente publication constitue la deuxième, la première traitant du régime établi, la troisième concernant le fonctionnement dynamique. Un effort a été fait pour éviter les répétitions entre les trois parties. En conséquence, les utilisateurs sont invités à considérer les trois parties du rapport avant de préparer une spécification pour l'achat d'un système CCHT à deux extrémités.

Les lecteurs sont avertis de bien faire la différence entre les spécifications de fonctionnement du système et les spécifications de réalisation des équipements pour les composants individuels de ce système. Alors que les spécifications des équipements et des essais ne sont pas définies dans ce rapport, l'accent est mis sur celles qui pourraient avoir une influence directe sur le fonctionnement du système. Les performances détaillées de fonctionnement en régime sismique sont exclues de ce rapport. D'autre part, en raison des multiples variantes qui peuvent exister entre les différents systèmes CCHT, celles-ci ne seront pas étudiées en détail. Par conséquent, il convient de ne pas utiliser ce rapport en tant que spécification pour un projet particulier, mais plutôt en tant que base d'une spécification appropriée, étudiée pour répondre aux besoins réels d'un système pour un schéma particulier de transmission d'énergie électrique. Ce rapport n'a pas pour objet de distinguer la responsabilité de l'utilisateur de celle du constructeur en ce qui concerne le projet spécifié.

#### 1.2 *Références normatives \**

Les normes suivantes contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour le présent rapport. Au moment de la publication de ce rapport les éditions indiquées étaient en vigueur. Toute norme est sujette à révision et les parties prenantes des accords fondés sur ce rapport sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des normes indiquées ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des normes internationales en vigueur.

\* On trouvera dans l'annexe A une bibliographie non exhaustive de publications CEI données à titre d'information.

## PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE D.C. (HVDC) SYSTEMS

### Part 2: Faults and switching

---

#### 1 General

##### 1.1 Scope

This report provides guidance on the transient performance and fault protection requirements of high voltage direct current (HVDC) systems. It concerns the transient performance related to faults and switching for two-terminal HVDC systems utilizing 12-pulse converter units comprised of three-phase bridge (double way) connections. Excluded are multi-terminal HVDC transmission systems. However, certain aspects of parallel converters and parallel lines, if part of a two-terminal system, are discussed. The converters are assumed to use thyristor valves as the bridge arms, with gapless metal oxide arresters for insulation co-ordination and to have power flow capability in both directions. No consideration is given herein to diode valves.

The report is comprised of three parts. Part 2 of this report is accompanied by companion documents, Part 1 for steady-state and Part 3 for dynamic performance. An effort has been made to avoid duplication in the three parts. Consequently users of this Report are urged to consider all three parts when preparing a specification for purchase of a two-terminal HVDC system.

Readers are cautioned to be aware of the difference between system performance specifications and equipment design specifications for individual components of a system. While equipment specifications and testing requirements are not defined herein, attention is drawn to those which could affect performance specifications for a system. Note that detailed seismic performance requirements are excluded from this document. In addition, because of the many possible variations between different HVDC systems, these are not considered in detail. Consequently this report should not be used directly as a specification for a specific project, but rather to provide the basis for an appropriate specification tailored to fit actual system requirements for a particular electric power transmission scheme. This report does not intend to discriminate the responsibility of users and manufacturers for the work specified.

##### 1.2 Normative references \*

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

---

\* A non-exhaustive bibliography of IEC publications for information purposes is given in Annex A.

### 1.2.1 Normes CEI

71-1: 1976, *Coordination de l'isolement, Première partie: Termes, définitions, principes et règles.*

146: 1973, *Convertisseurs à semiconducteurs.*

633: 1978, *Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension.*

700: 1981, *Essais des valves à semiconducteurs pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension.*

### 1.2.2 Rapports CEI

919-1: 1988, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT), Première partie: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi.*

919-3: xxxx, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT), Troisième partie: Conditions de fonctionnement dynamique. (A l'étude).*

## 2 Généralités sur les spécifications du fonctionnement transitoire des systèmes CCHT

### 2.1 Spécifications du fonctionnement transitoire

Il convient qu'une spécification complète des performances de fonctionnement transitoire d'un système CCHT pendant les défauts et les manoeuvres comprenne aussi les besoins de protection contre les défauts.

Ces concepts seront introduits aux endroits appropriés dans les différents articles consacrés aux fonctionnements transitoires suivants:

Article 3 - Transitoires de manoeuvres sans défauts.

Article 4 - Défauts du réseau alternatif.

Article 5 - Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a.

Article 6 - Défauts de l'unité de conversion.

Article 7 - Défauts des inductances, des filtres et autres équipements à courant continu.

Article 8 - Défauts de la ligne à courant continu.

Article 9 - Défauts de la ligne d'électrode de terre.

Article 10 - Défauts du conducteur de retour métallique.

### 1.2.1 IEC Standards

71-1: 1976, *Insulation co-ordination. Part 1: Terms, definitions, principles and rules.*

146: 1973, *Semiconductor convertors.*

633: 1978, *Terminology for high-voltage direct current transmission.*

700: 1981, *Testing of semiconductor valves for high-voltage d.c. power transmission.*

### 1.2.2 IEC Reports

919-1: 1988, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems. Part 1: Steady-state conditions.*

919-3: xxxx, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems. Part 3: Dynamic conditions.* (Under consideration.)

## 2 Outline of HVDC transient performance specifications

### 2.1 Transient performance specifications

A complete performance specification related to transient performance of an HVDC system during faults and switching should also include fault protection requirements.

These concepts are introduced at the appropriate locations in the following transient performance and related clauses:

Clause 3 - Switching transients without faults.

Clause 4 - A.C. system faults.

Clause 5 - A.C. filter, reactive power equipment and a.c. bus faults.

Clause 6 - Converter unit faults.

Clause 7 - D.C. reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults.

Clause 8 - D.C. line faults.

Clause 9 - Earth electrode line faults.

Clause 10 - Metallic return conductor faults.

**Article 11 - Coordination de l'isolement - Systèmes CCHT.**

**Article 12 - Besoins en télécommunications.**

**Article 13 - Systèmes d'alimentation auxiliaires.**

Le développement des articles suivants consacrés à la ligne c.c., à la ligne d'électrode de terre et à l'électrode de terre elle-même, se limite à la description des relations entre ces éléments et le fonctionnement transitoire ou la protection des stations de conversion CCHT.

## **2.2 Commentaire général**

En général, des stratégies de contrôle peuvent être utilisées pour minimiser les effets des perturbations; néanmoins, il y a lieu d'identifier les cas où la sécurité du matériel repose sur leur bon fonctionnement.

## **3 Transitoires de manoeuvres sans défauts**

### **3.1 Généralités**

Cet article traite du comportement transitoire du système CCHT pendant et après les manoeuvres effectuées sur les parties c.a. ou c.c. des sous-stations de conversion, et ne s'applique pas aux défauts d'équipement ou de ligne qui seront traités dans les articles suivants.

Les manoeuvres sans défauts peuvent être classées de la façon suivante:

- 1) mise sous tension et hors tension des équipements du côté c.a. tels que: transformateurs de conversion, filtres c.a., réactances shunt, batteries de condensateurs, lignes c.a., compensateurs statiques (SVC ou CER de puissance réactive) et compensateurs synchrones;
- 2) réjection de charge;
- 3) mise en service et hors service des unités de conversion;
- 4) fonctionnement des disjoncteurs et sectionneurs c.c. pour la mise en parallèle des pôles et des lignes, raccordement et séparation des pôles et des lignes c.c., des lignes d'électrode de terre, des circuits de retour métallique, des filtres c.c., etc.

### **3.2 Mise sous tension et hors tension des équipements côté c.a.**

Durant la vie d'un système de transport à CCHT, les mises sous tension et hors tension des transformateurs de conversion, des filtres c.a., des inductances shunt, des bancs de condensateurs, des compensateurs statiques de puissance réactive et autres peuvent être fréquentes. En fonction des caractéristiques du réseau c.a. et des équipements à manoeuvrer, les contraintes de courant et de tension qui en résultent sont appliquées sur les équipements manoeuvrés et affectent aussi certaines parties du réseau c.a.

Les surtensions et surintensités qui sont critiques pour la conception de l'installation sont généralement dues à des défauts (articles 4 à 8) et non aux manoeuvres normales. Néanmoins, elles sont présentées ici pour fournir des informations plus complètes. Elles sont significatives par rapport aux perturbations sur les tensions des réseaux c.a.

Clause 11 - Insulation co-ordination - HVDC systems.

Clause 12 - Telecommunication requirements.

Clause 13 - Auxiliary systems.

Discussion in the following clauses on the d.c. line, earth electrode line and earth electrode is limited to the relationships between these and either the transient performance or protection of HVDC converter stations.

## 2.2 General comment

In general, control strategies can be used to minimize the effect of disturbances, but when the safety of equipment depends on their correct performance, this should be identified.

## 3 Switching transients without faults

### 3.1 General

This clause deals with the transient behaviour of the HVDC system during and after switching operations both on the a.c. and the d.c. sides of converter substations, and is not related to equipment or line faults which are treated in the following clauses of this report (Part 2).

Switching operations without faults can be classified as follows:

- 1) energization and de-energization of a.c. side equipment such as converter transformers, a.c. filters, shunt reactors, capacitor banks, a.c. lines, static var compensators (SVC), and synchronous compensators;
- 2) load rejection;
- 3) starting and removal from service of converter units;
- 4) operation of d.c. breakers and d.c. switches for paralleling of poles and lines; connection or disconnection of d.c. lines (poles), earth electrode lines, metallic return paths, d.c. filters, etc.

### 3.2 Energization and de-energization of a.c. side equipment

During the operating life of an HVDC transmission system, energization and de-energization of converter transformers, a.c. filters, shunt reactors, capacitor banks, SVCs, and other equipment may occur many times. Depending on the characteristics of the a.c. system and the equipment being switched, resulting current and voltage stresses will be imposed on equipment being switched and generally impinge as well on part of the overall a.c. system.

The overvoltages and overcurrents which are critical for plant design are usually due to faults (Clauses 4 to 8), and not to normal switching operations. Nevertheless, they are discussed here for completeness. They are relevant in consideration of disturbances to a.c. system voltages.

Les manoeuvres de filtres entraînent aussi des distorsions transitoires sur la tension du jeu de barres. Ceci peut perturber le processus de commutation et entraîner, dans le cas d'un réseau faible, des défauts de commutation.

Il convient d'étudier les manoeuvres des équipements pour:

- déterminer les conditions critiques du réseau c.a. et des équipements qui peuvent contribuer à de telles contraintes anormales ainsi que les actions qui peuvent être prises pour les atténuer;
- dimensionner les appareils;
- vérifier la charge des parafoudres.

Des transitoires apparaissent d'habitude lorsque les filtres et les batteries de condensateurs sont manoeuvrés pour contrôler les interférences harmoniques ainsi que la tension aux bornes en régime établi lorsque cela est nécessaire.

Etant donné l'apparition fréquente de surtensions de manoeuvre, il est généralement souhaitable que les dispositifs de protection contre les surtensions n'absorbent pas une quantité d'énergie appréciable lors de ces manoeuvres. Par exemple, les amplitudes des surtensions qui résultent des manoeuvres habituelles d'appareils de coupure peuvent être minimisées en utilisant des résistances adéquates incorporées aux disjoncteurs de filtres et de batteries de condensateurs, ou bien en synchronisant la fermeture des disjoncteurs. Cela peut également diminuer les risques de défaut de commutation de l'onduleur. Le système de commande CCHT peut aussi être utilisé utilement pour amortir certaines surtensions.

Il convient que des appareils de coupure sans réamorçage soient utilisés pour la manoeuvre des condensateurs afin d'éviter des surtensions importantes dues aux réamorçages qui peuvent apparaître à la suite d'un déclenchement des filtres ou des batteries de condensateurs.

Les courants d'appel à la mise sous tension des transformateurs peuvent causer des interactions indésirables dans les réseaux alternatifs et continus. Ces courants peuvent durer plusieurs secondes, avec des crêtes initiales dépassant trois ou quatre fois le courant assigné du transformateur. Des oscillations peuvent prendre naissance et des surtensions temporaires, faiblement amorties, peuvent apparaître si le transformateur fonctionne dans sa zone de saturation magnétique. Une autre conséquence est l'injection de courants harmoniques de bas rang et de grande amplitude dans le réseau. Cela produit souvent des distorsions sur la tension, auxquelles l'onduleur peut être sensible, conduisant éventuellement à des ratés de commutation.

Les mesures prises le plus couramment pour réduire les courants d'appel incluent: l'utilisation de résistances de préinsertion pour les disjoncteurs, la synchronisation des pôles de disjoncteurs ou le positionnement des régleurs en charge des transformateurs sur la position la plus haute. Néanmoins, il est à noter que la saturation d'un transformateur de conversion déjà sous tension peut survenir à la suite de la mise sous tension d'un autre transformateur dans le poste de conversion, ou encore à la suite de la manoeuvre d'un compensateur statique de puissance réactive.

Filter switching will also result in transient distortion of the bus voltage. This could disturb the commutation process and in a weak system could lead to commutation failure.

Thus equipment switching should be investigated to:

- determine critical a.c. network and equipment conditions which may contribute to such abnormal stresses and actions which may be taken to mitigate them;
- design the equipment;
- verify arrester duties.

Transients occur routinely when filters and capacitor banks are switched as necessary to control harmonic interference and steady-state terminal voltages.

Because of the frequency of occurrence of switching overvoltages it is generally desirable that the overvoltage protective devices do not absorb appreciable energy during such operations. For example the amplitudes of overvoltages arising from routine switching operations can be minimized by the use of suitable resistors incorporated in the circuit-breakers associated with filters and capacitor banks or by synchronizing the closing of the circuit-breakers. This can also reduce the possibility of inverter commutation failures. The HVDC control system can also be used effectively to damp certain overvoltages.

Restrike-free switching devices should be used for capacitor switching to avoid onerous overvoltages from restriking which otherwise could occur when disconnecting filters or capacitor banks.

Transformer energization inrush currents can cause an undesirable interaction in the a.c. and d.c. systems. They can last several seconds with initial peaks of at least three to four times the transformer rated current. Oscillatory modes can be excited and lightly damped temporary overvoltages can appear if the transformer is working in its magnetic saturation region. Another result is the injection into the network of low order harmonic currents of high magnitude. These often produce voltage distortion to which the inverter could be sensitive, leading to possible commutation failures.

To reduce inrush currents, typical control measures include circuit-breaker pre-insertion resistors, synchronization of breaker poles, or setting of the transformer on-load tap changers at their highest tap positions. However it should also be noted that saturation of already energized converter transformers can arise from energization of another transformer in the converter station or from switching of an SVC.

L'utilisation de filtres d'harmoniques de bas rang peut également aider à réduire les problèmes liés aux courants d'appel. L'efficacité de ces mesures dépend en grande partie des caractéristiques du réseau et des caractéristiques adéquates des équipements. De plus, la réponse du réseau c.a. peut être sensible au nombre de transformateurs de conversion déjà mis sous tension, spécialement s'ils ne sont pas encore chargés comme dans le cas d'une mise en série de plusieurs unités de conversion.

La mise sous tension de bancs de condensateurs et de filtres produit des oscillations entre ces éléments et le reste du réseau. Là encore, selon la taille des batteries et des caractéristiques du réseau, des surtensions de manœuvre peuvent apparaître en même temps que des surintensités dans les composants du réseau c.a. déjà mis sous tension.

Il convient de prêter attention aux possibilités de détérioration des condensateurs durant leur remise sous tension, à cause des charges résiduelles qui subsistent après une manœuvre d'ouverture. Des mesures peuvent être nécessaires pour les décharger avant leur remise sous tension, lorsque leurs résistances internes de décharge ne sont pas suffisamment efficaces dans les limites de temps souhaitées pour la manœuvre. Sinon, il faudra prévoir une durée plus longue avant d'effectuer une nouvelle manœuvre.

La mise sous tension des filtres excite les fréquences auxquelles, en combinaison avec le réseau c.a., ils sont accordés. De même, le déclenchement des filtres et des bancs de condensateurs peut aussi provoquer des oscillations de tension sur le réseau alternatif.

Des compensateurs statiques de puissance réactive peuvent être prévus pour stabiliser la tension et contrôler les surtensions temporaires. La mise sous tension des compensateurs statiques devrait être telle qu'elle ne produise qu'un faible transitoire sur la tension du réseau ou même aucun. La plupart d'entre eux ont une commande dont l'action peut être utilisée pour atteindre cet objectif.

Le raccordement et le déclenchement des réactances et des condensateurs shunt produit des variations sur la tension alternative. La taille et le fonctionnement de ces équipements devraient être spécifiés de façon à limiter à un niveau acceptable les variations de tension provoquées par les manœuvres.

La mise sous tension et hors tension des lignes de transmission c.a. connectées aux sous-stations CCHT produit également des transitoires de tension qu'il convient de prendre en compte. Ces manœuvres modifient aussi les impédances harmoniques du réseau alternatif, ce qui modifie les phénomènes transitoires harmoniques.

Les compensateurs synchrones peuvent produire des transitoires de tension au démarrage et lors de leur fonctionnement en moteur à induction, absorbant ainsi de la puissance réactive et réduisant la tension du réseau. Il y a lieu d'examiner avec soin cet aspect de fonctionnement.

Il convient qu'un tableau des niveaux acceptables de surtension et de surintensité temporaires ou transitoires durant les manœuvres des différents composants du réseau, ou de préférence un diagramme des niveaux attendus de surtension et surintensité transitoires en fonction du temps, soit développé pour les spécifications.

En rapport avec ce qui précède, il y a lieu que des informations aussi complètes que possible concernant les caractéristiques électriques du réseau alternatif et de son évolution future, soient également fournies dans les spécifications. Il convient aussi d'indiquer des critères pertinents de fonctionnement, ainsi que les niveaux actuels et attendus de surtension c.a.

Also the application of low order harmonic filters can be helpful in reducing the problems with inrush currents. The effectiveness of such measures depends largely on the system and pertinent equipment characteristics. In addition the response of the a.c. system can be sensitive to the number of convertor transformers already energized, especially if they are not yet loaded as for series connections of multiple convertor units.

The energization of capacitor and filter banks produces oscillations between these elements and the rest of the network. Again, depending on the size of the banks and the network characteristics, switching overvoltages can appear along with overcurrents in the already energized a.c. system components.

Attention should be paid to the possibility of damage to the capacitors during re-energization of capacitors because of trapped charges in the capacitors from a preceding opening operation. Measures may be necessary for discharging them before reclosing if their internal discharge resistors are not sufficiently effective within the desired switching time. Alternatively, a longer switching time may be necessary.

Energization of filters excites the frequencies to which they, in combination with the a.c. network, are tuned. Also switching out of filter and capacitor banks can cause the a.c. system voltage to oscillate.

SVCs can be provided to stabilize the voltage and control temporary overvoltages. Energization of SVCs should be such as to produce a light or even no transient in the system voltage. Most of them have an active control which can be used to accomplish this objective.

Connection or disconnection of shunt reactors and capacitors produces change in a.c. voltage. Size and operation of this equipment should be specified so as to limit switching-caused voltage changes to acceptable levels.

Energization and de-energization of a.c. transmission lines connected to HVDC sub-stations generate voltage transients as well, which should be taken into account. These operations change the a.c. harmonic impedances which also influence the transient harmonic effects.

Synchronous compensators can produce voltage transients when started and operated as induction motors, drawing reactive power and reducing the system voltage. This aspect of their performance should be carefully examined.

A table of acceptable levels of temporary or transient overvoltages and overcurrents during switching operations of the various system components or preferably a diagram of the expected transient overvoltage and overcurrent levels versus time should be developed for the specifications.

Related to the foregoing, information about the electrical characteristics of the a.c. system and its future development as complete as possible should also be supplied in the specifications. Relevant operating criteria along with existing and expected a.c. overvoltage levels should also be shown.

Il convient que les performances désirées pour les sous-stations CCHT, dans les conditions transitoires décrites dans les paragraphes précédents soient stipulées à la fois pour la mise en service et pour la mise hors service des différents composants.

Il convient de coordonner le fonctionnement en cas de surtension de la liaison CCHT avec les caractéristiques réelles de fonctionnement du réseau alternatif existant auquel elle doit être intégrée.

### 3.3 Réjection de charge

Des réductions soudaines de la puissance transmise sur la liaison CCHT peuvent se produire sans l'apparition de défauts:

- à la suite du déclenchement non intentionnel des disjoncteurs alternatifs dans l'une ou l'autre des stations terminales;
- à la suite du blocage et du shuntage des unités de conversion qui peut résulter d'une action du système de commande;
- à la suite d'une baisse de production d'énergie ou encore d'une multitude d'autres raisons.

Les niveaux de tension sur le réseau alternatif augmenteraient alors, essentiellement du fait de l'excès de compensation de puissance réactive qui en résulte dans la sous-station CCHT. Les conditions de ferrorésonance peuvent être atteintes à cause de la saturation des transformateurs de puissance et des résonances entre transformateurs, filtres et réseau alternatif. Ces surtensions peuvent être accentuées par les écarts de fréquence dans le réseau alternatif.

Des précautions particulières doivent être prises au cas où l'onduleur se retrouve isolé du réseau alternatif avec seulement les filtres et les batteries de condensateurs shunt raccordés. Dans ce cas, l'onduleur doit être bloqué et shunté pour éviter tout dommage causé par les surtensions aux composants du filtre ou sur les parafoudres côté alternatif. L'ouverture du ou des disjoncteurs éloignés sur un réseau ayant une seule ou quelques lignes qui connectent l'onduleur au réseau c.a. doit être prise en compte lors de la conception du schéma de protection.

Les transitoires à la réjection de charge faisant suite à des défauts sur le réseau seront abordés en 4.3.5.

Il y a lieu que les niveaux acceptables de surtensions causées par la réjection de charge soient spécifiés en termes d'amplitude et de durée, particulièrement si les contraintes qui en résultent sont plus importantes que celles dont il est question en 3.2.

Il convient de développer des stratégies appropriées pour retrouver les conditions normales de fonctionnement. Parmi les procédures possibles pour y arriver, il y a: la commande des unités de conversion encore en service pour régler la tension du réseau, le branchement d'inductances, ou encore le déclenchement des batteries de condensateurs ou de filtres. Si les bancs de condensateurs ou de filtres doivent être manoeuvrés dans des conditions de surtension, cela doit être pris en compte lors de la détermination des caractéristiques de dimensionnement et du pouvoir de coupure des disjoncteurs associés. Dans les cas où un disjoncteur existant dont le pouvoir de coupure n'est pas suffisant peut être appelé à fonctionner, il y a lieu que sa manoeuvre soit verrouillée et que d'autres moyens soient utilisés pour réduire les surtensions.

The desired performance of the HVDC substations under the transient conditions described in the foregoing subclauses should be stated for both switching in and out of the various components.

Overvoltage performance for the HVDC link should be co-ordinated with the actual performance characteristics of the existing a.c. network with which it is to be integrated.

### 3.3 Load rejection

Sudden reductions of transmitted power over the HVDC link without occurrence of faults could take place:

- due to unintentional tripping of the a.c. circuit-breakers at either terminal;
- due to blocking and bypass of converter units as a consequence of control system action;
- due to loss of generation and for a multitude of other possible causes.

Voltage levels on the a.c. system would rise primarily because of the consequent excess of reactive power compensation at the HVDC substation. Resonant conditions can be reached due to saturation of the power transformers and resonances between transformers, filters and the a.c. network. These overvoltage effects can be accentuated by frequency deviations in the a.c. system.

Special care shall be taken for the case that the inverter becomes isolated from the a.c. system with only the filters and shunt capacitor banks connected to it. For this contingency the inverter shall be blocked and bypassed to prevent overvoltage-caused damage to the filter components or the a.c. side arresters or the valve arresters. Opening of the remote end circuit-breakers, for a system with a single or only a few lines connecting the inverter to the a.c. system shall be taken into account in the design of the protective scheme.

Load rejection transients following system faults are discussed in 4.3.5.

Acceptable load rejection-caused overvoltages, in terms of amplitudes and durations should be specified particularly if the resulting stresses are expected to be greater than those discussed in 3.2.

Suitable operating strategies to return to normal operating conditions should be developed. Among the procedures for achieving this are controlling the converter units still in service to regulate the system voltage or switching in reactors or by removal of capacitor or filter banks. If capacitor or filter banks are to be switched under overvoltage conditions this shall be taken into account when fixing the associated circuit-breaker ratings and capabilities. In cases when an existing circuit-breaker of inadequate capacity could be called on to perform this duty, its operation should be inhibited and other means used to reduce overvoltages.

Lorsque les convertisseurs doivent être utilisés pour régler la tension, il faut alors prendre en considération la conception et la fabrication des valves pour un fonctionnement à grands angles de retard à l'amorçage.

L'utilisation jusqu'à un certain point d'une stratégie de réduction des surtensions du réseau c.a. par les convertisseurs dépend des besoins de continuité en fourniture d'énergie qui satisfont au fonctionnement dynamique du réseau c.a.

D'autres moyens, tels que condensateurs ou réactances commutés, compensateurs synchrones, compensateurs statiques de puissance réactive, etc., peuvent être mis en oeuvre pour limiter les surtensions à des niveaux tolérables et pour atteindre le bon fonctionnement du convertisseur.

Comme pour toutes décisions sur la conception d'un système, les coûts auront une grande importance. Néanmoins, des compromis sont nécessaires entre le coût et les performances du système.

### 3.4 Démarrage et arrêt des unités de conversion

Il y a lieu d'établir les procédures de démarrage et d'arrêt normal d'un pôle CCHT par l'opérateur.

La mise en marche et l'arrêt des unités de conversion connectées en série s'effectue par le système de commande et quelquefois conjointement avec la manoeuvre d'appareils de coupure en parallèle avec les unités de conversion. A cette fin, on suit normalement une séquence automatique, au cours de laquelle une mise en shuntage du pont par les valves est activée avant la fermeture de l'interrupteur de shuntage.

Il convient de spécifier tous les besoins ou contraintes particulières liés à cette procédure, tels que la variation maximale permise sur le jeu de barres à tension c.a., les besoins spéciaux d'interverrouillage, ou la variation maximale de la puissance transmise, etc.

Il y a lieu de préciser si le système doit fonctionner avec un nombre réduit de convertisseurs par rapport à la configuration finale, et particulièrement pendant les étapes de développement du projet.

### 3.5 Fonctionnement des disjoncteurs et des interrupteurs c.c.

Les appareils de connexion sont utilisés sur le côté continu des réseaux de transmission CCHT pour effectuer les fonctions suivantes:

- shunter et déconnecter les ponts de convertisseur;
- connecter ou déconnecter le pôle de sous-station à la ligne d'électrode de terre pour les liaisons bipolaires;
- connecter les pôles ou bipôles en parallèle, y compris l'inversion de polarité si nécessaire;
- commuter la barre de neutre;
- connecter ou déconnecter la ligne c.c.;
- connecter ou déconnecter les filtres c.c.;
- connecter les filtres c.c. en parallèle pendant un fonctionnement monopolaire.

When convertors are to be used for voltage control, consideration should be given to the design and manufacture of the valves for operation at large delay angles.

The extent to which convertor measures can be used for reducing a.c. system overvoltage will depend on the requirements for continuity of supplied power to satisfy the a.c. system dynamic performance.

Other means, such as switched capacitors or reactors, synchronous compensators, SVCs, special metal oxide (MO) temporary overvoltage absorbers (TOV), etc. may need to be used to limit overvoltages to acceptable levels and to achieve the desired convertor performance.

As in most system design decisions, economics will play a major role. However, trade-offs may be necessary between cost and system performance.

### 3.4 *Start-up and shut-down of convertor units*

Normal operator-initiated start-up and shut-down procedures for an HVDC pole should be established.

Start-up and shut-down of series-connected convertor units is performed by the control system sometimes in conjunction with the operation of switching devices in parallel with the convertor units. For this purpose normally an automatic sequence is followed in which a valve bypass path within the bridge is activated before the opening or closing of the bypass switch.

For this procedure any special requirements or constraints such as the maximum allowable a.c. bus voltage variation, special interlock requirements or maximum variation in transmitted power, etc., should be specified.

Whether the system is to be operated with a smaller number of convertors than in the ultimate configuration, particularly during the development stages of the project, should be noted.

### 3.5 *Operation of d.c. breakers and d.c. switches*

Switching devices have been used on the d.c. side of HVDC transmission systems for several functions as follows:

- by-pass and disconnect convertor units;
- connect or disconnect the substation pole to the earth electrode line in bipolar links;
- connect poles or bipoles in parallel, including polarity reversal;
- switch the neutral bus-bar;
- connect or disconnect the d.c. line;
- connect or disconnect d.c. filters;
- connect d.c. filters in parallel during monopolar operation.

Les appareils de connexion peuvent être classés selon différents aspects. La figure 1, page 28, donne un exemple de disposition des appareils de connexion sur le côté continu d'une sous-station de conversion, avec la légende suivante:

- interrupteurs commutant un courant (S);
- sectionneurs (D);
- sectionneurs de terre (E).

Il convient de distinguer:

- les appareils utilisés pour s'ouvrir sous un courant nul, même s'ils ont un pouvoir d'établissement et de coupure du courant limité;
- les appareils capables de transférer le courant d'un circuit à un autre en parallèle; ces appareils doivent avoir une capacité d'absorption d'énergie suffisante lors du transfert du courant;
- et les disjoncteurs c.c. capables de couper tout courant c.c. dans les limites de leur dimensionnement et de supporter la tension de rétablissement qui suit.

A l'avenir, des disjoncteurs c.c. pourront être utilisés pour permettre sans restriction la mise en parallèle ou la déconnexion de pôles de sous-stations ou de pôles de liaison c.c. Une utilisation particulière du disjoncteur c.c. est l'interrupteur de transfert du circuit de retour métallique (TCRM ou MRTB).

Les interrupteurs à vide et les disjoncteurs c.c. ayant un pouvoir de coupure du courant n'excédant pas le courant de la charge doivent être coordonnés par le système de commande dans les conditions de défauts et pendant les séquences de manoeuvres. Par exemple, la mise en parallèle et la déconnexion de pôles de sous-stations ou de pôles de liaison nécessite l'ouverture et la fermeture de plusieurs appareils.

Ces manoeuvres créent une grande variété de transitoires de tension et courant, et les différentes fonctions sont effectuées selon des séquences spécifiées et contrôlées par le système de commande c.c.;

Ainsi, les transitoires dépendent du système de commande, du temps de fonctionnement des appareils et des caractéristiques électriques des réseaux c.a. et c.c.

Pour un réseau à deux terminaux où les exigences de fiabilité sont élevées, utiliser un disjoncteur de réseau c.c. offre la possibilité d'augmenter la fiabilité et la disponibilité de la transmission par l'utilisation de lignes en parallèle sectionnées le long de leur trajet. Cela permet d'isoler l'une des lignes parallèles ou des sections de ligne, au cas où il y aurait un défaut permanent ou pour les besoins de l'exploitation, sans qu'il y ait de coupure, même momentanée, de la transmission c.c.

La capacité de transmission maximale, dans le cadre des limites thermiques du reste du réseau sain, pourrait donc être maintenue. Bien entendu, des protections sélectives devraient être utilisées comme dans le cas des liaisons parallèles à c.a.

Il convient que les caractéristiques de fonctionnement, incluant les spécifications de rapidité soient déterminées et spécifiées pour tout interrupteur et disjoncteur nécessaires à la transmission CCHT considérée.

They can be classified with respect to various aspects. Figure 1, page 29, gives an example of switching device arrangements on the d.c. side of a converter substation with the following meanings:

- current commutating switches (S);
- disconnectors (D);
- earthing switches (E).

Distinctions should be made between:

- devices which are used for opening at zero current, even though they may have limited making and breaking capability;
- devices which are able to transfer the current from one current path to a parallel one; such devices shall have an adequate energy absorption capability for the expected current interruption during the transfer;
- and d.c. breakers which are able to interrupt any d.c. current within their ratings and withstand the following recovery voltage.

In the future d.c. breakers may be used in order to allow an unrestricted paralleling or de-paralleling of substation or d.c. line poles. A special application of the d.c. breaker is the metallic return transfer breaker (MRTB).

Zero current operated switches and d.c. circuit-breakers with a current interrupting capability not exceeding the load current shall be co-ordinated with the control system actions under both fault conditions and during operating sequences. For example, substation or line pole paralleling and de-paralleling operations require the opening and closing of various switches.

These operations initiate a wide variety of voltage and current transients and such functions are performed during established operating sequences as determined by the d.c. controls.

Thus, the transients depend on the control system, on the switch operating times and the a.c. and d.c. system electrical characteristics.

For a two-terminal system where reliability requirements are stringent, the use of d.c. circuit-breakers offers the possibility of enhancing transmission reliability and availability by the use of transmission lines in parallel and sectionalized along their routes. This would permit isolation of one of the parallel lines or line sections either in the case of a permanent fault or for operating needs without even a momentary shut-down of the d.c. transmission.

Thus maximum transmission capability within the thermal limits of the remaining healthy circuit could be maintained. Of course, selective protections as in the case of parallel a.c. lines would need to be used.

The operating characteristics including speed requirements should be determined and specified for all switches and circuit-breakers required for the contemplated HVDC transmission.

Lors des spécifications des appareils de connexions c.c., les fonctions suivantes devront être définies:

- rôle dans la sous-station CCHT;
- modes de fonctionnement;
- spécifications de temps de fonctionnement;
- courant permanent;
- courant à l'ouverture;
- courant à la fermeture;
- tension à l'ouverture;
- tension entre contacts ouverts;
- tension à la terre en position fermée et ouverte.

Dans le cas de court-circuit franc à la terre sur le côté c.c. d'un pôle, un interrupteur neutre au moins doit être capable de transférer le courant injecté dans la terre à partir du pôle en fonctionnement.

When specifying d.c. switching devices, the following duties shall be defined:

- the function within the HVDC substation;
- modes of operation;
- operation time requirements;
- continuous current;
- current on opening;
- current on closing;
- voltage on opening;
- voltage across open contacts;
- voltage to earth in the closed and in the open position.

In the event of a low impedance fault to earth on the d.c. side of one pole, at least one neutral switch should be able to transfer the current injected into the earth from the operating pole.

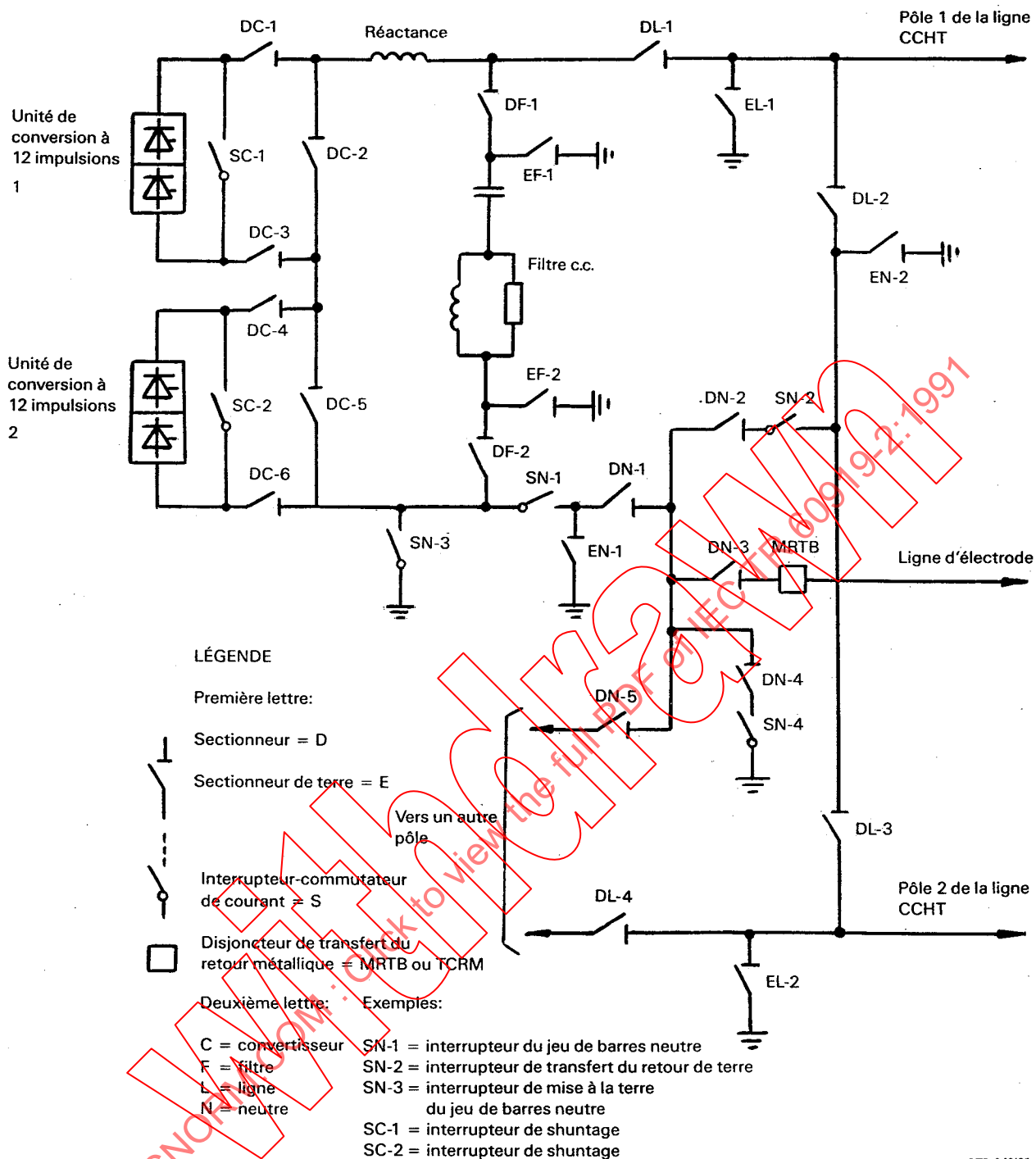
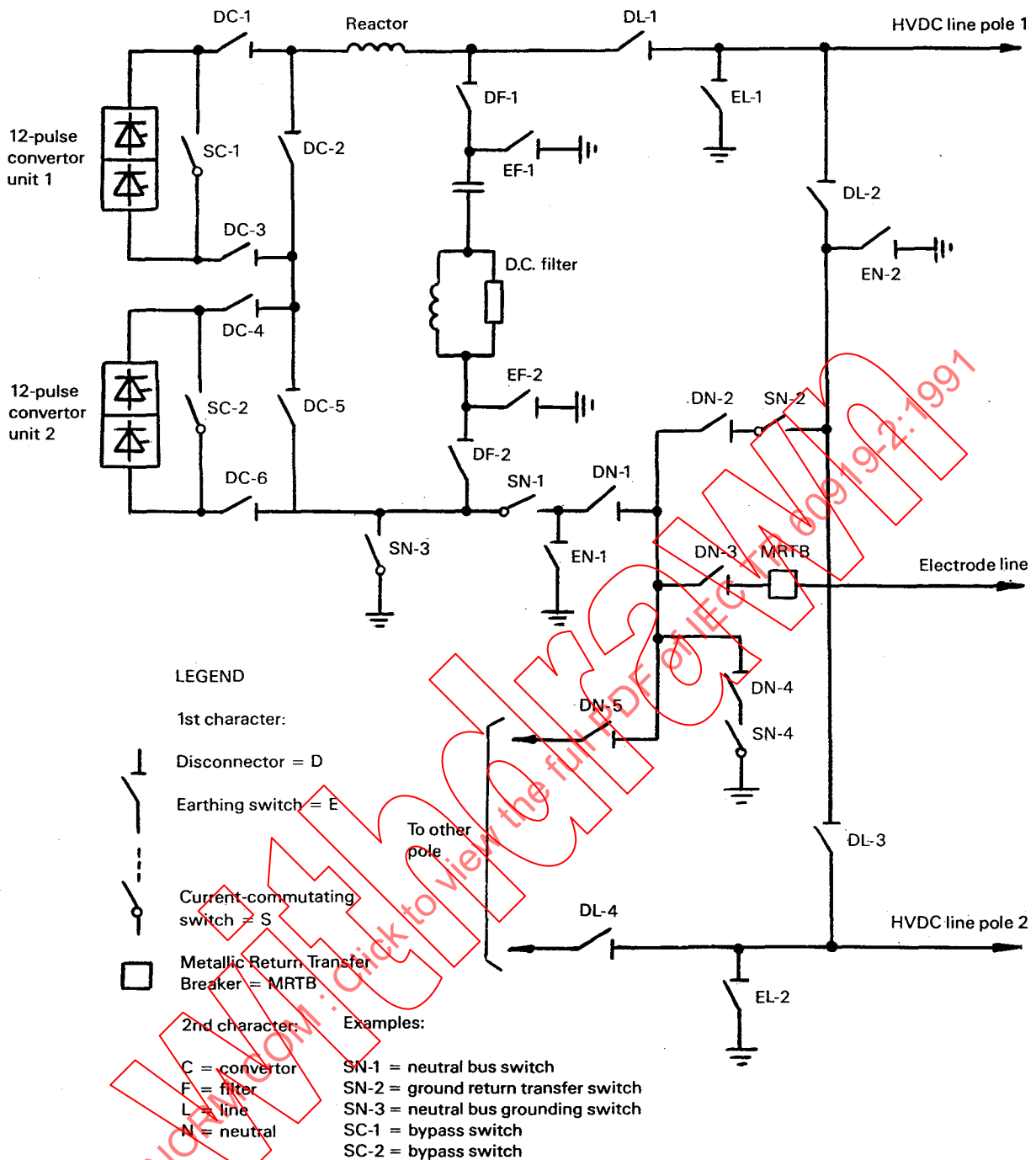


Figure 1 – Interrupteurs côté c.c. pour sous-station CCHT avec unités de conversion connectées en série



IEC 049/91

Figure 1 – D.C.-side switches for an HVDC substation with series-connected converter unit

## 4 Défauts du réseau alternatif

### 4.1 Généralités

Le fonctionnement transitoire du système CCHT lors de défauts du réseau à courant alternatif et pendant la période qui suit immédiatement l'élimination du défaut sont autant de considérations importantes pour établir les spécifications et la conception de ce système. Les performances de rétablissement du transit, étant influencées par la mise en oeuvre de stratégies de contrôle spécifiques, influent directement sur le dimensionnement des équipements CCHT, sur les installations des sous-stations c.a. connectées et sur la réponse du réseau c.a. connecté.

### 4.2 Catégories de défauts

Il convient que les défauts du réseau c.a. définis ci-dessous soient considérés lors de la préparation des spécifications d'un système CCHT:

- les défauts à l'extrémité génératrice (redresseur) et à l'extrémité réceptrice (onduleur) pour chaque direction du flux d'énergie;
- les défauts triphasé, triphasé à la terre, biphasé, biphasé à la terre et monophasé à la terre aux sous-stations CCHT. Parmi ceux-ci, l'analyse du fonctionnement du réseau c.c. pendant les défauts triphasé et monophasé à la terre doit en principe être suffisante en phase de planification;
- les défauts du réseau à courant alternatif, éloignés des sous-stations CCHT; il y a lieu de considérer les procédures de réenclenchement;
- les divers défauts des lignes alternatives et continues, décrits ci-dessus, pour le cas où une ligne parallèle alternative serait étroitement couplée à la ligne c.c. Un cas extrême de ce type est le contournement d'un conducteur c.a. vers un conducteur c.c., au point de croisement entre les deux lignes.

### 4.3 Objet des spécifications affectant le fonctionnement transitoire

Il convient que les spécifications CCHT concernant le fonctionnement transitoire pendant et après les défauts des réseaux alternatifs englobent tous les domaines concernés par le fonctionnement des réseaux c.a. et c.c. ainsi que le dimensionnement des équipements. Pour aboutir à un équilibre optimal entre le coût du système et ses performances, il y a lieu de considérer quelques aménagements dans le cahier des charges du CCHT.

Les caractéristiques qui influent sur le fonctionnement transitoire pendant et après les défauts du réseau c.a. sont abordées dans les paragraphes suivants.

#### 4.3.1 Impédance effective du réseau c.a.

Sous la forme la plus simple, l'impédance effective du réseau c.a. est en général exprimée comme le rapport de court-circuit (RCC ou SCR), c'est-à-dire le quotient de la puissance de court-circuit du système c.a. (MVA) à la puissance assignée du convertisseur c.c. (MW).

Néanmoins, le rapport de court-circuit s'exprime plus précisément par l'admittance du réseau c.a. sur la base de la puissance assignée c.c. et de la tension assignée du réseau c.a. Cela est défini à la fréquence du réseau et doit en principe inclure l'angle. Beaucoup d'études ont montré que l'admittance globale du convertisseur est à considérer ainsi que celle des filtres et d'autres éléments de puissance réactive connectés au jeu de barres c.a. de la sous-station CCHT. C'est ce qu'on appelle le rapport de court-circuit effectif (RCCE ou ESCR). Les impédances aux fréquences harmoniques de bas rang sont les plus significatives.

## 4 A.C. system faults

### 4.1 General

Transient performance of an HVDC system during a.c. system faults and during the recovery period immediately following fault clearing are important considerations in the specification and design of such a system. Recovery performance as influenced by implementation of specific control strategies will directly affect the ratings of the HVDC equipments, the connected a.c. substation facilities and the connected a.c. network response.

### 4.2 Fault categories

The following a.c. faults should be considered when preparing an HVDC system specification:

- sending end (rectifier) and receiving end (inverter) faults for each power flow direction;
- three-phase, three phase-to-earth, phase-to-phase, two phase-to-earth and single phase-to-earth faults at the HVDC substations; of these, analysis of d.c. system performance during three-phase and single phase-to-earth faults should be sufficient for most planning purposes;
- a.c. faults remote from the HVDC substations; reclosing practices should be considered;
- various faults as above in a.c. or d.c. lines in cases where there is a parallel a.c. line closely coupled to the d.c. line. The extreme case of this type is a flashover from an a.c. to a d.c. conductor where a.c. and d.c. lines cross.

### 4.3 Specification matters affecting transient performance

HVDC specifications concerning transient performance during and after a.c. system faults should consider all affected areas of the d.c. and a.c. system operation and equipment ratings. To achieve an optimum balance between total system costs and performance, trade-offs should be considered in the HVDC specifications.

Characteristics that influence transient performance during and after a.c. system faults are discussed in the following paragraphs.

#### 4.3.1 Effective a.c. system impedance

In its simplest form effective a.c. system impedance is usually expressed as the Short-Circuit-Ratio (SCR), that is, the ratio of the a.c. system short-circuit MVA to converter d.c. power (MW) rating.

However, SCR is more precisely expressed as a.c. system admittance on a base of rated d.c. power and a.c. voltage. This is defined at system frequency and should include an angle. For many studies the total admittance seen by the converter is relevant, including that of filters and other reactive power elements connected to the HVDC substation a.c. bus; this is known as Effective Short-Circuit Ratio (ESCR). Most significant are the impedances at the low-order harmonic frequencies.

Le rapport de court-circuit défini ici diffère du rapport SCR défini dans la CEI 146-1-1 où la base est la puissance apparente assignée du convertisseur (MVA).

Les facteurs de performance sur défauts transitoires affectés par le rapport de court-circuit sont:

- 1) le transfert de puissance pendant les défauts pour maintenir un fonctionnement stable sans ratés de commutation;
- 2) le temps de recouvrement, spécialement pour les défauts côté onduleur;
- 3) le contrôle des tensions de recouvrement après défaut à l'intérieur de limites tolérables;
- 4) les conditions possibles de résonance à fréquences basses, c'est-à-dire inférieures au cinquième harmonique;
- 5) les surtensions temporaires.

Tous ces facteurs deviennent plus prononcés lorsque l'impédance et l'angle de phase du réseau c.a. augmentent.

#### 4.3.2 *Transfert de puissance pendant les défauts*

Les systèmes CCHT peuvent être sensibles à des défauts du réseau c.a. relativement éloignés pour lesquels les changements de tension aux nœuds c.a. du système CCHT ne sont pas très importants. L'effondrement et la distorsion de tension associés à des défauts du réseau à courant alternatif affectent les angles de retard à l'amorçage des convertisseurs et entraînent une réduction de la puissance c.c. transportée. Pour les défauts triphasés éloignés, la perte de puissance est essentiellement proportionnelle à la baisse de tension alternative jusqu'à un niveau de la tension continue pour lequel une loi de commande dépendant de la tension doit s'imposer. Cela est développé dans les paragraphes suivants. Une réduction de puissance supplémentaire peut se produire à la suite d'un changement de mode de régulation, comme cela est décrit en 4.3.8.

Une loi de commande dépendant de la tension permet de modifier les limites ou bien les consignes de courant des convertisseurs de chaque extrémité, de façon coordonnée et sans perte de marge de courant. La tension c.c. à chaque extrémité est un signal commun aux deux extrémités redresseur et onduleur pour la coordination sans qu'il y ait besoin d'autres communications. Il existe diverses lois de ce type; la figure 2, page 42, en montre un exemple typique.

Au cas où les convertisseurs seraient utilisés pour le réglage de puissance réactive, il convient que la tension d'entrée pour la commande dépendant de la tension soit la tension du nœud c.a.

Il y a lieu d'effectuer des études du système c.a. pour déterminer les ajustements optimaux des seuils de tension c.c., des limites de courant, des constantes de temps ou des taux de variation des rampes, s'il y en a, pour chaque système.

Pour les défauts c.a. monophasés à la terre dans le poste du redresseur ou tout près, la réduction de transfert de puissance pour les convertisseurs modernes est aussi approximativement proportionnelle à la valeur moyenne du creux de tension c.a., puisqu'un déséquilibre de l'angle d'allumage peut être créé facilement pour compenser les fortes dissymétries de la tension c.a.

SCR as defined here differs from the ratio RSC defined in IEC Publication 146-1-1 where the base is the rated MVA of the convertor.

Transient fault performance factors affected by the SCR are:

- 1) power transfer during faults to maintain stable operation without commutation failures;
- 2) recovery time, especially for inverter end faults;
- 3) control of post-fault recovery voltages within acceptable limits;
- 4) possible low frequency resonance conditions, i.e., < 5th harmonic;
- 5) temporary overvoltages.

All of these factors become more pronounced with increases in the a.c. system impedance and phase angle.

#### 4.3.2 Power transfer during faults

The HVDC system may be sensitive to relatively remote a.c. system faults where a.c. voltage changes at the HVDC a.c. buses are not large. Voltage depression and distortion associated with a.c. faults affect the delay angles of the convertors and cause a reduction in the transmitted d.c. power. For remote three-phase faults the power loss is essentially proportional to the a.c. voltage drop, down to a level of d.c. voltage where some form of voltage dependent control possibly needs to be imposed, as discussed in the following paragraphs. A further power reduction can take place as a result of a control mode shift as described in 4.3.8.

Voltage dependent control provides a means to modify the current limits or orders of the convertors at each terminal in a co-ordinated manner without loss of current margin. The d.c. voltage at each end represents a common signal to both the rectifier and inverter terminals for co-ordination without the necessity for other communications. There are a variety of such controls; an example characteristic is shown in figure 2, page 43.

In case the convertors are used for reactive control, the input voltage for the voltage dependent control should be the a.c. bus voltage.

System studies should be made to determine optimum settings for d.c. or a.c. voltage thresholds, current limits, and time constants or ramp rates, if any, for each system.

For a.c. single phase-to-earth faults to or near the rectifier terminal, the reduction in power transfer for modern convertors is also approximately proportional to the average a.c. voltage drop, since delay angle unbalance can be readily incorporated to compensate for large a.c. voltage dissymmetries.

D'autre part, pour la plupart des stratégies de contrôle de l'onduleur utilisant des systèmes d'allumage équidistants, le premier allumage qui est réglé pour minimiser les ratés de commutation fixe l'allumage de toutes les autres valves. Cette opération de contrôle du fonctionnement, en conjonction avec la commande dépendant de la tension, produit normalement un transfert de puissance minimal pendant les défauts monophasés c.a. de l'extrémité onduleur. Les stratégies qui consistent en un transfert de la commande équidistante vers un contrôle individuel d'angle d'allumage pendant les défauts à la terre côté alternatif de l'onduleur offrent un moyen d'augmenter le niveau minimal de puissance mentionné ci-dessus, sans pour autant entraîner un nombre excessif de ratés de commutation.

Les transferts de puissance que l'on peut obtenir dans des conditions de défaut du courant alternatif, dépendent largement des caractéristiques du système CCHT dont il est question et ne pourront donc être déterminés avec exactitude que par des études sur calculateur ou/et sur simulateur analogique.

#### 4.3.3 Recouvrement après élimination du défaut

Le temps de recouvrement peut être défini comme étant la durée nécessaire au système CCHT, après élimination du défaut, pour retrouver un certain niveau de puissance, en général 90 %, le dépassement et la durée d'établissement étant spécifiés.

Le temps de recouvrement du système CCHT peut être rapide, par exemple 50 ms à 100 ms avec les systèmes de contrôle modernes pour tous les défauts non permanents du redresseur ou de l'onduleur de systèmes c.a. à faible impédance. Cependant, en pratique, beaucoup de systèmes CCHT au stade de projet ou déjà installés sont connectés à des réseaux c.a. à forte impédance à l'une ou l'autre des sous-stations CCHT. Dans ce cas, les temps de recouvrement peuvent être plusieurs fois supérieurs à ceux des systèmes CCHT reliés à des réseaux c.a. à faible impédance. On peut aussi s'attendre à une durée plus longue de recouvrement pour les systèmes CCHT utilisant de longs câbles c.c. et de très longues lignes aériennes.

L'ajustement de la durée de recouvrement doit tenir compte des caractéristiques de stabilité du réseau c.a. pour les durées d'élimination des défauts par les protections primaires, et éventuellement de secours.

Néanmoins, certains facteurs tels que la nécessité de minimiser les ratés de commutation ou bien la tension de recouvrement après défaut influencent souvent le temps de recouvrement réellement prévu dans la stratégie de contrôle du système c.c.

Le recouvrement peut souvent être amélioré en maintenant, si possible, le passage de courant continu, même de moindre amplitude en allumant les valves pendant des défauts sévères monophasés à la terre et triphasés. L'allumage des valves pendant la durée du défaut ou la reprise de la séquence d'allumage immédiatement après l'élimination du défaut peut également réduire l'importance des tensions de recouvrement et améliorer la stabilité.

Il convient que les spécifications mentionnent la durée prévue des défauts monophasés et triphasés, y compris les durées d'élimination par les protections de secours les plus probables, pour lesquelles il y a lieu de prévoir la capacité de recouvrement rapide du système CCHT. Cela est important, car certaines valves doivent être conçues avec un stockage d'énergie suffisant pour que les circuits d'amorçage fonctionnent après les périodes de défauts prévisibles.

On the other hand, for most inverter control strategies using equidistant firing schemes, the earliest firing time which is set to minimize commutation failures, fixes the firing time for all valves. This control action in conjunction with voltage dependent control normally results in minimum power transfer during a.c. single-phase inverter end faults. Strategies that transfer to individual-phase control operation during inverter end a.c. line-to-earth faults offer one means for increasing the power transfer from the aforementioned minimum without experiencing an excessive number of commutation failures.

Power transfers achievable under a.c. fault conditions depend largely on the characteristics of the HVDC system under consideration and therefore can best be determined by digital and/or simulator studies.

#### 4.3.3 *Recovery following fault clearing*

The recovery time can be defined as that time required after the fault clearing for the HVDC system to recover to a specified level of the prefault power, typically to 90 %, with the overshoot and settling time being specified.

HVDC system recovery times can be fast, e.g. 50-100 ms, with modern control systems for all non-permanent a.c. faults at the rectifier or inverter for low impedance a.c. systems. In practice however many HVDC systems being designed or installed are connected to high impedance a.c. systems at either HVDC substation. In such case, recovery times can be several times longer than for HVDC systems connected to low impedance a.c. systems. Long recovery times can also be expected for HVDC systems making use of long d.c. cables and very long d.c. overhead lines.

Recovery time settings shall take into consideration the a.c. system stability characteristics for both primary and possible backup fault clearing times.

However factors such as the necessity to minimize commutation failures or post fault recovery voltages often influence the actual recovery time implemented in a d.c. system control strategy.

Recovery can often be improved by maintaining, if possible, the d.c. current flowing even at a reduced magnitude by firing the valves during severe a.c. single-phase-to-earth and three-phase faults. Valve firing during the period of the fault or resumption of firing immediately upon fault clearing can also reduce the magnitude of recovery voltages and improve stability.

Specifications should indicate the expected duration of single-phase-to-earth and three-phase faults, including most likely backup clearing times, for which fast recovery capability of the HVDC system should be provided. This is important because some valves shall be designed with sufficient energy storage for the gating circuits to ride through expected fault periods.

#### **4.3.4 Consommation de puissance réactive pendant les défauts et la période de recouvrement**

La consommation de la puissance réactive des sous-stations CCHT pendant et après les défauts c.a. dépend de la stratégie de contrôle adoptée. Des limites de consigne de courant en fonction de la tension avec des caractéristiques bien étudiées sont souvent utilisées pour modifier la consommation de puissance réactive en fonction de la tension pour améliorer la capacité de l'onduleur à récupérer sans défauts de commutation.

Des stratégies peuvent être adoptées pour la sous-station CCHT restée saine à l'autre extrémité et, lorsque c'est encore possible, dans la sous-station en défaut elle-même, pour préserver la consommation de puissance réactive ou le soutien de la tension à un niveau suffisant pour maintenir les tensions des barres c.a. dans des limites prescrites.

Pendant les ratés de commutation, des variations importantes de puissance réactive se produisent. Des ratés de commutation persistants dans les convertisseurs suivis d'un fonctionnement de protection, se traduisent par un flot de puissance réactive réjectée dans le réseau alternatif, ce qui peut conduire à des surtensions importantes dans un réseau à forte impédance.

Les études du système CCHT ont une grande importance pour déterminer les moyens de contrôler la tension du jeu de barres alternatives et pour maintenir la commutation ainsi que la stabilité des réseaux c.a. interconnectés.

#### **4.3.5 Réjection de charge à la suite de défauts côté alternatif**

Les conditions de défauts qui peuvent provoquer le blocage de l'onduleur, le déclenchement des charges, l'impossibilité de débloquer lors de l'élimination de défauts triphasés et des ratés de commutation sévères, conduisent toutes à une sorte de réjection de charge qui peut initier de fortes surtensions temporaires, des ferrorésonances et des instabilités du réseau c.a., ce qui peut causer l'effondrement du réseau.

De plus, pour certains systèmes c.a., il faut prêter une grande attention aux possibilités de réjection de charges importantes conduisant à une auto-excitation des générateurs ou des compensateurs synchrones situés à l'intérieur des sous-stations CCHT ou électriquement proches de celles-ci.

Les surtensions de réjection de charge ont un impact direct sur les caractéristiques de l'équipement CCHT.

Il convient d'effectuer des études pour:

- estimer à quel point les équipements actuels du réseau c.a. peuvent supporter ces surtensions et concevoir les mesures correctives nécessaires;
- déterminer les spécifications des équipements de sous-stations CCHT y compris toutes les protections c.a. nécessaires pour supporter de façon satisfaisante telle surtension due à la réjection de charge.

Les convertisseurs peuvent être utilisés pour limiter les surtensions, à la condition d'avoir leurs impulsions de commande débloquées. Néanmoins, il faut considérer le cas où le convertisseur est bloqué pendant des défauts du réseau alternatif et où les tentatives successives de récupérer restent infructueuses. De telles éventualités peuvent indiquer un besoin d'autres moyens, tels que des appareils de connexion rapides pour les sources de puissance réactive, des compensateurs statiques de puissance réactive (SVC ou CER), des filtres d'harmoniques amortis de bas rang ou encore des dispositifs de protection à dissipation d'énergie pour contrôler les surtensions causées par la réjection de charge.

#### 4.3.4 *Reactive power consumption during fault and post-fault recovery periods*

Reactive power consumption of the HVDC substation during and after a.c. faults depends on its control strategy. Voltage dependent current limits with tailored characteristics are often utilized to modify the reactive power consumption as a function of voltage and to improve the inverter's ability to recover without commutation failures.

Strategies may be adopted for the remote unfaulted HVDC substation and where practical at the faulted substation to continue reactive power consumption or voltage support at a level to maintain a.c. bus voltages within prescribed limits.

During commutation failures, significant variations occur in reactive power flow. Persistent commutation failure in converters followed by protective action result in reactive power flow being rejected into the a.c. system which can lead to substantial overvoltages on high impedance systems.

HVDC system studies are important to determine the required means to control voltages at the a.c. bus and to maintain commutation as well as stability of the interconnected a.c. networks.

#### 4.3.5 *Load rejection due to a.c. faults*

Fault conditions which can result in converter blocking, tripping of loads, failures to deblock upon clearing of three-phase faults and severe commutation failures, all result in forms of load rejection which can initiate large temporary overvoltages, ferroresonance, and a.c. system instabilities which can cause system collapse.

In addition on some a.c. systems careful attention shall be given to the possibility of large d.c. load rejections leading to self-excitation of generators or synchronous compensators at or electrically near the HVDC substation.

Load rejection overvoltages will have a direct impact on ratings of the HVDC equipment.

Studies should be carried out to assess:

- the extent to which existing equipment in the a.c. network can withstand these overvoltages and to design necessary corrective measures;
- design requirements for the HVDC substation equipment including any needed a.c. protection to satisfactorily withstand such load rejection overvoltages.

While not blocking, the converter can be used to help limit overvoltages. However consideration shall be given to the possibility of converter blocking during a.c. system faults with subsequent failures to recover. Such contingencies may indicate the need for other measures such as high speed switching devices for reactive power equipment, static var compensators (SVC), low order damped filters or protective energy dissipation devices to control load rejection overvoltages.

Il y a lieu que les spécifications déterminent l'importance et la durée tolérable des surtensions pour les cas cités ci-dessus.

#### 4.3.6 *Manoeuvre des équipements de puissance réactive*

La manoeuvre des équipements de compensation de puissance réactive tels que les filtres alternatifs, les condensateurs shunt et les bancs d'inductances shunt est une stratégie couramment appliquée, côté c.a. des sous-stations CCHT, pour contrôler les interférences harmoniques et la tension du jeu de barres en régime établi, ce dernier en fonction de la charge du réseau c.a. ou de la tension alternative primaire.

Lors de l'élaboration des spécifications des appareils de coupure permettant de manoeuvrer les filtres, les inductances shunt ou les bancs de condensateurs shunt, l'attention doit être portée non seulement sur la capacité et la vitesse de coupure en régime établi, mais aussi sur les exigences de surtension qui peuvent résulter de l'élimination des défauts alternatifs et des fortes réjections de charge.

Des complications supplémentaires peuvent survenir si un appareil de manoeuvre de puissance réactive ne permet pas une coupure de courant sûre pendant des surtensions dues à une réjection de charge temporaire. Dans ce cas, des dispositions doivent être prises pour mettre en place un disjoncteur de secours ayant une capacité adéquate permettant de déconnecter les sources de puissance réactive excédentaire.

Il faut aussi tenir compte du fait que la gestion des appareils de coupure peut être la cause de temps de redémarrage assez longs du système CCHT si les équipements de compensation de puissance réactive doivent être réinsérés avant d'augmenter la charge dans le système CCHT jusqu'au niveau précédant le défaut.

#### 4.3.7 *Effets des courants et tensions harmoniques pendant les défauts*

Des ratés de commutation ou des allumages erronés de façon répétée se produisant pendant un défaut alternatif ou pendant la phase de rétablissement peuvent engendrer des courants et des tensions à des harmoniques de bas rang non caractéristiques et exciter d'autres fréquences côté c.a. et c.c. Celles-ci peuvent exciter temporairement des résonances dans les systèmes alternatifs et continus, mais les tensions et courants qui en résultent ne sont en général pas excessifs, en partie grâce à l'amortissement procuré par des systèmes de commande modernes. Néanmoins, il convient que de tels phénomènes soient étudiés pour mesurer leur impact sur la surcharge temporaire des filtres et sur un éventuel mauvais fonctionnement de relais de protection du réseau c.a. par exemple.

Si le côté continu résonne à la fréquence fondamentale, la saturation des transformateurs de conversion peut survenir. Cela peut s'ajouter à d'autres sources d'harmoniques de second ordre sur le primaire et causer une éventuelle instabilité du système. De plus, un défaut monophasé à la terre, proche de la station de conversion, engendre de fortes tensions d'harmonique de second ordre sur le côté continu qui persistent tant que les valves sont allumées. Compte tenu de ces considérations, il est conseillé d'étudier soigneusement l'éventualité de toute résonance de la liaison continue à cet harmonique.

Des harmoniques créés pendant les défauts doivent donc être pris en considération pour le dimensionnement des filtres alternatifs et pour l'évaluation de la capacité de l'onduleur à commuter pendant les périodes de recouvrement après défaut.

The specifications should state the acceptable overvoltage magnitudes and durations for the above contingencies.

#### 4.3.6 *Switching of reactive power equipment*

Switching of reactive power equipment such as a.c. filters and shunt capacitor and shunt reactor banks is a common strategy at the a.c. terminals of HVDC substations for control of harmonic interference and steady-state terminal voltages, the latter as a function of a.c. system loading or of the primary a.c. system voltage.

When specifying the switching device to switch filters, shunt reactors or shunt capacitor banks, attention shall be given not only to the normal steady-state interrupting capability and speed, but also to the overvoltage requirements which may result from a.c. fault clearing and large load rejection.

Further complications may become apparent if an existing reactive power switching device is inadequate for safe interruption during temporary load rejection overvoltages, in which case provision shall be made for a backup breaker of adequate capacity to enable disconnection of excess reactive power sources.

Another consideration is that the use of switching devices can result in objectionably long restart times for the HVDC system if the switched reactive power equipment must be reinserted before the HVDC system may be loaded to prefault levels.

#### 4.3.7 *Effects of harmonic voltages and current during faults*

Multiple cycle commutation failures or misfires occurring during an a.c. fault or the recovery period may cause currents and voltages at low-order non-characteristic harmonics and excite other frequencies, on the a.c. and d.c. sides. These may temporarily excite resonances in the a.c. or d.c. systems, but the resulting currents and voltages normally are not excessive, partly because of the damping provided by modern control systems. However, such effects should be studied to check the effect on, for example, filter transient ratings, and possible misperformance of a.c. system protective relays.

If the d.c. side is resonant at the fundamental frequency, saturation of the converter transformers can occur. This would add to any second harmonic on the primary and cause possible system instability. Also an a.c. single-phase-to-earth fault near the rectifier terminal injects large second harmonic voltages on the d.c. side that will remain as long as firing continues. Because of these considerations it is advisable to study carefully the possibility of any resonance of the d.c. line to this harmonic.

Harmonics generated during faults should be taken into account in the design ratings for the a.c. filters and in determining the inverter's ability to commute during fault recovery periods.

Un autre problème qu'il convient d'examiner avec soin est l'éventuel mauvais fonctionnement des protections côté alternatif causé par des harmoniques de bas rang pendant les défauts alternatifs.

#### **4.3.8 *Changement de modes de régulation en fonctionnement sur défauts***

Des changements dans les modes de fonctionnement, c'est-à-dire dans les modes de régulation du courant ou de la puissance par exemple, peuvent être nécessaires dans des conditions de défauts alternatifs. Les passages du réglage du courant par le redresseur au réglage du courant par l'onduleur conduit à une réduction de la puissance qui nécessite un ajustement de la consigne de courant pour compenser la perte de puissance. Il y a lieu d'examiner la coordination des marges de courant avec et sans communications entre les extrémités ainsi que les variations de la demande de puissance réactive lors de ces corrections de marges de courant.

Dans des réseaux c.a. à haute impédance, un fonctionnement instable peut survenir dans le mode de contrôle de la puissance pendant le régime transitoire causé par un défaut, à moins qu'une commutation de mode ne soit effectuée pour contrôler le courant, ou que le mode de contrôle de la puissance ne soit conçu pour maintenir une caractéristique à courant constant pendant les défauts.

#### **4.3.9 *Modulation de puissance CCHT***

La stabilité transitoire du système alternatif et les performances de recouvrement du système CCHT peuvent quelquefois être améliorées en utilisant la modulation de puissance, de courant continu ou de tension continue. Cela sera abordé dans la troisième partie de cette série de rapports.

#### **4.3.10 *Réduction d'urgence de la puissance***

Dans des conditions de défaut dues à des défaillances critiques de lignes à c.a., la possibilité de réduire d'urgence le niveau de puissance ou même d'inverser la puissance peut être une parade nécessaire pour atténuer l'instabilité du réseau alternatif. Il y a lieu que les spécifications prennent en considération l'impact de telles actions de contrôle sur:

- les éventuelles surtensions ou déstabilisations du réseau alternatif connecté à la sous-station de l'extrémité opposée, qui résultent de la réjection partielle de charge;
- les exigences de temps de transmission des informations pour coordonner les réductions d'urgence et les augmentations de puissance après défaut, ainsi que l'impact d'une perte éventuelle de communication.

Dans certains cas, le recouvrement après défaut alternatif peut permettre le fonctionnement du système CCHT à un niveau de puissance réduit jusqu'à ce que d'autres actions de rétablissement soient effectuées, selon les résultats d'études de systèmes appropriées.

A further problem which should be carefully examined is possible misoperation of the a.c. protection due to low order harmonics during a.c. faults.

#### **4.3.8 *Shift in control modes of operation***

Changes in operating modes, that is, to power or current control mode for example, may be necessary during a.c. fault conditions. Shifts from rectifier current control to inverter current control lead to a power reduction that require a current order adjustment to correct for the power loss. Also co-ordination of current margins with and without end-to-end communications and changes in reactive power demands with current margin correction should be investigated.

In some high impedance a.c. systems, unstable operations during fault-initiated transients can appear in the power control mode unless a switchover is made to current control, or the power control mode is made to assume constant current control mode characteristics.

#### **4.3.9 *Power modulation on the HVDC system***

A.C. system transient stability and HVDC fault recovery performance sometimes can be improved by the use of power, direct current or direct voltage modulation. This option will be discussed in Part 3 of this report series.

#### **4.3.10 *Emergency power reductions***

During fault conditions resulting in critical a.c. line outages, capability for emergency power reductions or even power reversals may be required as a contingency option to mitigate a.c. system instability. The specifications should consider the impact of such control actions on:

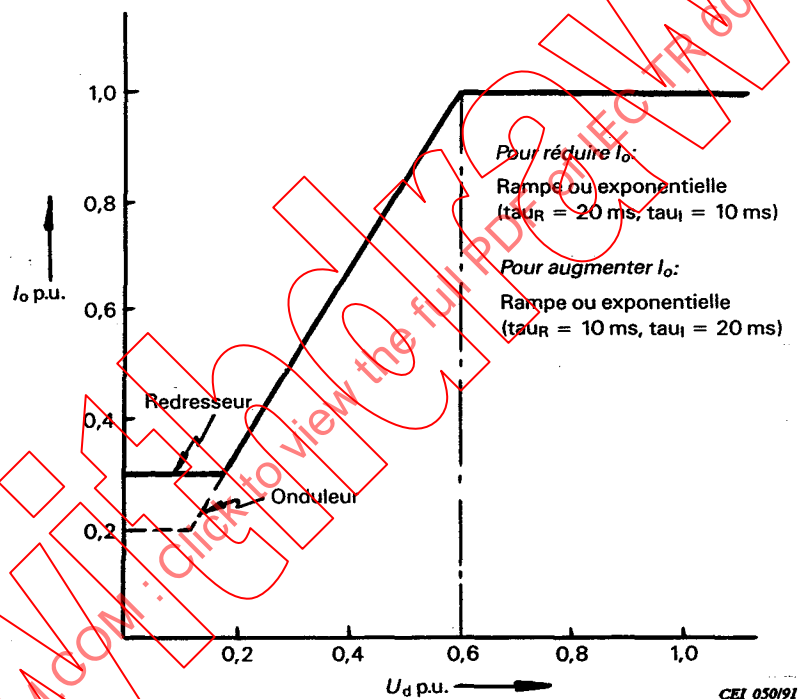
- possible overvoltages or destabilization of the a.c. system connected to the opposite end substation as a result of the partial load rejection;
- communications time requirements to co-ordinate the emergency reductions plus post-fault power increases and the impact of possible communications loss.

In some cases fault recovery from a.c. faults may permit operation of the d.c. system at a reduced power level until other restorative actions have been accomplished as determined by appropriate system studies.

#### 4.4 Impact de la spécification sur la stratégie de contrôle

En raison de la grande variété des conditions qui doivent être considérées pour déterminer les performances transitoires optimales pendant les défauts du réseau alternatif et pendant la période de récupération après élimination du défaut, il n'existe pas de stratégie de contrôle unique, appropriée dans tous les cas. Chaque système doit être optimisé pour des conditions de référence spécifiées au cours d'études à l'aide d'ordinateur et/ou d'études sur simulateur analogique pour un projet particulier.

Il convient que les spécifications de performance permettent de sélectionner des stratégies de commande en courant continu qui soient un compromis optimal entre le maintien du transfert d'énergie et la prévention de ratés de commutation, d'instabilités ou de tensions de recouvrement excessives, à condition que le résultat général soit une solution satisfaisante pour le réseau alternatif interconnecté.



NOTE -  $U_d$  est la tension continue;

$I_o$  est la consigne de courant;

$\tau_{dR}$  et  $\tau_{dI}$  sont les constantes de temps du redresseur et de l'onduleur respectivement.

Figure 2 – Exemple de caractéristiques de commande dépendant de la tension

#### 4.4 Specification impact on control strategy

Because of the wide range of a.c. system conditions that shall be considered in determining optimum transient performance during a.c. faults and during the recovery period following fault clearing, no single control strategy will be appropriate for all cases. Each system shall be optimized around specified reference conditions as determined by digital computer and/or analog simulator studies for that particular system.

Performance specifications should permit d.c. control strategies which achieve an optimum compromise between maintaining power transfer and the prevention of commutation failures, instabilities or excessive recovery voltages, provided that the overall result is a satisfactory solution for the interconnected a.c. system.

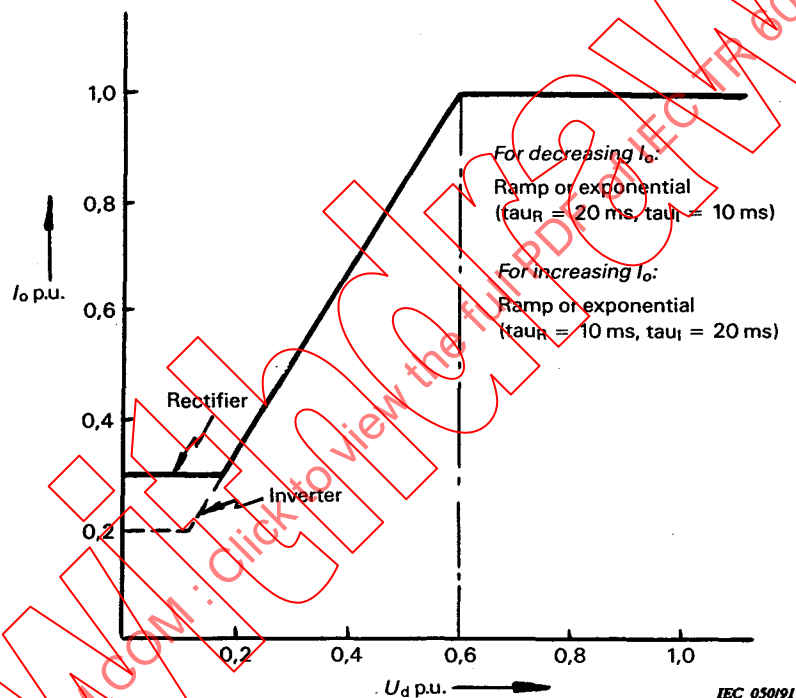


Figure 2 – Example of voltage dependent control characteristics

## **5 Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a.**

### **5.1 Généralités**

Cet article examine les défauts des filtres d'harmoniques à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a. Les niveaux relativement élevés de courants harmoniques qui peuvent apparaître dans ces équipements justifient que l'on aborde les aspects de protection. Cette discussion est incluse. Les aspects spécifiques aux protections des CER (SVC) ne sont pas abordés dans ce rapport.

La figure 3, page 54, donne un exemple de disposition des filtres à c.a. et des condensateurs shunt pour un système CCHT bipolaire. Les branches individuelles de condensateurs, d'inductances et de filtres des batteries de compensation peuvent être mis sous tension et hors tension par l'intermédiaire d'interrupteurs en charge, mais dans ce cas les défauts à la terre dans la batterie doivent être éliminés par les disjoncteurs de batteries. Un autre dispositif, parfois utilisé, consiste à connecter les batteries de filtres, de condensateurs et d'inductances sur des enroulements tertiaires des transformateurs de conversion.

Les impédances aux fréquences fondamentales et harmoniques des filtres et des batteries de compensation de puissance réactive ont une influence très grande sur l'amplitude et la forme d'onde des surtensions survenant au jeu de barres du poste c.a. Par conséquent, une représentation détaillée des filtres d'harmoniques de courant alternatif et des batteries de compensation de puissance réactive est essentielle pour l'étude des tensions au jeu de barres c.a. en régime transitoire.

### **5.2 Surtensions transitoires dans les batteries de filtres**

Dans les conditions normales de fonctionnement, la plus grande partie de la tension phase-terre apparaîtra aux bornes du condensateur principal des filtres, alors que la tension aux bornes des autres éléments du filtre n'est normalement qu'une fraction de la tension phase-terre. Néanmoins, dans les régimes transitoires, la tension prévisible aux bornes des inductances et résistances du filtre peut être malgré tout plus élevée que la tension phase-terre normale. Ainsi, il convient que la protection par parafoudre soit appliquée de façon interne au filtre ainsi qu'il en sera question dans l'article 11.

En plus des surtensions qui surviennent couramment à la suite d'une manoeuvre normale (voir article 3), les composants du filtre seront probablement sujets à des surtensions de coup de foudre, de chocs de manoeuvre et à des surtensions de défauts proches sur le jeu de barres ou à l'extérieur du poste.

Puisque les condensateurs de filtres présentent de basses impédances aux ondes à front raide comme celles des décharges de foudre, les inductances et les résistances des filtres seront presque directement exposées à n'importe quelles surtensions de foudre apparaissant sur le jeu de barres du poste c.a.

Les surtensions de choc de manoeuvre qui apparaissent sur le jeu de barres du poste c.a. peuvent être amplifiées de façon significative à l'intérieur des filtres et les surtensions résultantes aux bornes des composants peuvent même dépasser la tension phase-terre du jeu de barres alternatif. Par conséquent, il convient que les surtensions aux bornes des composants individuels soient examinées au cours d'études de surtensions. Lorsque les

## **5 A.C. filters, reactive power equipment and a.c. bus faults**

### **5.1 General**

This clause discusses faults in a.c. harmonic filters, in reactive power equipment and faults on the a.c. busbar. Relatively high levels of harmonic currents which may appear in these items warrant a discussion of protection aspects. This is included. Specific fault protection aspects of SVCs are not covered in this document.

An example of the arrangement of a.c. filters and shunt capacitors for a bipolar HVDC scheme is shown in figure 3, page 55. The individual capacitor, reactor, and filter arms of the banks may be energized and de-energized by means of load disconnecting switches, but then earth faults within the bank shall be cleared by the bank circuit-breakers. An alternative arrangement, sometimes used is to connect the filter and the capacitor and reactor banks via tertiary windings on the converter transformers.

The fundamental and harmonic frequency impedances of the filters and the reactive power banks have a major influence on the amplitude and waveshape of overvoltages occurring at the a.c. busbar. Therefore detailed representation of a.c. harmonic filters and reactive power banks is essential for studies of the busbar voltages during transient conditions.

### **5.2 Transient overvoltages in filter banks**

During normal operating conditions most of the line-to-earth voltage will appear across the main capacitor of the filters, while the voltage across other filter elements is normally a small fraction of the line-to-earth voltage. However under transient conditions the prospective voltage across the filter reactors and resistors can be even higher than the normal line-to-earth voltage. Therefore surge arresters protection should be applied internally in the filters as discussed in clause 11.

In addition to the overvoltages occurring routinely as a consequence of normal switching (see clause 3), the filter components are likely to be subjected to lightning-caused overvoltages, switching surges and busbar or external close-in faults.

Since the filter capacitors exhibit low impedances to fast wavefronts such as from lightning discharges, the filter reactors and resistors will be almost directly exposed to any lightning overvoltages appearing on the a.c. busbar.

Switching surge overvoltages appearing on the a.c. busbars may be significantly magnified internally in the filters and the resulting component overvoltages may even exceed the a.c. busbar-to-earth voltage. Therefore the individual component overvoltages should be investigated during overvoltage studies. When the components are not directly protected by surge arresters, as is often the case for the main filter capacitors, they may need to be

composants ne sont pas directement protégés par des parafoudres, comme c'est souvent le cas pour l'unité principale de condensateurs de filtre, il est nécessaire de les dimensionner pour des niveaux de tenue au choc de manoeuvre entre leurs bornes plus élevés que ceux supportés par d'autres équipements connectés à la terre depuis le jeu de barres et directement protégés.

Pendant les défauts asymétriques du réseau alternatif, les convertisseurs, s'ils ne sont pas bloqués, produisent des harmoniques de bas rang d'amplitude substantielle. Si des filtres d'harmoniques de bas rang sont utilisés, les parafoudres de filtre peuvent être contraints d'absorber une énergie considérable dans de telles conditions. Une autre contrainte d'énergie à considérer, particulièrement en ce qui concerne les parafoudres des inductances de filtre de second et troisième harmoniques (lorsque de tels filtres sont prévus), est celle de la mise sous tension de gros transformateurs, électriquement proches du jeu de barres de filtrage, comme lors du recouvrement après un défaut proche dans le réseau alternatif.

De fortes surtensions à front raide peuvent apparaître aux bornes des résistances et des inductances à l'intérieur des filtres, si un contournement à la terre du jeu de barres c.a. devait se produire dans la sous-station CCHT. L'amplitude prévisible des tensions aux bornes des éléments du filtre est égale à la tension avant contournement aux bornes de la capacité principale du filtre, et le niveau d'énergie à dissiper peut être élevé.

### 5.3 *Surintensités transitoires dans le filtre et les bancs de condensateurs*

En régime transitoire, les courants de crête des composants du filtre peuvent être plusieurs fois supérieurs aux valeurs normales du régime établi.

Au cas où se produit un contournement du jeu de barres du poste à la terre, les bancs de condensateurs se déchargent dans le défaut. Le courant de décharge est limité par l'inductance parasite de la pile de condensateurs et des connexions au jeu de barres c.a., ainsi que par une inductance de limitation de courant s'il en est prévue. De même, là où des parafoudres sont prévus aux bornes des résistances et des inductances d'accord des filtres d'harmoniques de courant alternatif, le courant de décharge du condensateur peut être élevé puisqu'il n'est limité que par la force contre-électromotrice du parafoudre de protection et par l'inductance parasite.

Il y a lieu d'attacher beaucoup de soin à la définition de ces surintensités dans les spécifications des composants ainsi que des circuits de protection et du circuit de mise à la terre. Ainsi, les fusibles des boîtiers de condensateurs doivent être capables de supporter les courants de décharge, et il convient que le fonctionnement des transformateurs de courant et des relais de protection ne soit pas affecté de façon défavorable. En particulier, il y a lieu que les protections ne déclenchent pas intempestivement tant que l'on reste dans la limite des capacités des composants du filtre. Il est recommandé que ceux-ci soient conçus pour supporter sans dommages de telles décharges.

designed to withstand higher switching surge levels between their terminals than other directly protected equipment connected from the busbar-to-earth.

During unbalanced a.c. system faults, the convertors, if not blocked, will generate low order harmonics of substantial amplitude. If filters for low order harmonics are used, the filter surge arresters may be required to absorb considerable energy under these conditions. Another energy stress condition to consider particularly for filter reactor surge arresters of the second or third harmonic filters (when such filters are provided), is during energization of large transformers electrically close to the filter bus such as at recovery from a close a.c. fault.

Severe overvoltages with fast front times can occur across the resistors and reactors within the filters if a flashover from the a.c. busbar-to-earth should take place in the HVDC substation. The prospective voltage amplitudes across these filter elements will be equal to the pre-flashover voltages across the main filter capacitor and the surge arrester energy absorption requirement can be high.

### 5.3 *Transient overcurrents in filter and capacitor banks*

Under transient conditions peak currents in the filter components may be several times greater than the normal steady-state values.

In the event of a flashover from busbar-to-earth the capacitor banks will discharge energy into the fault. The current in this discharge will be limited by the stray inductance of the capacitor stack and its busbar connections and by the current limiting inductor if used. Similarly, where surge arresters are provided across reactors and resistors in a.c. harmonic filters, the capacitor discharge current can be high since it is only limited by the back e.m.f. of the protective device and by stray inductance.

Due consideration to these overcurrents should be given in the specifications of the components as well as of the protective circuits and the design of the earthing system. Thus capacitor fuses shall be capable of withstanding the discharge currents, and the operation of current transformers and protective relays should not be adversely affected nor should the protection be incorrectly triggered by transient currents which are within the capabilities of the filter components. These should be designed to withstand such discharges.

The analysis should consider the system configuration, including the filters and shunt capacitors, leading to the most critical stresses.

#### 5.4 Protection contre le déséquilibre dans la batterie de condensateurs

Pour atteindre les performances de filtrage et de compensation de la puissance réactive désirées à toutes charges en courant continu, les batteries de condensateurs et de filtrage sont généralement divisées en un certain nombre de batteries commutables. Cela signifie que les bras individuels (bancs) peuvent avoir une puissance réactive (Mvar) normale relativement basse, c'est-à-dire composée d'un petit nombre d'éléments en parallèle dans les batteries de condensateurs.

Pendant la durée de vie d'une batterie de condensateurs, des condensateurs élémentaires peuvent tomber en panne et être déconnectés lorsque les fusibles fondent. Lorsque des fusibles internes sont utilisés, seul l'élément défaillant est déconnecté lorsqu'ils fondent, alors que l'ensemble du boîtier de condensateur sera déconnecté si on utilise des fusibles externes.

Les batteries de condensateurs sont souvent conçues avec une redondance intégrée, ce qui signifie qu'un nombre limité de défaillances de condensateurs élémentaires et les déclenchements des coupe-circuits qui les accompagnent n'exerceront pas une contrainte excessive sur les condensateurs sains restant dans la batterie. Néanmoins, il convient que les fusibles fondus soient détectés, de sorte que la redondance puisse être restaurée dans la batterie, le plus rapidement possible, au moment opportun.

Une méthode permettant cette détection consiste à utiliser un relais de protection sensible au déséquilibre du courant. A cette fin, chaque phase de condensateur est subdivisée en deux groupes parallèles de condensateurs aux tolérances proches. Des relais sensibles aux déséquilibres du courant qui répondent à la différence du courant dans les bras, sont utilisés pour détecter de légers changements dus à une défaillance des condensateurs élémentaires et aux fusions des fusibles.

Un autre procédé utilise un appareillage sensible à la tension, qui mesure la tension sur des prises intermédiaires de chaque phase de la batterie de condensateurs, pour détecter les changements causés par des condensateurs élémentaires défaillants et la fusion des fusibles. Un relais de surtension est utilisé pour contrôler la somme géométrique des tensions des prises intermédiaires.

Pour certaines applications, deux niveaux de tension de détection du déséquilibre sont utilisés. Le premier permet la déconnexion manuelle de la batterie de condensateurs et le remplacement des unités de condensateur défaillantes comme il convient pour restaurer la redondance. Le deuxième niveau donne un signal de déclenchement automatique pour préserver le reste de la batterie de condensateurs à la suite de la perte d'un nombre important de condensateurs unitaires ou élémentaires. Les systèmes de protection contre le déséquilibre présentent une probabilité très faible, du même ordre de grandeur que la défaillance simultanée de deux branches d'une batterie de condensateurs du filtre.

#### 5.5 Exemples de protection des filtres et batteries de condensateurs

Des exemples de dispositifs de protection pour les filtres et les batteries de condensateurs d'un système CCHT sont illustrés dans les figures 4, 5 et 6, pages 56 à 60. Le choix est généralement basé sur l'expérience et la pratique des compagnies d'exploitation.

Si la redondance est suffisante pour permettre à un pôle de continuer à fonctionner même avec un filtre hors d'usage, il est souhaitable de protéger les bras de filtre individuellement, de sorte que le filtre défaillant puisse être déconnecté rapidement avec un minimum de perte de la capacité de transport.

#### 5.4 Capacitor unbalance protection

To achieve the desired harmonic performance and reactive power balance at all d.c. loadings the capacitor and filter banks are usually divided into a number of switchable arms. This means that the individual banks (arms) may be of relatively low Mvar rating, i.e., the number of parallel elements in the capacitor banks would be small.

During the operating life of a capacitor bank, capacitor elements can fail and be disconnected by fuse operation. When internal fuses are used, their operation disconnects the individual internal faulty element, while external fuse operation will disconnect the complete capacitor cell.

Capacitor banks are often designed to have built-in redundancy which means that a limited number of capacitor element failures and the accompanying fuse operations will not overstress the remaining healthy capacitors in the bank. However fuse operations should be detected so redundancy can be restored in the bank at an early convenient opportunity.

One method of such detection is use of current unbalance relay protection. For this scheme each capacitor phase is subdivided into two closely equivalent parallel groups of capacitors. Sensitive current unbalance relays responding to the difference in current in the branches are utilized to detect small changes resulting from capacitor element failure and subsequent fuse operation.

An alternative procedure uses voltage sensing devices which measure the voltage at tapping points in each phase of the capacitor bank to detect changes caused by failed capacitor elements and fuse operations. An overvoltage relay is used to monitor the phase or sum of the intermediate tapping voltages.

For some applications two levels of unbalance detection are used. The first gives an alarm and permits manual de-energization of the capacitor bank and replacement of failed capacitor units as necessary to restore redundancy. The second level gives an automatic trip signal to ensure that the safety of the remainder of the capacitor bank is not compromised as a consequence of the loss of a large number of capacitor units or elements. Unbalance protection schemes assume an extremely low probability of the same degree of capacitor element failure simultaneously in two branches of a filter capacitor bank.

#### 5.5 Examples of protection of filters and capacitor banks

Examples of protection arrangements for filters and capacitor banks for an HVDC system are illustrated in figures 4, 5 and 6, pages 57 to 61. The choice is usually based on individual utility experience and practices.

If redundancy is sufficient to allow a pole to continue to operate even with one filter out of service, it may be desirable to protect the filter arms individually, so that the faulty filter can be disconnected rapidly with minimum loss of transmission capability.

Si la perte d'un filtre signifie que le pôle ne peut continuer à fonctionner, alors on peut considérer comme une solution économique de fournir une protection pour l'ensemble de la batterie seulement ou d'inclure les filtres dans la zone de protection du jeu de barres du poste. Comme autre variante à la protection individuelle des filtres, des restrictions d'exploitation, telles que la réduction du niveau de puissance transportée, peuvent être considérées.

Pour s'assurer de l'application de la stratégie de protection appropriée, il convient que les spécifications de fonctionnement imprévu, dans l'éventualité de la perte partielle de la compensation de puissance réactive, soient étudiées et spécifiées.

La présence d'un défaut à la terre ou entre phase et terre dans une zone de protection donnée peut être détectée par un système de protection de courant différentiel conventionnel, comme illustré par la figure 4, page 56.

Lorsqu'on a assigné pour chaque filtre une zone de protection individuelle, des transformateurs de courant doivent être installés sur chaque phase côté jeu de barres du poste c.a. et côté neutre du filtre. Lorsque la batterie de filtrage est considérée comme une seule zone de protection, il est nécessaire de ne fournir qu'un seul ensemble de transformateurs de courant à haute tension, situés sur les connexions du jeu de barres du poste c.a.

Si le déclenchement du pôle complet doit être effectué lorsque la batterie de filtrage est déclenchée, la batterie de filtrage peut aussi être incorporée au système général de protection différentielle du pôle. Néanmoins, cela a pour inconvénient de réduire les informations permettant d'identifier automatiquement le banc défaillant.

La figure 5, page 58, montre un autre système de protection de zone qui consiste en une protection restreinte contre les défauts à la terre. On utilise ici des transformateurs de courant dans chacun des trois conducteurs de phase à haute tension et dans la connexion de neutre, pour détecter un défaut à la terre dans la zone de protection.

Il convient de noter que si les parafoudres dans les batteries de filtrage sont directement connectés au réseau de terre de la sous-station, le courant de surcharge du parafoudre peut être détecté par le système de protection comme un courant de déséquilibre. La probabilité de fonctionnement indésirable du relais qui en résulte peut être minimisée grâce à une coordination appropriée ou en incorporant les parafoudres à la zone de protection.

Le courant, dans le filtre et les batteries de condensateurs, dépend non seulement de l'amplitude et du résidu harmonique de la tension du jeu de barres du poste c.a., mais aussi de l'intégrité des composants du filtre et des batteries elles-mêmes. Les circuits de protection différentielle décrits ci-dessus peuvent ne pas être suffisamment sensibles pour détecter tous les claquages internes des filtres. Certaines de ces défaillances naissantes peuvent nécessiter de se développer suffisamment avant de pouvoir être détectées et éliminées.

Les surtensions causées par des tensions anormales sur le jeu de barres du poste c.a. peuvent souvent être tolérées un certain temps sans que cela ne provoque de dommages excessifs altérant la durée de vie de l'équipement. Néanmoins, il y a lieu que l'équipement soit surveillé de sorte que l'on puisse prendre des mesures correctives avant que de telles surcharges n'excèdent les limites définies par les marges connues propres à l'équipement. A cette fin, une protection peut être obtenue en mesurant le courant de chaque phase

If loss of a filter means that the pole cannot continue operation, it may then be considered economical to provide protection only for the overall bank or to include the filters in the busbar protection zone. As another alternative to individual filter protection, some operational restrictions such as reduction in transmitted power could be considered.

To ensure that the appropriate protection characteristics are applied, contingency operation requirements for partial loss of reactive power sources should be studied and specified.

The presence of an earth or phase-to-earth fault within a given protection zone can be detected by a conventional differential current protection system as shown in figure 4, page 57.

When filters are assigned their own individual protection zones, current transformers shall be provided in each phase on the a.c. busbar side and at the neutral side of the filter. When the filter bank is treated as a single protective zone, only one set of high voltage current transformers need be provided, situated in the a.c. busbar connections.

If tripping of the complete pole should be initiated when the filter bank is tripped, the filter bank could alternatively be incorporated in the overall pole differential protection scheme. However this will have the disadvantage of reduced automatic information for identification of the faulted bank.

Another zone protection scheme is the restricted earth fault protection shown in figure 5, page 59. This uses current transformers in each of the three high voltage phase conductors and in the neutral connections to detect an earth fault in the protected zone.

It should be noted that if the surge arresters inside the filter banks are connected directly to the substation earth mat, the arrester surge current may be registered by the protection system as an unbalance current. The resulting probability of undesirable relay operations can be minimized by proper co-ordination or by including the arresters in the protection zone.

The current in the filter and capacitor banks will depend not only on the amplitude and harmonic content of the a.c. busbar voltage, but on the integrity of the filter and bank components themselves. The differential current schemes described above may not be sufficiently sensitive to detect all internal breakdowns in the filters. Some of these incipient types of failures may need to develop sufficiently so that they can be detected and cleared.

Overcurrents which result from abnormal a.c. busbar voltages often can be tolerated for limited times without excessive penalties in terms of lost equipment life. However the equipment should be monitored so that mitigative steps may be taken before such overloads exceed the limits imposed by the known margins inherent in the equipment. For this, protection can be obtained by measuring the current in each phase and using overcurrent and overload relays. To ensure adequate protection against these problems in an a.c.

et en utilisant des relais de surtension et de surcharge. Afin d'assurer une protection adéquate contre ces problèmes dans les filtres d'harmoniques de courant alternatif il est souvent nécessaire d'associer à chaque élément de filtre des transformateurs de courant, comme le montre la figure 6, page 60.

#### 5.6 *Protection de l'inductance shunt*

Le dispositif de protection d'une inductance shunt utilisé dans une sous-station CCHT pour le contrôle de puissance réactive est semblable à celui employé pour les inductances ou transformateurs du réseau de transport à courant alternatif.

#### 5.7 *Protection de la barre omnibus alternative*

Le jeu de barres c.a. d'un ensemble de conversion est normalement protégé par un système de protection différentiel. Puisqu'il peut y avoir des résonances entre les filtres c.a. et le réseau c.a., des quantités importantes de courants harmoniques peuvent transiter dans le jeu de barres pendant les périodes de recouvrement de défauts. Le système de protection du jeu de barres doit donc fonctionner correctement en présence de ces courants harmoniques.

Un autre aspect de cette protection qu'il faut examiner est son fonctionnement dans des conditions de surtensions temporaires. Dans certaines conditions, les tensions de crête dans une polarité peuvent être sensiblement plus élevées que dans l'autre polarité. Cela peut produire des courants unidirectionnels dans les parafoudres. Il faut s'assurer que les transformateurs de courant ne seaturent pas dans ces conditions puisqu'un mauvais fonctionnement de la protection pourrait en résulter.

harmonic filter it is often necessary to provide current transformers for individual elements of the filter as shown in figure 6, page 61.

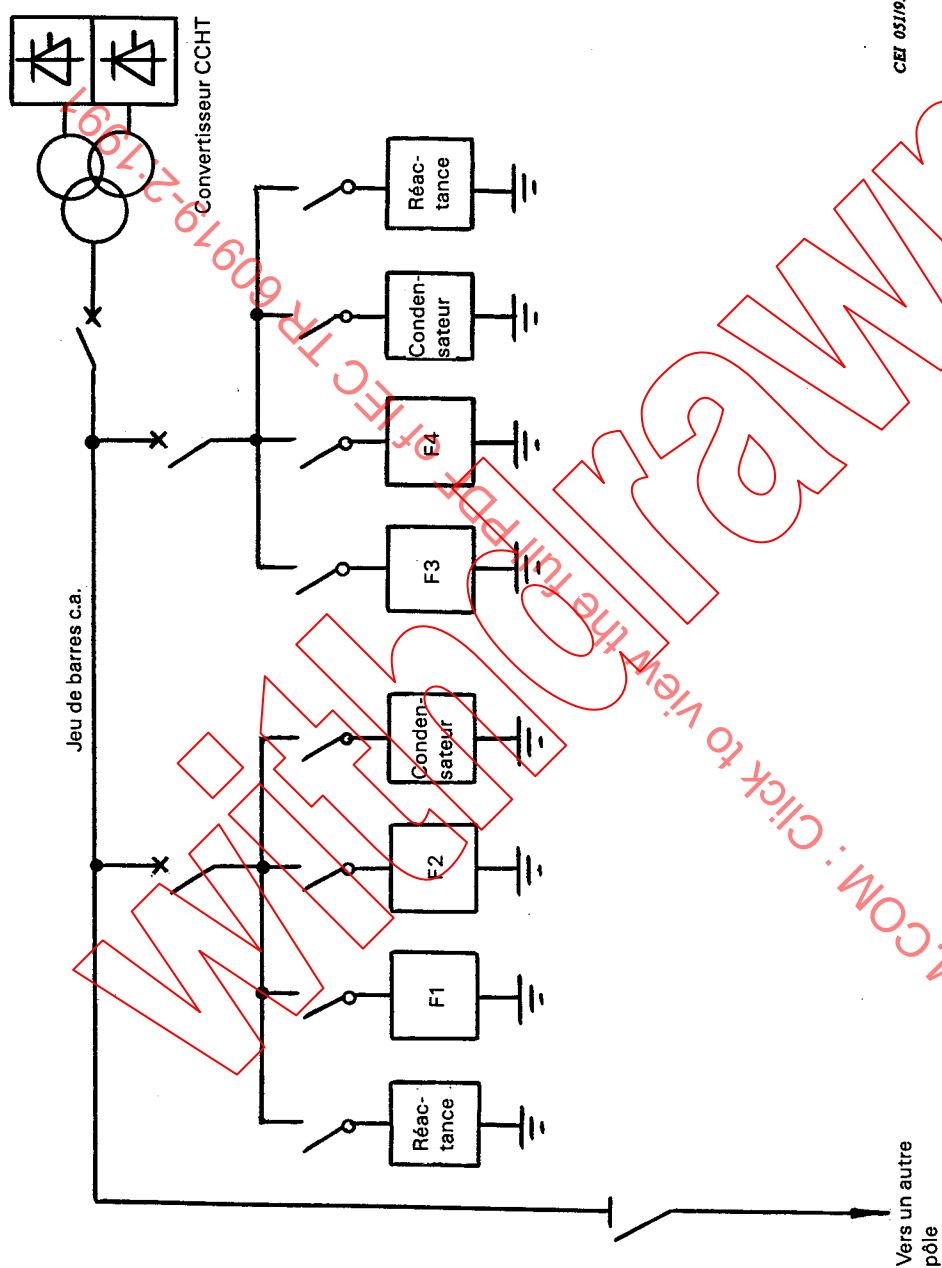
### 5.6 *Shunt reactor protection*

The protection arrangement for a shunt reactor applied at an HVDC substation for reactive power control is similar to that applied to a reactor or transformer as used in an a.c. transmission system.

### 5.7 *A.C. bus protection*

The converter a.c. busbar is normally protected by a differential protection system. Since resonances can exist between the a.c. filters and the a.c. system a high content of harmonic currents may be present in the busbar currents during fault recovery periods. The busbar protection system then shall operate correctly in the presence of these harmonic currents.

Another aspect of this protection which should be examined is its performance during temporary overvoltage conditions. Under some conditions the peak voltages of one polarity may be substantially higher than the other. This can result in unidirectional surge arrester currents. It shall be ensured that the current transformers do not saturate under these conditions since misoperations of the protection can otherwise occur.



CEI 03/91

Figure 3 - Exemple de disposition de batteries de filtrage, de condensateurs et de réactances pour un grand système CCHT bipolaire

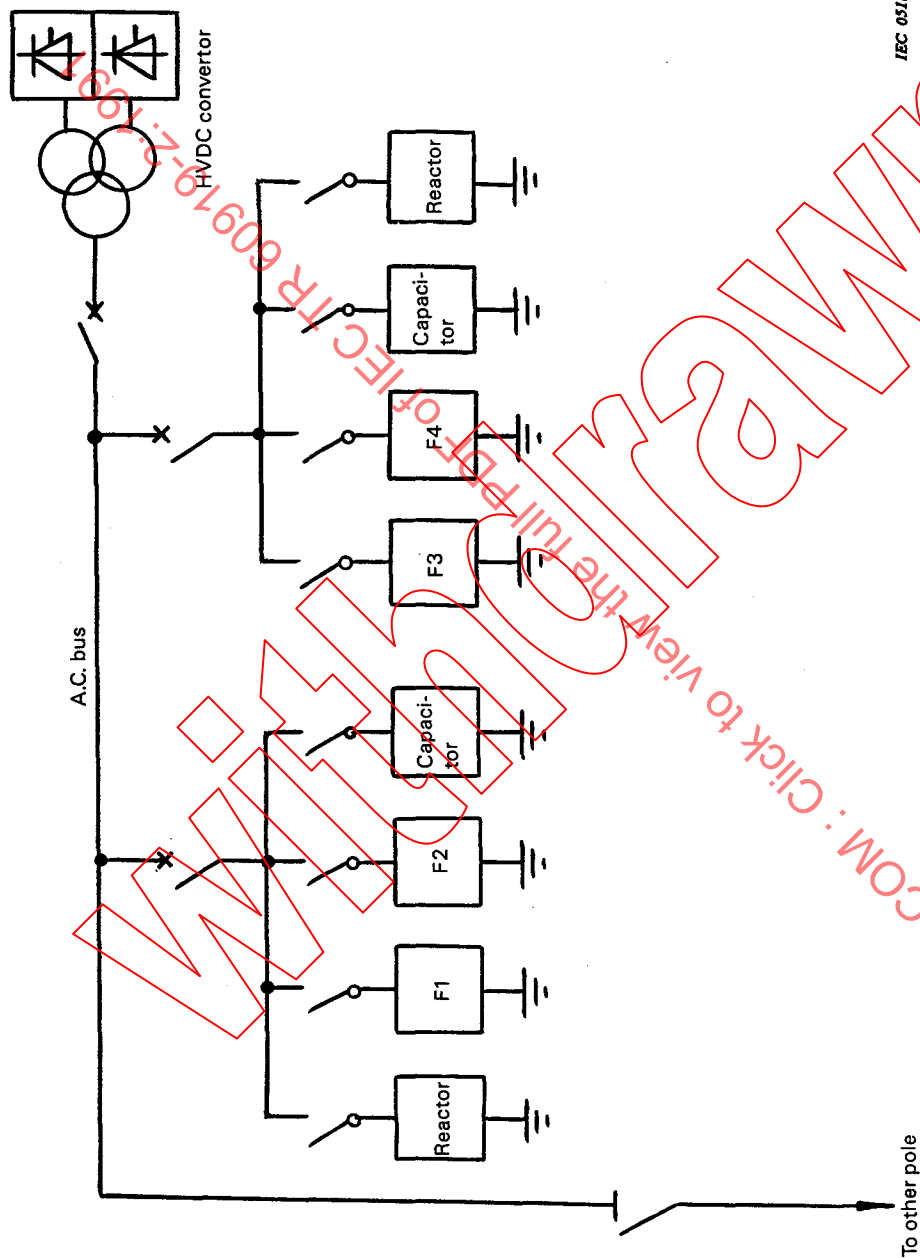
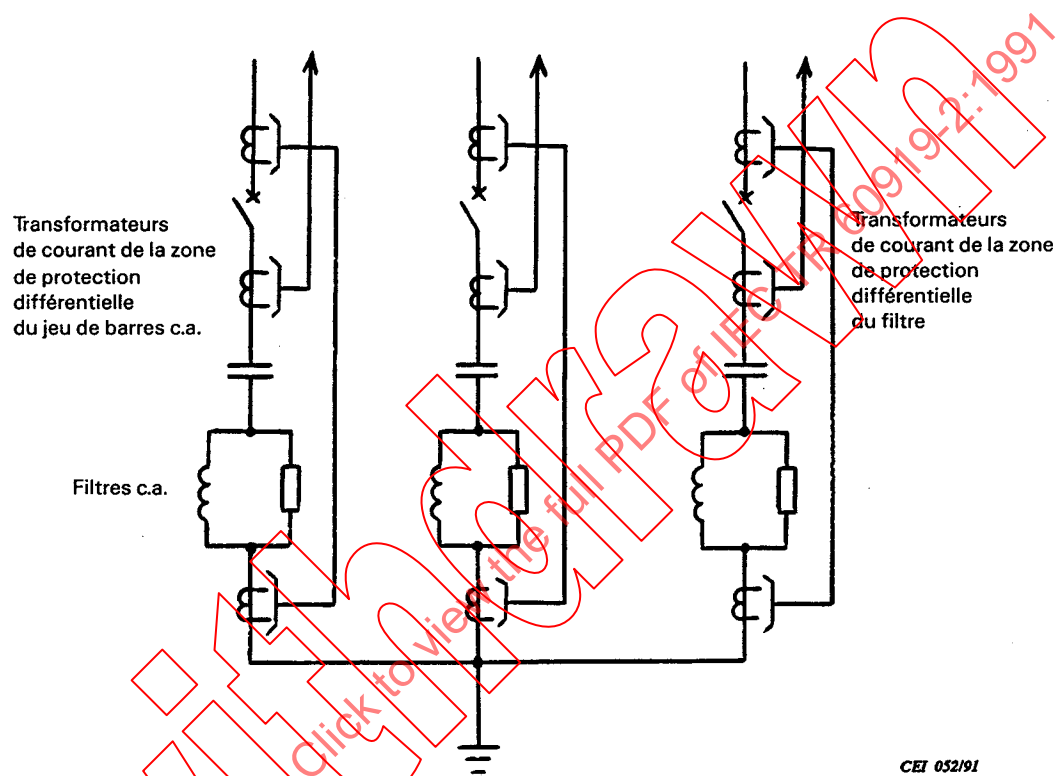


Figure 3 – Example of arrangement of a.c. filters and capacitor and reactor banks for large bipolar HVDC



CEI 052/91

**Figure 4 – Exemple de disposition des transformateurs de courant pour protection différentielle des barres et filtres alternatifs**

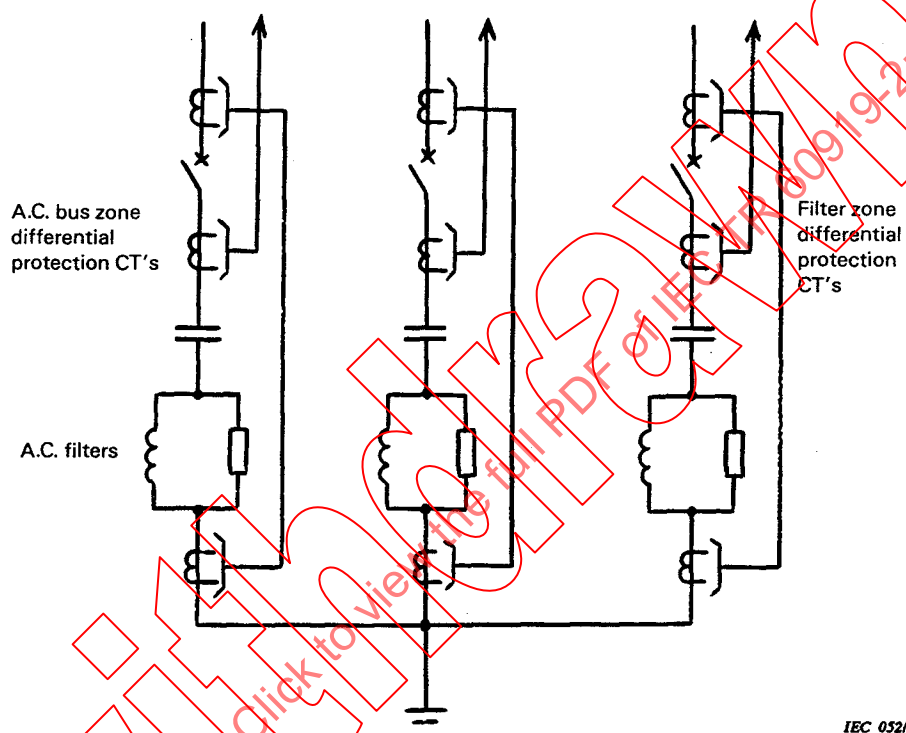
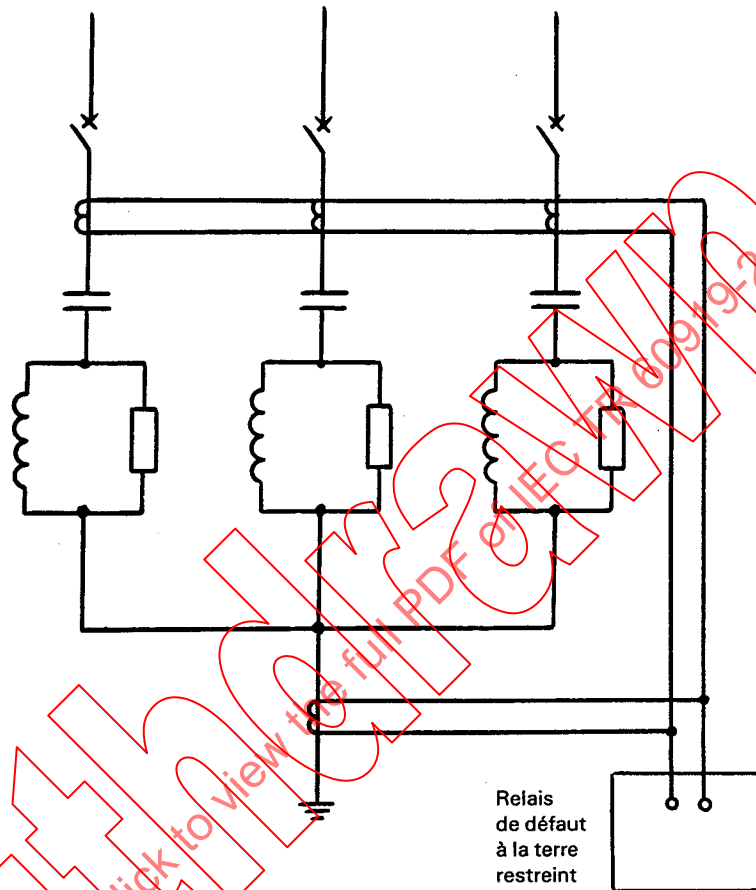
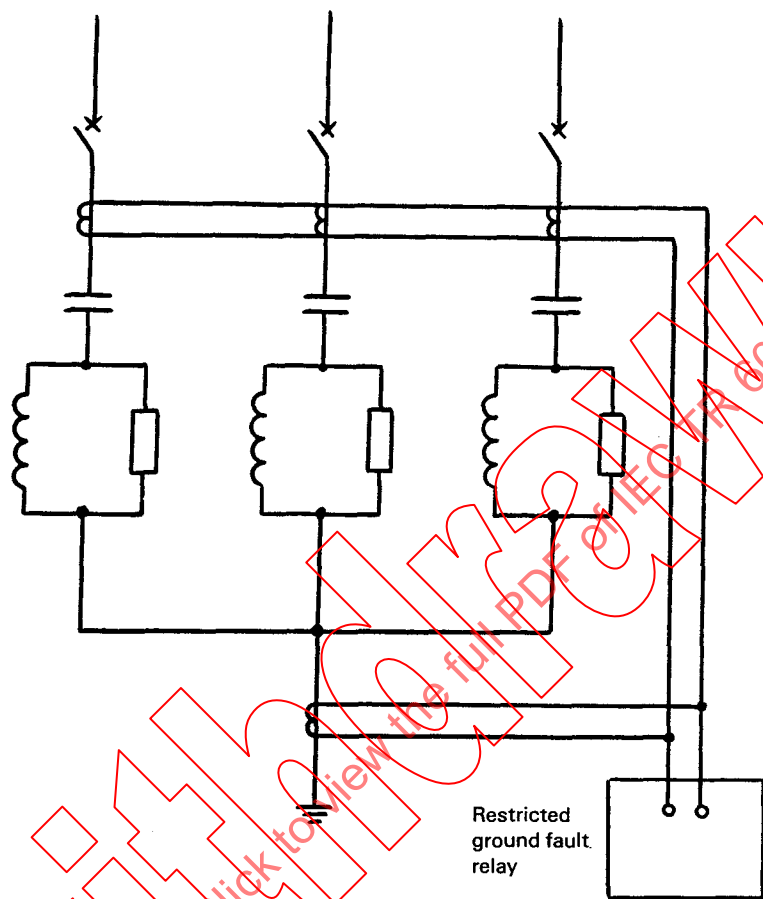


Figure 4 – Example of current transformer arrangements for a.c. filters and a.c. bus differential protections



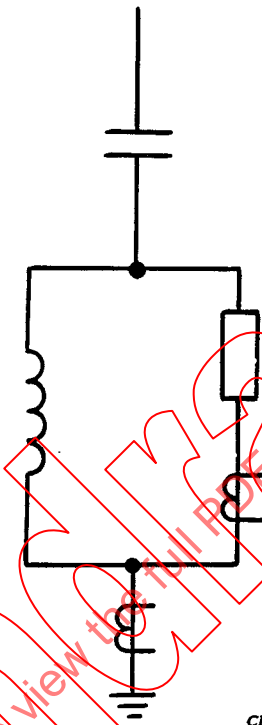
CEI 053/91

Figure 5 – Exemple de protection du filtre contre les défauts à la terre restreints



IEC 053/91

Figure 5 - Example of restricted ground fault protection of filter



CEI 054/91

Figure 6 – Exemple de protection contre la surcharge pour un bras de filtre amorti

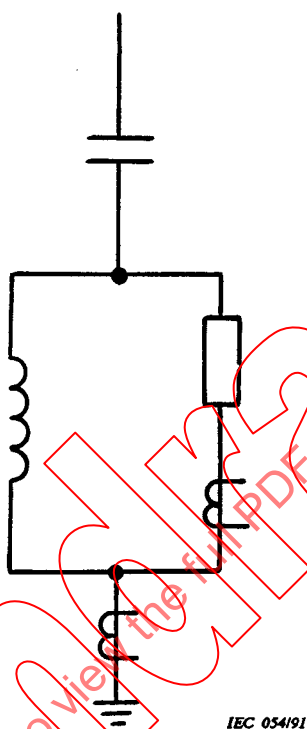


Figure 6 – Example of overload protection of damped filter arm

## **6 Défauts de l'unité de conversion**

### **6.1 Généralités**

Cet article concerne les défauts de l'unité de conversion, c'est-à-dire ceux qui se produisent entre le côté ligne des transformateurs de conversion et le côté valve de l'inductance de lissage.

On mentionnera si nécessaire les équipements électroniques extérieurs à l'unité de conversion mais qui sont fonctionnellement liés à celle-ci (voir CEI 633). Le matériel de refroidissement sera décrit dans l'article 13.

Dans certaines applications, les unités de conversion peuvent être connectées en série ou en parallèle du côté continu d'un même pôle de la sous-station CCHT. Les différents aspects des défauts qui se produisent avec ces configurations sont aussi abordés.

### **6.2 Types de défauts des unités de conversion**

Les défauts des unités de conversion peuvent être classés comme suit:

- 1) contournements ou courts-circuits;
- 2) défaillance des unités de conversion dans l'exécution des fonctions qui leur sont assignées.

### **6.3 Courts-circuits**

Les courts-circuits peuvent être causés par un claquage de l'isolement externe ou interne, par la fermeture inappropriée des sectionneurs ou pour d'autres raisons. Il est nécessaire alors d'arrêter l'unité de conversion affectée, car il est fort probable que le matériel soit endommagé et nécessite une réparation ou un remplacement.

Dans les systèmes bipolaires ou dans ceux possédant deux ou plusieurs unités de conversion indépendantes par pôle, les unités de conversion non touchées et donc l'ensemble du système de transmission CCHT resté sain peuvent continuer à fonctionner après un court-circuit dans l'une des unités de conversion.

La figure 7, page 74, par exemple, montre les différents endroits où il peut se produire un court-circuit à l'intérieur d'une unité de conversion typique. Les défauts du transformateur de conversion ne sont pas illustrés puisqu'ils ne sont pas propres à l'emploi du CCHT. La figure 7 s'applique à chaque unité de conversion individuelle et aux unités de conversion connectées en série ou en parallèle.

Le défaut le plus grave, en général, est le court-circuit d'une valve de convertisseur alors qu'elle effectue un redressement à un angle de retard minimal et à une tension alternative maximale, à la suite, par exemple, d'un contournement. Cela produit un court-circuit franc et biphasé de l'enroulement sur le côté valve du transformateur de conversion et soumet la valve en conduction du même groupe de commutation à un courant de court-circuit à pleine asymétrie. Lorsque le transformateur étoile-étoile est situé du côté tension continue basse avec le neutre c.c. directement relié à la terre, l'éventualité d'un arc entre le neutre du transformateur et la terre doit être considérée.

## 6 Converter unit faults

### 6.1 General

This clause discusses converter unit faults, i.e., those which take place between the line side of the converter transformers and the valve side of the smoothing reactor.

Electronic equipment external to the converter arms but functionally part of them (see IEC 633), is included in the discussion as appropriate. Cooling equipment is discussed in clause 13.

In some applications, converter units can be connected in series or in parallel on the d.c. side within one pole of the HVDC substation. Fault aspects of such configurations are also addressed.

### 6.2 Types of converter unit faults

Converter unit faults can be classified as:

- 1) flashovers or short circuits;
- 2) failures of the converter unit to perform its intended function.

### 6.3 Short circuits

Short circuits can be caused by breakdown of external or internal insulation, by inadvertent operation of switches or from other causes. They call for a shut-down of the affected converter unit because of the high probability of equipment damage and the need for repair or replacement.

In bipolar systems or those comprised of two or more independent converter units per pole, the unaffected converter units and thus the remainder of the HVDC transmission system can remain operative after a short-circuit in a converter unit.

For example, figure 7, page 75, shows a number of possible locations of short circuits within a typical converter unit. Faults within the converter transformer are not shown since they are not unique to the HVDC application. Figure 7 is valid for each individual converter unit in parallel or series-connected converter units.

Usually the most severe fault is a short-circuit of a converter valve while it is in rectifier operation at minimum delay angle and maximum a.c. voltage, e.g., due to a flashover. This would constitute a near-solid line-to-line short-circuit of the valve side winding of the converter transformer and subjects the conducting valve in the same commutating group to the fully offset short-circuit current. When the star-star connected transformer is located at the low d.c. voltage side with the d.c. neutral bus solidly grounded, the possibility of a flashover of the transformer neutral to earth also shall be considered.

D'autres courts-circuits sur le côté continu comprennent les courts-circuits d'un pont à six impulsions, d'un groupe à 12 impulsions ou du pôle à la terre. Néanmoins, à cause des forces électromotrices et des impédances impliquées dans ces cas, ils imposent aux valves de conversion des contraintes de courant de court-circuit quelque peu réduites.

Lorsqu'un court-circuit est détecté, par la protection différentielle par exemple, à l'intérieur d'un convertisseur CCHT avec valves à thyristors, la tactique habituelle consiste à bloquer immédiatement les impulsions de gâchette pour éviter toute nouvelle commutation. Le courant de court-circuit s'éteint alors à son premier passage à zéro, généralement pendant le cycle qui suit immédiatement le début du défaut. Par la suite, les valves sont soumises à la tension de recouvrement, y compris toutes les surtensions temporaires résultant d'une réjection de charge c.c. Le disjoncteur de l'unité de conversion du réseau alternatif est déclenché simultanément comme secours. Il convient de prêter une attention particulière au fonctionnement du disjoncteur dans de telles circonstances en raison de l'éventualité d'un retard du passage par zéro du courant.

Les contraintes sont les plus sévères sur la valve qui est traversée par le courant de court-circuit, car ses thyristors ont une température de jonction plus élevée que la normale lorsque la tension de recouvrement est appliquée. La capacité d'une valve à thyristors à supporter de telles contraintes sans dommage et à bloquer la tension de recouvrement est désignée par le terme: «capacité de suppression des défauts» (voir CEI 700).

Pour un système donné, le courant maximal de défaut d'une valve, et donc la température de jonction des thyristors la plus élevée, s'obtiennent avec le niveau de courant de défaut maximal du réseau alternatif, y compris l'éventuelle contribution des filtres à courant alternatif. D'autre part, la tension maximale de recouvrement, compte tenu des surtensions causées par une réjection de charge, s'obtient en général avec un niveau de courant de défaut minimal du réseau alternatif.

Il y a lieu que les valves soient conçues avec une capacité de suppression des défauts pour des niveaux cohérents de courant de court-circuit et de tension de recouvrement. Si l'ouverture du disjoncteur de l'unité de conversion est censée renforcer la capacité de suppression des défauts, il convient que les valves soient spécifiées avec une capacité de tenue jusqu'à ce que le défaut ait été éliminé par le disjoncteur.

Pour les défauts à la terre, y compris les défauts 4, 5 et 6 de la figure 7, les valves sur lesquelles le courant de défaut n'exerce aucune contrainte peuvent subir de rapides sauts de potentiel. En fonction des paramètres du réseau, cela peut soumettre les valves des convertisseurs à des contraintes équivalentes aux chocs de tension à front raide. Dans les spécifications, il convient de stipuler que les équipements des unités de conversion doivent être conçus et fabriqués de sorte qu'ils supportent sans dommage les contraintes qui résultent de conditions de défauts réalistes, dont il est question ci-dessus.

#### 6.4 Défaillance d'une unité de conversion dans l'exécution des fonctions assignées

La principale fonction de l'unité de conversion consiste à commuter cycliquement le courant continu entre les phases du réseau alternatif. Pour remplir cette tâche, deux conditions doivent être remplies: il doit y avoir une tension de commutation suffisante, et des impulsions de gâchette cycliques synchronisées doivent être produites par la commande de l'unité de conversion et transmises aux dispositifs d'allumage des valves.

Other short-circuits on the d.c. side include short-circuits of a six-pulse bridge, of a twelve pulse group or from pole-to-earth. However due to the emf's and the impedances involved in these cases, they impose a somewhat reduced short-circuit current stress on the converter valves.

Upon detection of a short-circuit, perhaps by the differential protection within an HVDC thyristor valve converter, common practice requires immediate blocking of all gate pulses to prevent further commutation. The short-circuit current then extinguishes at its first zero crossing, generally within the first cycle following fault initiation. Subsequently the valves are subjected to the recovery voltage including any temporary overvoltages resulting from d.c. load rejection. The a.c. circuit-breaker of the converter unit is tripped simultaneously as a back-up. Due attention should be given to the breaker for operation under these circumstances because of the possibility of delayed current zero.

Stresses are most severe on the valve that has been carrying the short-circuit current because its thyristors have a higher than normal junction temperature when the recovery voltage is applied. The capability of a thyristor valve to withstand such stresses without damage and to block against the recovery voltage is termed fault suppression capability (see IEC 700).

For any given system, the maximum valve fault current and thus the highest thyristor junction temperature are obtained with the maximum a.c. system fault current level including any contribution from the a.c. filters. On the other hand, the maximum recovery voltage including load rejection overvoltage is in general experienced with the minimum a.c. system fault current level.

Valves should be specified to have fault suppression capability for consistent levels of short-circuit current and recovery voltage. If opening of the converter unit circuit-breaker is intended to provide back-up for fault suppression capability, the valves should be specified to have survival capability for the time period until the breaker clears.

For faults to earth, including faults 4, 5 and 6 in figure 7, valves not stressed by the fault current can experience fast changes of potential. Depending on circuit parameters, this may subject the converter valves to stresses equivalent to steep-fronted voltage surges. Specifications then should require that the converter unit equipment be designed and manufactured to withstand resultant stresses under credible fault conditions, as discussed in the foregoing, without damage.

#### **6.4 Failure of converter unit to perform its intended function**

The basic function of the converter unit is to cyclically commute the direct current between the phases of the a.c. system. To perform this function, two conditions shall be fulfilled: sufficient commutation voltage shall be present; and synchronized cyclical gate pulses shall be generated by the converter unit control and transmitted to the valve firing circuits.

#### 6.4.1 *Fonctionnement en redresseur*

La réduction ou la distorsion de la tension de commutation n'a en général que peu d'importance parce qu'il y a une surface tension-temps suffisante pour effectuer la commutation, même dans le cas des défauts monophasés à la terre proches. Si la tension triphasée devient trop basse pour réussir la commutation, le courant continu peut être réduit ou le convertisseur bloqué. Lorsque la tension réapparaît, il y a lieu que le convertisseur soit capable de reprendre son fonctionnement dans les délais les plus brefs. Cela impose une exigence pour la conception des valves, lorsque l'énergie auxiliaire pour l'allumage ou la protection du thyristor est tirée du réseau principal, selon laquelle il convient que les circuits électroniques soient conçus pour un rechargement rapide ou pour avoir une capacité de stockage de l'énergie adéquate.

Une défaillance persistante de la valve à commuter, peut-être due à l'absence d'impulsions de gâchette, provoque l'injection de la tension alternative fondamentale dans le réseau continu. En fonction des paramètres du réseau cela peut conduire à saturer le transformateur, à exciter d'éventuelles résonances sur la liaison à courant continu, etc., en imposant éventuellement de fortes contraintes aux équipements concernés. Il y a lieu que les spécifications prescrivent que de tels défauts soient détectés et que des mesures appropriées soient prises (voir 7.7).

#### 6.4.2 *Fonctionnement en onduleur*

Lors du fonctionnement en onduleur, l'absence d'un domaine tension-temps suffisant pour la commutation ou encore l'absence d'impulsions de gâchette sur la valve, conduit à un raté de commutation. Cela soumet les valves à une surintensité et introduit une composante de tension alternative fondamentale dans le circuit continu. Des stratégies spéciales de contrôle, telles que: avancer l'angle de retard à l'amorçage, former une paire de shuntage pour éliminer la tension alternative fondamentale sur le côté continu, réduire le courant continu, etc., sont adoptées pour minimiser les ratés de commutation et leurs conséquences.

Si le raté de commutation est dû à une tension alternative insuffisante causée par un événement tel qu'un défaut sur le réseau alternatif (voir article 4), on peut alors s'attendre à ce que le fonctionnement normal reprenne dès que le défaut est éliminé. Pour éviter l'arrêt du convertisseur, il convient que les valves soient conçues et fabriquées pour tenir les contraintes résultant de tels événements pendant un certain temps, avec l'assistance de la commande de l'unité de conversion. Si le temps de tenue spécifié est dépassé ou si le raté de commutation est dû à une absence d'impulsions de gâchette, il y aura alors lieu que le convertisseur soit bloqué.

Pour la conception des valves où l'énergie auxiliaire requise pour amorcer les thyristors est soutirée du circuit principal, il y a lieu que les circuits électroniques adéquats soient conçus pour permettre une recharge rapide ou qu'ils aient une capacité de stockage d'énergie suffisante de sorte que le convertisseur puisse rétablir rapidement un fonctionnement normal dès que la tension de commutation réapparaît.

#### 6.5 *Protection de l'unité de conversion*

Différents dispositifs de protection sont généralement placés autour de l'unité de conversion pour détecter les défauts et les conditions de fonctionnement qui peuvent nuire à la sécurité de l'équipement, en particulier les valves à thyristors. Les paragraphes suivants font l'inventaire des dispositifs typiques, certains d'entre eux n'étant requis que pour certaines conceptions de valves seulement.

#### 6.4.1 Rectifier operation

Usually reduction or distortion of the commutating voltage is of little concern because there is sufficient volt-time area to achieve commutation even for close-in single line-to-earth faults. If the three-phase voltage becomes too low for successful commutation the direct current may be reduced or the convertor may be blocked. When the voltage reappears the convertor should be able to resume operation with the shortest possible delay. This imposes a requirement on valve designs, where auxiliary energy for gating or thyristor protection is taken from the main circuit, in that the electronic circuits should be designed for fast recharging or have adequate energy storage capability.

Persistent failure of a valve to turn on, perhaps due to missing gate pulses, causes the fundamental a.c. voltage to be injected into the d.c. circuit. Depending on circuit parameters, this can lead to transformer saturation, excite possible resonances on the d.c. line, etc. possibly imposing severe stresses on the affected equipment. The specification should require that such faults be detected and appropriate actions taken (see 7.7).

#### 6.4.2 Inverter operation

During inverter operation the absence of a sufficient commutating voltage-time area or of valve gate pulses results in commutation failure. This subjects the valve to overcurrents and introduces a fundamental a.c. voltage component into the d.c. circuit. Special control strategies such as advancing the delay angle, by-pass pair operation to eliminate fundamental a.c. voltages on the d.c. side, reduction of direct current, etc. are adopted to minimize commutation failures and their effects.

If the commutation failure is caused by insufficient a.c. voltage from an event such as an a.c. system fault (see clause 4), then normal performance can be expected to resume once the fault has been cleared. To avoid shutdown of the convertor, the valves should be designed and manufactured to withstand the stresses resulting from such events for a specified time assisted by the convertor unit control. If the specified time is exceeded or if the commutation failure is caused by missing gate pulses then the convertor should be blocked.

For valve designs where the auxiliary energy required for gating the thyristors is taken from the main circuit, the pertinent electronic circuits should be designed for fast recharging or they should have sufficient energy storage capability so that the convertor can quickly resume normal operation after reappearance of the commutating voltage.

#### 6.5 Convertor unit protection

Various protective circuits are usually built around the convertor unit to detect faults and operating conditions that can be detrimental to the safety of the equipment, particularly the thyristor valves. The following subclauses list typical circuits some of which can be required only for particular valve designs.

#### 6.5.1 *Protection différentielle du convertisseur*

En comparant le courant du transformateur de conversion côté valve au courant continu, on peut détecter des courts-circuits dans le pont de conversion. L'action de protection qui en résulte consiste à bloquer de façon permanente l'unité de conversion et à déclencher le disjoncteur alternatif associé.

#### 6.5.2 *Protection contre les surintensités*

Une évaluation de l'amplitude du courant du transformateur côté valve permet la protection contre les surintensités. Cela fournit également une action de secours pour la protection différentielle de convertisseur. L'action de protection est identique à celle décrite en 6.5.1.

#### 6.5.3 *Protection contre les surtensions alternatives*

Une protection contre les surtensions alternatives peut être fournie en mesurant la tension alternative, par exemple du côté valve du transformateur de conversion par l'intermédiaire d'un diviseur de tension capacitif comme dans les traversées du transformateur, ou par d'autres moyens. Lorsqu'une surtension indésirable est détectée, les actions de protection peuvent consister à déclencher les bancs de condensateurs, à augmenter la consommation de puissance réactive du convertisseur, à bloquer les valves de façon permanente et déclencher en même temps le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion, ou à combiner de façon appropriée ces différentes actions.

#### 6.5.4 *Protection contre le fonctionnement à angle d'amorçage élevé*

La protection contre les fonctionnements à angle d'amorçage élevé peut être réalisée, si nécessaire pour une conception de valve particulière, en mesurant les angles de retard à l'amorçage de la valve et en limitant la durée d'un tel fonctionnement par la commande de l'unité de conversion. La limitation en durée peut être rendue dépendante du niveau de la tension alternative et des températures du système de refroidissement des valves.

#### 6.5.5 *Protection contre les ratés de commutation*

La détection des ratés de commutation s'effectue en général par une mesure différentielle des courants alternatif et continu. Si le rétablissement ne s'effectue pas naturellement, une action est menée avec un certain délai en augmentant temporairement l'angle d'avance de l'onduleur. Si le rétablissement ne s'est toujours pas effectué après un laps de temps donné, un blocage permanent est commandé.

#### 6.5.6 *Protection des valves à thyristors*

La redondance de thyristors peut être contrôlée grâce à une surveillance continue en fonctionnement de l'état de chaque thyristor, si nécessaire. Les actions de protection peuvent consister en l'envoi d'un signal d'alarme, en l'arrêt et l'isolement de l'unité de conversion, ou en une combinaison de ces dernières.

La protection des thyristors contre les surtensions de sens direct peut être réalisée en surveillant les tensions de chaque thyristor individuellement et en envoyant un signal d'amorçage si le seuil de sécurité est dépassé (voir aussi 11.7.3), ou par d'autres moyens.

#### 6.5.1 *Convertor differential protection*

By comparing the convertor transformer valve side to the direct current, short-circuits within the convertor bridge can be detected. The resulting protective action is to permanently block the convertor unit and trip the associated a.c. circuit-breaker.

#### 6.5.2 *Overcurrent protection*

Evaluating the magnitude of the transformer valve side current makes it possible to protect against overload. This also provides backup for convertor differential protection. Protective action is the same as that described in 6.5.1.

#### 6.5.3 *A.C. overvoltage protection*

A.C. overvoltage protection can be included by measuring the a.c. voltage, for example at the valve side of the convertor transformer using a capacitive voltage divider as in the transformer bushings or by other means. Protective actions after detecting an undesirable overvoltage might include tripping of capacitor banks, increasing the convertor reactive power consumption, permanent blocking of the valves along with tripping of the convertor unit a.c. circuit-breaker or an appropriate combination of these actions.

#### 6.5.4 *Protection against large delay angle operation*

Protection against large delay angle operations can be achieved if required for a particular valve design by measuring the valve delay angles and limiting the duration of such operation in the convertor unit control. The limitation can be made dependent on a.c. voltage and the valve coolant temperatures.

#### 6.5.5 *Commutation failure protection*

Commutation failure detection is usually achieved by a.c./d.c. current differential measurement. If recovery does not occur naturally, this acts after some delay to temporarily increase the inverter angle of advance. If no recovery occurs after a further delay, permanent blocking is applied.

#### 6.5.6 *Thyristor valve protections*

Thyristor redundancy can be monitored by continuous on-line checking of each thyristor if required. Protective actions can include a warning signal, shut-down and isolation of the convertor unit or a combination of these.

Thyristor forward overvoltage protection can be achieved by monitoring the individual thyristor voltages and applying a gating signal if the safe level is exceeded (see also 11.7.3) or by other means.

Une protection contre le recouvrement dans le sens direct peut être utilisée pour protéger les thyristors contre une différentielle de tension par rapport au temps  $dv/dt$  positive et élevée durant la période de recouvrement, en envoyant un signal d'amorçage si le seuil de sécurité est dépassé, ou par d'autres moyens.

#### 6.5.7 Protection du transformateur

La protection du transformateur de conversion est la même que celle employée habituellement pour les transformateurs des réseaux de transport d'énergie en courant alternatif. Elle se compose d'une protection différentielle, d'une protection contre les surintensités, d'une détection de points chauds et de dégagement gazeux, etc. L'action de protection consiste à déclencher le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion. Des mesures doivent être prises pour empêcher la circulation du courant continu dans le transformateur, par la formation d'une paire de shuntage par exemple, et pour ainsi assister l'ouverture du disjoncteur. Cela peut être particulièrement important pour les unités de conversion connectées en série.

Le fonctionnement d'une protection différentielle globale est rendu compliqué, par rapport aux défauts à la terre côté valves, par l'absence de connexion directe à la terre. Il y a lieu que les effets des harmoniques sur le fonctionnement de la protection soient étudiés, particulièrement dans le cas d'une protection différentielle à pourcentage avec blocage des harmoniques.

Il conviendra de prêter une attention particulière à la conception et au dimensionnement des transformateurs de courant utilisés, en raison d'éventuels problèmes liés à la saturation. Parmi les problèmes à considérer, il y a par exemple l'injection d'un courant continu associé à des ratés de commutation, à des défauts sur la barre de neutre, et à un fonctionnement différé de l'interrupteur de la barre de neutre (voir article 10).

#### 6.5.8 Protection contre les discordances du changeur de prises du transformateur

Un système de protection contre les discordances du changeur de prise pourra être nécessaire pour éviter un fonctionnement déséquilibré de l'unité de conversion, qui conduit à une production excessive d'harmoniques non caractéristiques. Ceux-ci peuvent surcharger les filtres. L'action de protection consiste à émettre une alarme et à lancer une procédure de rééquilibrage manuel ou automatique du changeur de prise.

#### 6.5.9 Protection contre les défauts à la terre sur la connexion c.a.

Une protection entre les défauts à la terre sur la connexion c.a. pourra être utilisée pour détecter les défauts à la terre sur les connexions entre le transformateur de conversion et les valves (défauts 6a et 6b, figure 7, page 74), lorsque le transformateur de conversion est mis sous tension mais que les valves sont bloquées. Les tensions côté valve des transformateurs de conversion peuvent être mesurées par l'intermédiaire de diviseurs capacitifs placés dans les traversées du transformateur ou dans les traversées du bâtiment des valves, ou par d'autres moyens. L'action de protection peut consister à déclencher le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion.

### 6.6 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en série

Lorsque deux ou plusieurs unités de conversion sont connectées en série du côté continu pour un même pôle de sous-station CCHT, le principe de protection s'applique de la

Forward recovery protection can be used to protect the thyristors against positive high voltage/time differential  $dv/dt$  in the recovery period by applying a gating signal if a safe level is exceeded, or by other means.

#### 6.5.7 Transformer protection

Converter transformer protection is the same as conventionally used for transformers in a.c. transmission systems. It includes differential protection, overcurrent protection, gassing or hot spot detection, etc. Protective action is to trip the converter unit a.c. circuit-breaker. Precautions shall be taken to prevent direct current from flowing in the transformer, for example by bypass-pair operation and thus to assist the circuit-breaker clearing. This can be particularly important for series-connected converter units.

Operation of overall differential protection for valve side earth faults is complicated due to the absence of a direct earth connection. The effects of harmonics upon the operation of the protection should be considered and in particular in the case of biased differential protection with harmonic restraint.

Special attention should be paid to the design and rating of current transformers used because of possible saturation problems. Problems of concern include for example, injection of direct current in conjunction with commutation failures, neutral bus faults, and delayed neutral bus switch operation (see clause 10).

#### 6.5.8 Transformer tap-changer unbalance protection

Tap-changer unbalance protection may be required to avoid unbalanced operation of the converter unit, in turn leading to generation of excessive non-characteristic harmonics. These can overload filters. Protective response is to give an alarm and initiate a manual or automatic tap changer rebalancing procedure.

#### 6.5.9 A.C. connection earth fault protection

A.C. connection earth fault protection may be used to detect earth faults on the connections between the converter transformer and the valves (fault 6a and 6b in figure 7, page 75), when the converter transformer is energized but the valves are blocked. The valve side voltages of the converter transformers can be measured by using capacitive voltage dividers in the transformer bushings or the valve hall bushings or by other means. Protective action can be tripping of the converter unit a.c. circuit-breaker.

#### 6.6 Additional protection aspects of series connected converter units

When two or more converter units are connected in series on the d.c. side within one pole of the HVDC substation, protection for the same types of faults apply as for single converter

même façon que sur une unité de conversion simple pour les mêmes types de défauts (voir 6.3 et 6.4). Une protection différentielle supplémentaire peut être incorporée pour détecter les défauts aux bornes des unités de conversion (type 4 de la figure 7), en comparant le courant côté haute tension et côté basse tension de chaque unité de conversion.

Puisque les deux unités de conversion peuvent fonctionner indépendamment l'une de l'autre, il convient que le découpage du convertisseur de la sous-station CCHT en zones de protection en tienne compte (voir figure 8, page 76). L'action de protection contre les courts-circuits consiste généralement à bloquer le pôle pour interrompre le courant continu. Si le défaut a lieu dans la zone du convertisseur 1 ou 2, il convient que l'unité de conversion concernée soit isolée et shuntée de sorte que l'unité de conversion restée saine reprenne son fonctionnement. Il sera utile de considérer également la mise hors service de l'une des unités de conversion à l'autre extrémité du transport d'énergie pour éviter un fonctionnement prolongé à un angle élevé de retard ou d'avance à l'amorçage.

Pour certains défauts ayant lieu dans une seule des unités de conversion connectées en série, tels que défauts sur le transformateur ou ratés de commutation, il est possible d'utiliser des séquences de protection en même temps que l'effacement du défaut, afin de détourner le courant continu de l'unité affectée par un shuntage des valves du convertisseur ou par la fermeture d'un interrupteur de shuntage.

#### **6.7 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en parallèle**

En règle générale, chacune des unités de conversion connectées en parallèle peut être traitée individuellement en ce qui concerne le fonctionnement transitoire et la protection sur défauts. Néanmoins, il y a lieu d'accorder une attention particulière au dimensionnement en courant transitoire des onduleurs connectés en parallèle, lors de ratés de commutation, spécialement si ces onduleurs ont des dimensionnements différents en courant de régime permanent. Des disjoncteurs à courant continu peuvent être souhaitables du côté pôle (voir figure 9, page 76) pour isoler les unités de conversion défectueuses, particulièrement pour les onduleurs, et éviter ainsi le blocage temporaire des pôles de transmission dans leur ensemble.

units (see 6.3 and 6.4). One additional differential protection, to cover convertor unit faults (type 4 in figure 7), can be included, comparing the current in the high voltage side and in the low voltage side of the convertor unit.

Since both convertor units can be operated independently of each other, subdivision of the convertor portion of the HVDC substation into protection zones should take this into account (see figure 8, page 77). Protective action for short-circuits would generally include blocking of the pole to remove the direct current. If the fault is within the convertor unit 1 or 2 zone, the respective unit then should be isolated and bypassed so that operation can be resumed with the remaining healthy unit. Consideration should also be given to removing one of the convertor units from service at the other end of the transmission system to avoid prolonged operation at large delay angle or angle of advance, respectively.

For certain faults occurring only in one of the series connected convertor units, such as transformer faults or commutation failures, protective sequences can be used in addition to fault removal to divert the direct current from the affected unit by bypass operation of the convertor valves or by closing the bypass switch.

#### **6.7 Additional protection aspects of parallel connected convertor units**

In general, each of the parallel-connected convertor units can be treated independently from the point of view of transient performance and fault protection. However, due consideration should be given to the transient current rating of parallel-connected inverters with respect to commutation failures, especially if the inverters have differing steady-state current ratings. D.C. breakers may be desirable at the pole bus (figure 9, page 77), for isolation of faulty convertor units, especially inverters, to avoid the need to temporarily block the complete transmission pole.

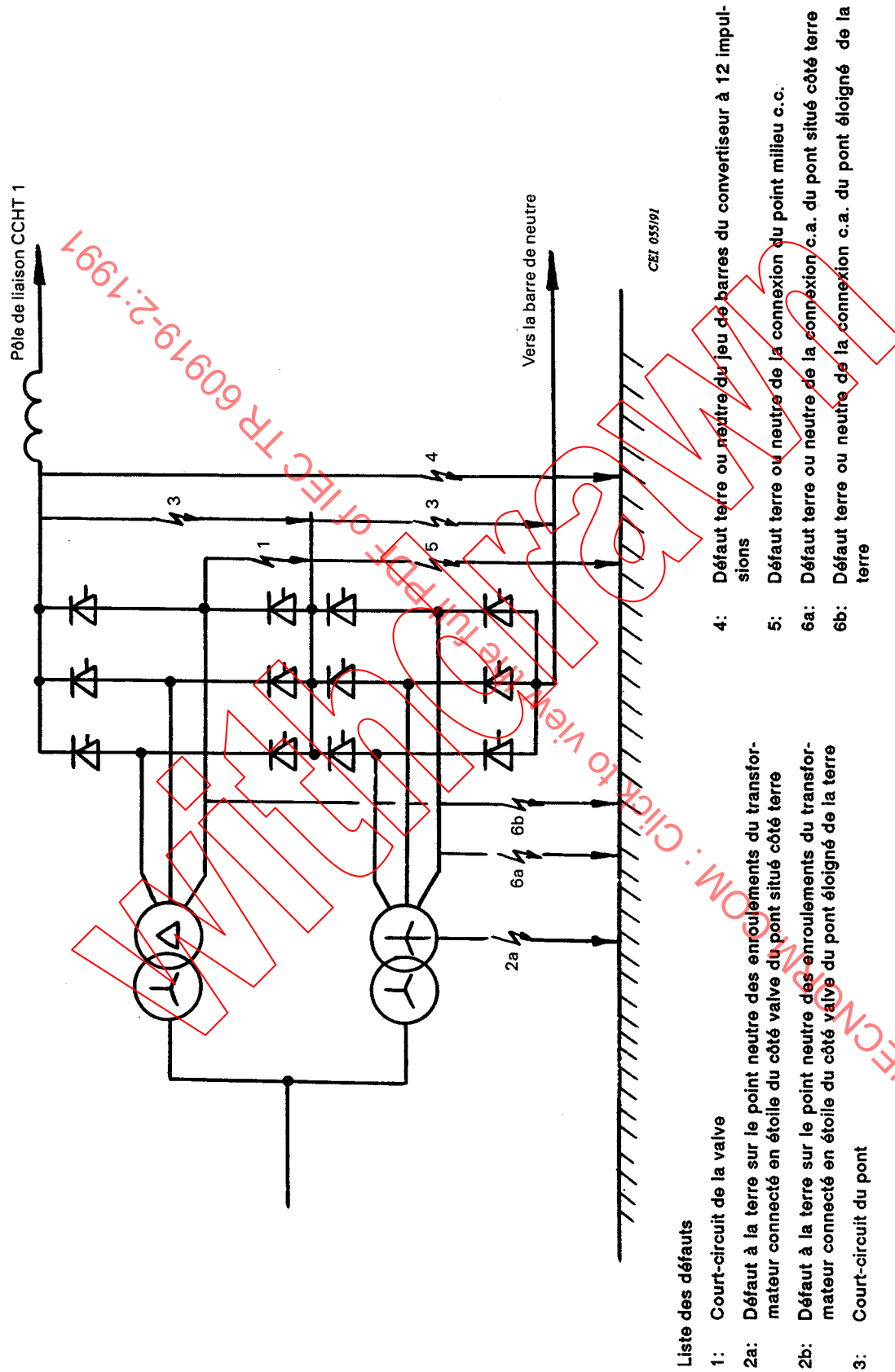
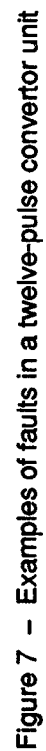


Figure 7 – Exemples de défauts d'une unité de conversion à douze impulsions



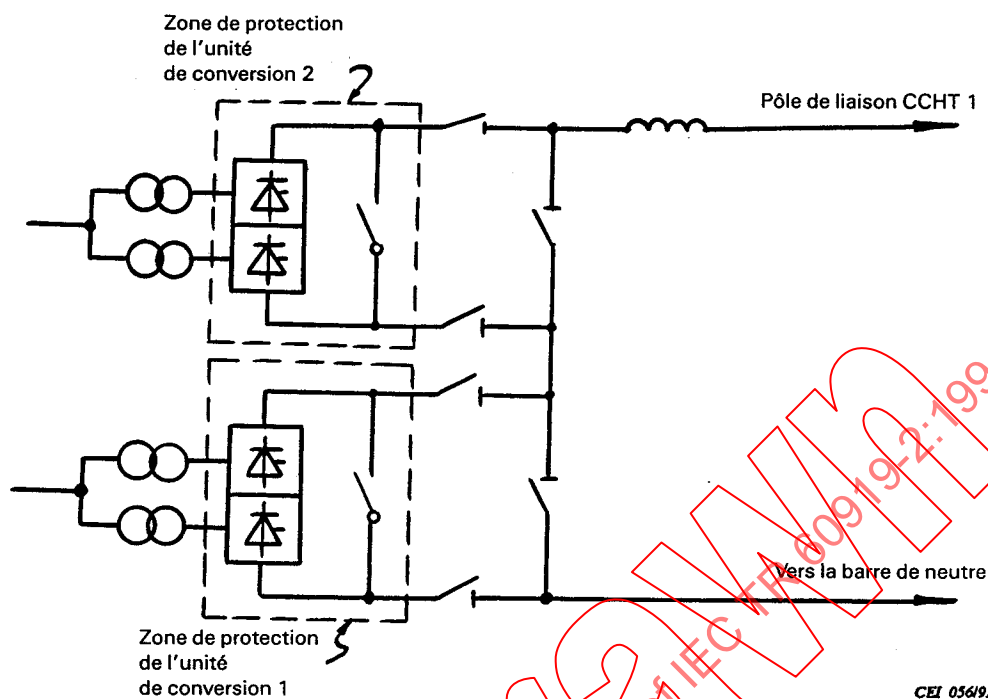


Figure 8 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en série

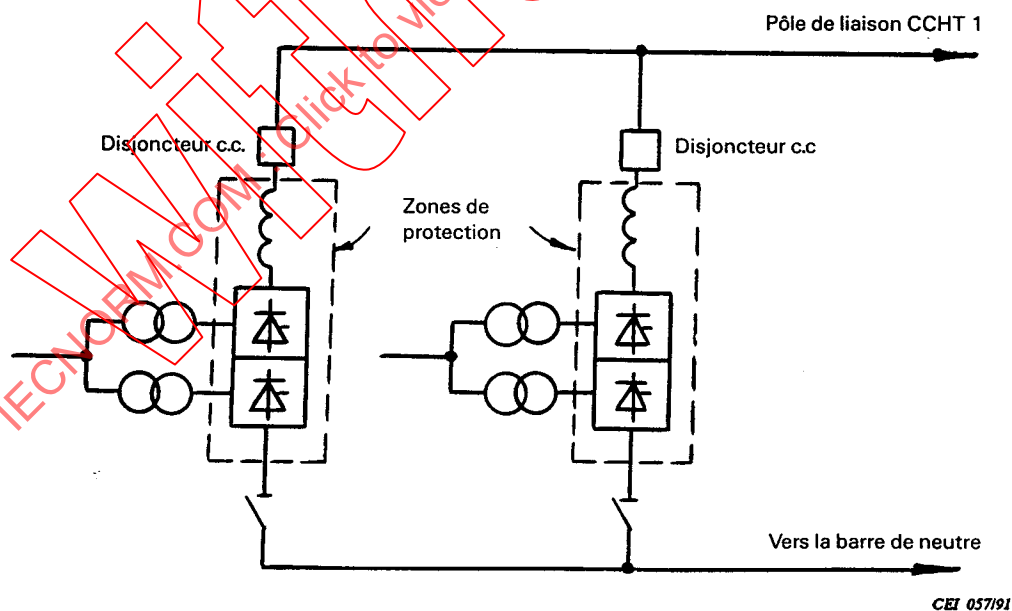


Figure 9 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en parallèle

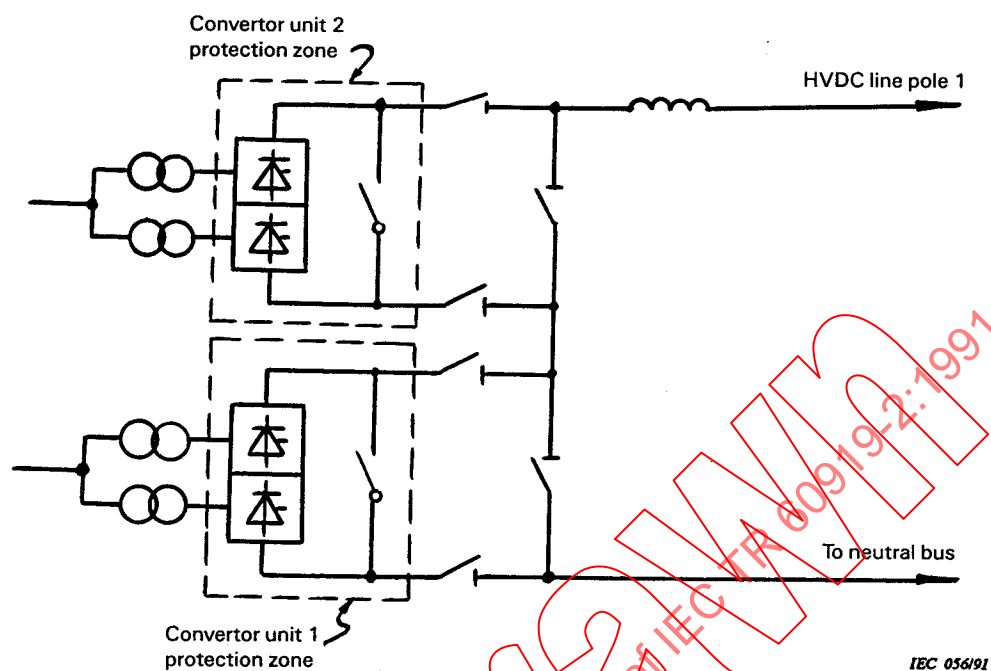


Figure 8 – Protection zones in series-connected converter units

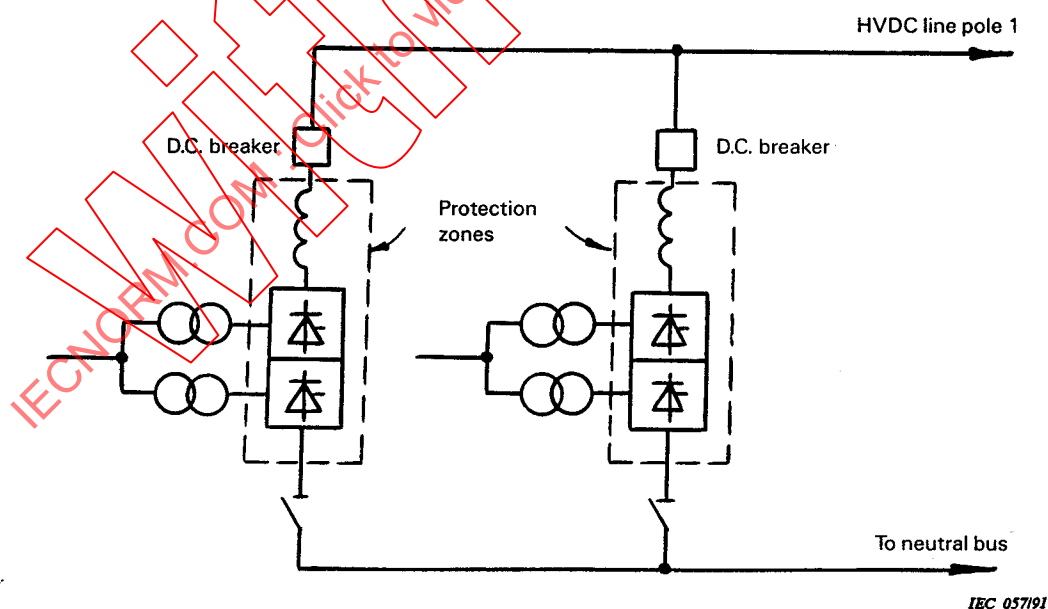


Figure 9 – Protection zones in parallel-connected converter units

## **7 Défauts d'inductances, filtre et autres équipements à courant continu**

### **7.1 Généralités**

Cet article concerne les défauts de la sous-station CCHT pour un système de transmission CCHT délimité par:

- 1) le côté valve de la réactance de lissage jusqu'à la ligne de transport d'énergie en c.c. de chaque pôle;
- 2) le côté neutre de l'unité de conversion pour chaque pôle jusqu'à la ligne d'électrode de terre.

### **7.2 Types de défauts**

Les types de défauts qu'il convient de considérer pour la protection des équipements côté continu et des sections de jeu de barres incluent:

- 1) les défauts de barre à la terre et de barre à barre;
- 2) les défauts d'équipements;
- 3) les défaillances des appareils de coupures c.c. à effectuer les tâches qui leur sont assignées.

### **7.3 Zones de protection**

Il convient que les spécifications pour les sous-stations CCHT incluent des dispositions non seulement pour protéger l'ensemble des équipements côté continu, mais aussi pour la coordination des protections.

Dans les systèmes CCHT, le principe des zones de protection et les techniques d'implantation pour réaliser ces zones de protection sont en général très semblables à celles utilisées pour la protection des systèmes alternatifs. Néanmoins dans le cas des systèmes CCHT, la capacité de suppression des défauts par les valves du convertisseur (voir article 6), conjointement avec l'impédance relativement élevée des réactances de lissage c.c. et des transformateurs, aide à obtenir la sélectivité des protections côté continu.

Il y a lieu de disposer ces zones de protection d'une sous-station CCHT de telle sorte que tout l'équipement soit complètement protégé par au moins une fonction protectrice à l'intérieur de la sous-station CCHT.

Un système de communication entre les sous-stations de la liaison CCHT peut être utilisé pour obtenir un recouvrement optimal après défaut et pour améliorer la sélectivité de protection contre les défauts dans la plupart des cas de défauts qui peuvent se produire dans un système de transmission CCHT. Cependant, il ne devrait pas être nécessaire pour les protections des équipements dont il est question dans cet article. Les figures 10 et 11, pages 88 et 90, donnent des exemples de zones de protection et d'appareillages de mesure pour deux configurations de sous-stations CCHT.

### **7.4 Protection de neutre**

Dans les systèmes CCHT, la protection côté neutre est généralement divisée en zones, qui permettent une détection indépendante des défauts, plus un isolement sélectif par pôle et une zone de protection commune aux deux pôles. Cette dernière nécessite un arrêt du bipôle pour permettre la maintenance corrective.

## **7 D.C. reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults**

### **7.1 General**

This clause discusses faults in the HVDC substation for an HVDC transmission system bounded by:

- 1) the valve side of the d.c. reactor to the d.c. transmission line in each pole;
- 2) from the neutral side of the convertor unit for each pole to the earth electrode line.

### **7.2 Fault types**

Types of faults that should be considered for the protection of the d.c. side equipments and bus sections include:

- 1) bus-to-earth and bus-to-bus faults;
- 2) equipment faults;
- 3) failure of d.c. switching devices to perform their intended switching functions.

### **7.3 Protection zones**

Specifications for HVDC substations should make provision not only for the protection of all d.c. side equipments, but also for the co-ordination of protections.

In HVDC systems the zone protection philosophy and techniques of implementation to achieve zones of protection are in general much the same as with a.c. protection practices. However, in HVDC systems the fault suppression capability of the convertor valves (see clause 6), in addition to the relatively high impedance of d.c. reactors and transformers aids in achieving protection selectively on the d.c. side.

Protection zones of an HVDC substation should be arranged such that all equipment is fully protected by at least one protective function within the HVDC substation.

A communication system between substations of the HVDC transmission can be used to optimize recovery from faults and to improve fault protection selectivity for many faults which can take place on an HVDC transmission system. However it should not be necessary for protection of the equipment under discussion in this clause. Figures 10 and 11, pages 89 and 91, show examples of HVDC protection zones and measuring devices for two configurations of HVDC substations.

### **7.4 Neutral protection**

In an HVDC system the neutral side protection is generally divided into zones that enable independent fault detection plus selective isolation by pole and a protective zone common to both poles. The latter requires a bipole shutdown to provide corrective maintenance.

#### 7.4.1 Détection de défaut de neutre

Dans une configuration bipolaire fonctionnant dans des conditions d'équilibre, la zone de protection de neutre du pôle, la zone de protection de neutre du bipôle, et la zone de protection de la ligne d'électrode terre (voir article 9) sont toutes essentiellement au potentiel de la terre. Un défaut à la terre dans n'importe laquelle de ces zones ne gênera donc pas le fonctionnement de la station dans les conditions d'équilibre bipolaire. Ainsi, tout courant de défaut c.c. devrait être quasiment nul.

Les défauts à la terre dans ces zones de neutre seront détectés, dès que les pôles du bipôle seront temporairement déséquilibrés pour une raison quelconque, par exemple lors du démarrage, de l'arrêt ou d'une perturbation sur l'un des pôles. Il y a lieu que les spécifications CCHT ne considèrent l'emploi d'alarmes de zones de neutre que si le fonctionnement des deux pôles est censé être raisonnablement équilibré. Cela devrait permettre à l'opérateur de décider de l'action de correction à prendre en se basant sur des considérations de sécurité et sur les besoins de transport d'énergie au moment où le défaut est détecté.

Il y a lieu que les zones de neutre monopolaires et bipolaires soient délimitées par des transformateurs de courant continu (TCCC). Un défaut dans les zones correspondantes peut être détecté par une comparaison différentielle des courants mesurés par ces transformateurs (TCCC) à la limite des zones, dans les conditions de fonctionnement en régime déséquilibré entre les deux pôles.

#### 7.4.2 Isolement des défauts de barre de neutre

Les défauts à la terre à l'intérieur de la zone de neutre ou de la zone du convertisseur nécessitent un arrêt permanent du pôle pour corriger les conditions de défaut.

L'appareil de coupure de la barre de neutre est utilisé pendant la séquence de protection pour isoler le pôle en défaut et pour transférer n'importe quel courant de pôle restant en fonctionnement vers le circuit de retour par la terre.

Il convient que les spécifications de transfert de courant pour l'appareil de coupure de la barre de neutre considèrent les situations les plus contraignantes et tiennent compte du courant maximal du pôle sain ainsi que des localisations de défaut les plus défavorables. L'appareil de coupure doit être capable de développer une tension plus forte que la chute de tension résistive du retour de terre afin de pouvoir forcer le transfert du courant. Pour les systèmes dans lesquels soit le circuit de retour par la terre soit le transfert en service vers un circuit de retour métallique n'est pas permis, une capacité de coupure en charge peut ne pas être nécessaire pour l'appareil de coupure. Dans ce cas, un sectionneur serait adapté.

De plus, la non-ouverture de l'appareil de coupure associé à la barre de neutre de l'un des pôles provoquera le blocage du bipôle.

#### 7.4.3 Défauts de barre de neutre bipolaire

Les défauts de barre à l'intérieur d'une zone de protection de neutre bipolaire peuvent être détectés grâce à des systèmes de comparaison différentielle, comme il en est question en 7.4.1. Un défaut de barre de neutre dans cette zone nécessite un arrêt du bipôle pour permettre les interventions de maintenance corrective, arrêt qui peut être un arrêt programmé.

#### 7.4.1 *Neutral fault detection*

In a bipolar configuration operating under balanced conditions, the pole neutral protection zone, the bipole neutral protection zone and the earth electrode line protection zone (see clause 9) are all essentially at earth potential. An earth fault in any of these zones would therefore not interfere with station operation under balanced bipolar conditions. Any d.c. fault current then would be practically zero.

Faults to earth in these neutral zones would be detectable whenever the poles of the bipole are temporarily unbalanced for any reason such as during startup, shutdown or disturbance on one pole. The HVDC specifications should consider use only of neutral zone alarms if the operation of both poles is expected to be reasonably balanced. This would allow operator decision on corrective actions to be taken based on safety considerations and the power transmission requirements at the time of fault detection.

The pole neutral and bipole neutral zones should be bounded by d.c. current transformers (d.c.-c.t.). A fault within the respective zones can be detected by a differential comparison of the currents as measured by the d.c.-c.t.'s at the zone boundaries during an unbalance operating condition between the two poles.

#### 7.4.2 *Neutral bus fault isolation*

Faults to earth within the neutral zone or converter zone require a permanent stop of the pole for correction of the faulted condition.

The neutral bus switching device is utilized during the protection sequence to isolate the faulted pole and to transfer any residual pole current to earth return.

Current transfer requirements of the neutral bus switching device should consider the most onerous condition up to and including maximum healthy pole current and location of faults. The switch shall be capable of developing a voltage greater than the IR drop of the earth return to force the current transfer. For systems in which either earth return or on-line transfer to metallic return are not permitted, load break capability of the switching device may not be needed. In this case, a disconnector would be adequate.

In addition, the failure to open the neutral bus switching device of one of the poles will cause a bipole blocking.

#### 7.4.3 *Bipolar neutral bus faults*

Bus faults within the bipolar neutral protection zone are detectable by differential comparison schemes such as discussed in 7.4.1. A neutral bus fault in this zone requires a bipole shutdown to provide corrective maintenance which could be a scheduled shutdown.

### 7.5 Protection de l'inductance de lissage

Les inductances de lissage de chaque pôle peuvent être soit isolées à l'huile soit de type sec. La protection des inductances isolées à l'huile reprend un grand nombre de techniques des transformateurs à courant alternatif sans oublier que les grandeurs continues sont impliquées dans le fonctionnement des appareils de protection.

La protection peut être réalisée par:

- des soupapes de sécurité;
- un contrôle de la température de l'huile;
- un contrôle du niveau d'huile;
- une détection de gaz;
- la mesure de la température d'enroulement;
- la détection des pertes du système de refroidissement;
- une protection différentielle.

La protection différentielle peut être spécifiée autour de l'inductance de lissage, ou bien on peut inclure ces éléments dans l'une des zones de protection des sous-stations CCHT, comme l'illustrent les figures 10 et 11, pages 88 et 90.

Les modèles de traversée des inductances de lissage isolées à l'huile se prêtent à une solution économique en ce qui concerne le problème du logement des transformateurs de courant à courant continu (TCCC) nécessaires à la protection différentielle.

Lorsqu'on utilise des inductances de lissage de type sec, des TCCC montés séparément seront nécessaires pour détecter les défauts de l'inductance.

### 7.6 Protection des filtres d'harmoniques à courant continu

En règle générale, les filtres à courant continu associés aux sous-stations CCHT sont étudiés pour limiter les perturbations harmoniques engendrées par les courants harmoniques qui circulent dans la ligne CCHT (voir CEI 919-1, section dix-sept).

Il convient que le système de protection des bras de filtre à courant continu tienne compte de la totalité des conditions de fonctionnement normales et anormales, lesquelles devront être spécifiées pour les sous-stations CCHT.

De même, le système de protection des composants du filtre à courant continu (condensateurs, inductance, résistance d'amortissement et disjoncteurs) doit envisager toutes les conditions possibles de fonctionnement qui résultent en des contraintes trop fortes imposées à ces composants et dues aux courants harmoniques créés par exemple lors du fonctionnement à grand angle de retard, à grand angle d'avance ou encore lors de situations de résonance, etc.

#### 7.6.1 Protection contre les défauts des bancs de filtre

Les défauts à la terre des bancs de condensateurs des filtres peuvent déclencher la protection du pôle de liaison c.c. Néanmoins, il convient que les spécifications imposent que le fonctionnement de la protection de liaison c.c. n'empêche pas l'identification correcte d'un quelconque défaut du filtre c.c. et engage automatiquement l'élimination du défaut et l'isolement de la branche de filtre en défaut.

### 7.5 D.C. reactor protection

The d.c. reactors of each pole can be either oil-insulated or dry type. Protection of oil type reactors utilizes many of the same techniques as are applied to a.c. transformers with due consideration to the fact that direct current quantities are involved in the operation of the protective devices.

Protection can include:

- pressure relief devices;
- oil temperature monitoring;
- oil level monitoring;
- gas sensing;
- winding temperature sensing;
- loss of cooling detection;
- differential protection.

Differential protection can be specified around the d.c. reactors or these equipments can be included in one of the HVDC substation protection zones as shown in figures 10 and 11, pages 89 and 91.

Oil type d.c. reactor bushing designs lend themselves to an economic solution to the problem of housing the d.c.-c.t.'s required for differential protection.

When dry type d.c. reactors are employed, separately mounted d.c.-c.t.'s will be needed for reactor fault detection.

### 7.6 D.C. harmonic filter protection

The d.c. filters associated with HVDC substations are normally specified to limit harmonic interference caused by harmonic currents flowing into the d.c. line (see IEC 919–1, section seventeen).

Protection design for the d.c. filter arms should take into account the full range of normal and abnormal operating conditions which should be specified for the HVDC substations.

Similarly the protection design for the d.c. filter elements, such as capacitors, reactors, damping resistors, and disconnectors shall consider all expected operational conditions that result in filter elements being overstressed due to harmonic currents which for example can result from operation at large delay angles, angles of advance or from resonant conditions, etc.

#### 7.6.1 Filter bank fault protection

D.C. filter capacitor bank faults to earth can activate the d.c. line pole protection. However the specifications should require that d.c. line protection operation should not prevent correct identification of any d.c. filter faults and should automatically initiate clearing and isolation of the faulted filter branch.

N'importe quel défaut à l'intérieur de la zone du filtre peut être détecté par une comparaison différentielle entre les transformateurs de courant à courant continu situés à la limite de la zone de la sous-station c.c. côté ligne, comme le montrent les figures 10 et 11. D'autres composants tels que les circuits bouchons, les capacités de couplage, les diviseurs capacitifs, etc. peuvent également être inclus dans cette zone de protection.

L'isolement du filtre en défaut peut nécessiter un blocage temporaire du pôle correspondant pour permettre la manoeuvre des sectionneurs.

Si le fonctionnement doit se poursuivre après suppression de la branche de filtre, il y a lieu que la spécification considère l'augmentation des perturbations qui en résulte côté c.c. les éventuelles surcharges des autres filtres et les conditions potentielles de résonance.

#### **7.6.2 Protection des condensateurs de filtres c.c.**

Puisque les bancs de condensateurs associés aux filtres c.c sont généralement constitués d'éléments en série et en parallèle, de nombreuses stratégies de protection peuvent être appliquées, notamment:

- protection par fusibles (interne ou externe) si les fusibles assurent une véritable protection;
- protection contre le déséquilibre à l'intérieur d'un banc de condensateurs;
- contrôle de l'accord du filtre par des mesures en ou hors service pour localiser les défauts;
- indication visuelle ou à distance des unités en défaut ou des niveaux de tension par rapport à la terre;
- alarmes séparées qui indiquent les niveaux de défaillance, critiques ou non critiques, de condensateurs, y compris l'isolement automatique du bras de filtre dans le cas où la poursuite du fonctionnement pourrait entraîner une avalanche de défaillances de condensateurs.

#### **7.7 Protection contre les harmoniques c.c.**

Il y a lieu que la protection contre les composantes fondamentales et harmoniques de la fréquence sur le côté continu soit prise en compte dans les spécifications de tout système CCHT. Les composantes à la fréquence fondamentale introduisent sur le côté c.c., une composante continue et un harmonique de rang 2 sur le côté c.a., ce qui peut provoquer la saturation du transformateur ou des phénomènes de résonance. La fréquence fondamentale peut être détectée à l'aide des mesures du diviseur de tension ou des TCCC. La protection contre les harmoniques correspondantes bloque le pôle dès que la composante harmonique dépasse un seuil donné pendant un temps déterminé.

#### **7.8 Protection contre les surtensions sur la ligne CCHT**

Il y a lieu que les spécifications des sous-stations CCHT envisagent une protection contre la surtension côté c.c. pour assurer que tous les équipements et la ligne ou le câble sont protégés contre les surtensions de régime établi. La protection contre les surtensions transitoires peut être incluse dans la partie «coordination des parafoudres» (voir article 11). En général, les fonctions de protection contre les surtensions permanentes côté continu sont mises en oeuvre dans les «commandes de convertisseur».

Any fault within the d.c. filter zone may be detected by a differential comparison between the d.c.-c.t.'s at the boundary of the line side d.c. substation zone as shown in figures 10 and 11. Other equipment such as line traps, coupling capacitors, d.c. voltage dividers, etc. can also be included in this zone of protection.

Isolation of a faulted filter may require temporary blocking of the affected pole to permit disconnector operation.

If operation is to continue after removal of the faulted d.c. filter branch, the specification should consider the increased d.c. side interference levels expected, possible overloading of other filters and potential resonant conditions.

#### **7.6.2 D.C. filter capacitor unit protection**

Since capacitor banks associated with the d.c. filters normally consist of a combination of series and parallel elements, a variety of protection philosophies may be applied, namely:

- fuse protection (internal or external) if the fuses do provide useful protection;
- unbalance protection within a capacitor bank;
- monitoring of the state of filter tuning by on-line or off-line measurements to locate failures;
- visual or remote indication of failed units or voltage level from earth;
- separate failure alarms to indicate non-critical and critical levels of capacitor failures, including automatic removal of the filter arm if continued operation could result in an avalanche of capacitor failures.

#### **7.7 D.C. harmonic protection**

Protection against fundamental and harmonic frequency components on the d.c. side should be considered in the specification of any HVDC system. Fundamental frequency components on the d.c. side lead to a d.c. and second harmonic frequency component on the a.c. side which can cause transformer saturation or resonant conditions. The fundamental frequency can be detected in the voltage divider or d.c.-c.t. signals. The related harmonic protection normally initiates pole blocking whenever the harmonic component exceeds a given threshold value for a specified time.

#### **7.8 D.C. overvoltage protection**

Specifications for HVDC substations should consider d.c. side overvoltage protection to assure that all equipments and the d.c. line or cable are protected against steady-state overvoltages. Transient overvoltage protection can be addressed as part of the arrester co-ordination (see clause 11). Normally convertor controls are utilized to implement d.c. system steady state overvoltage protection functions.

### **7.9 Protection de l'appareillage côté continu**

Les appareils de coupure tels que disjoncteurs rapides de pôle et sectionneurs c.c., y compris les sectionneurs de filtre et de pôle c.c., doivent être traités par les spécifications. La spécification de ces éléments doit prendre en considération leur capacité de coupure et de commutation du courant. De plus, la durée d'arc admissible durant la manoeuvre telle qu'elle n'entraîne aucune détérioration inacceptable d'équipement doit être considérée.

Les sectionneurs fonctionnent habituellement hors charge et il convient d'effectuer la supervision de leur fonctionnement soit par l'équipement, soit par une protection associée. Il y a lieu que les interrupteurs manoeuvrés en charge, tels que les disjoncteurs de shuntage, soient munis d'une protection spéciale.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-2:1991

Withdrawing

### 7.9 *D.C. side switching protection*

Switching devices such as high speed pole circuit-breakers and d.c. side disconnectors, including d.c. filter and pole disconnectors, shall be covered in the specifications. Specification of these switching devices shall consider current interrupting or commutation capability. In addition, permissible switch arcing time without unacceptable equipment damage shall be considered.

The disconnectors usually operate at no-load and their operating supervision should be provided either by the equipment or by other associated protection. The on-load switches, such as the by-pass breakers, should have a dedicated protection.

Withdrawing  
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-2:1991

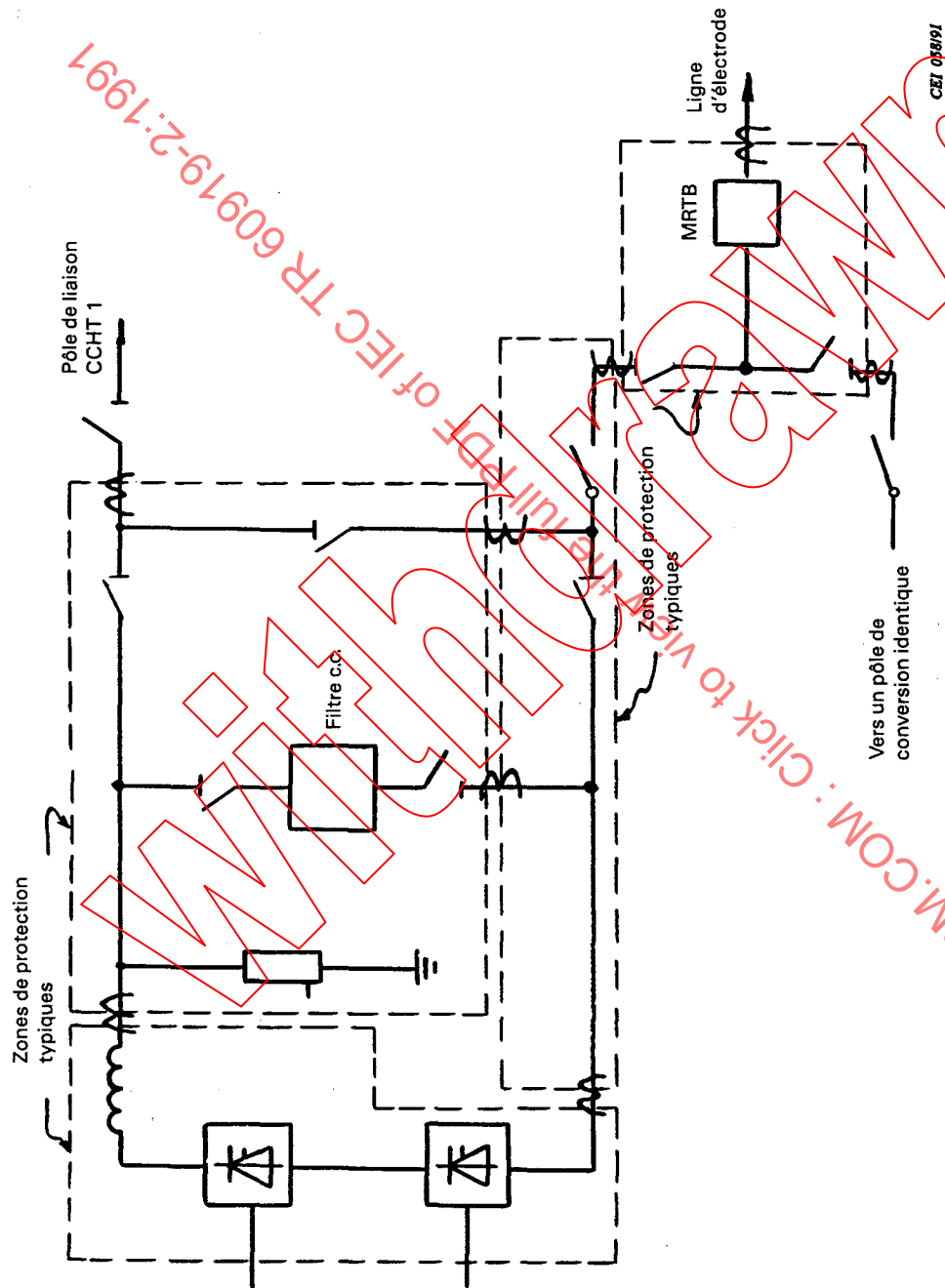
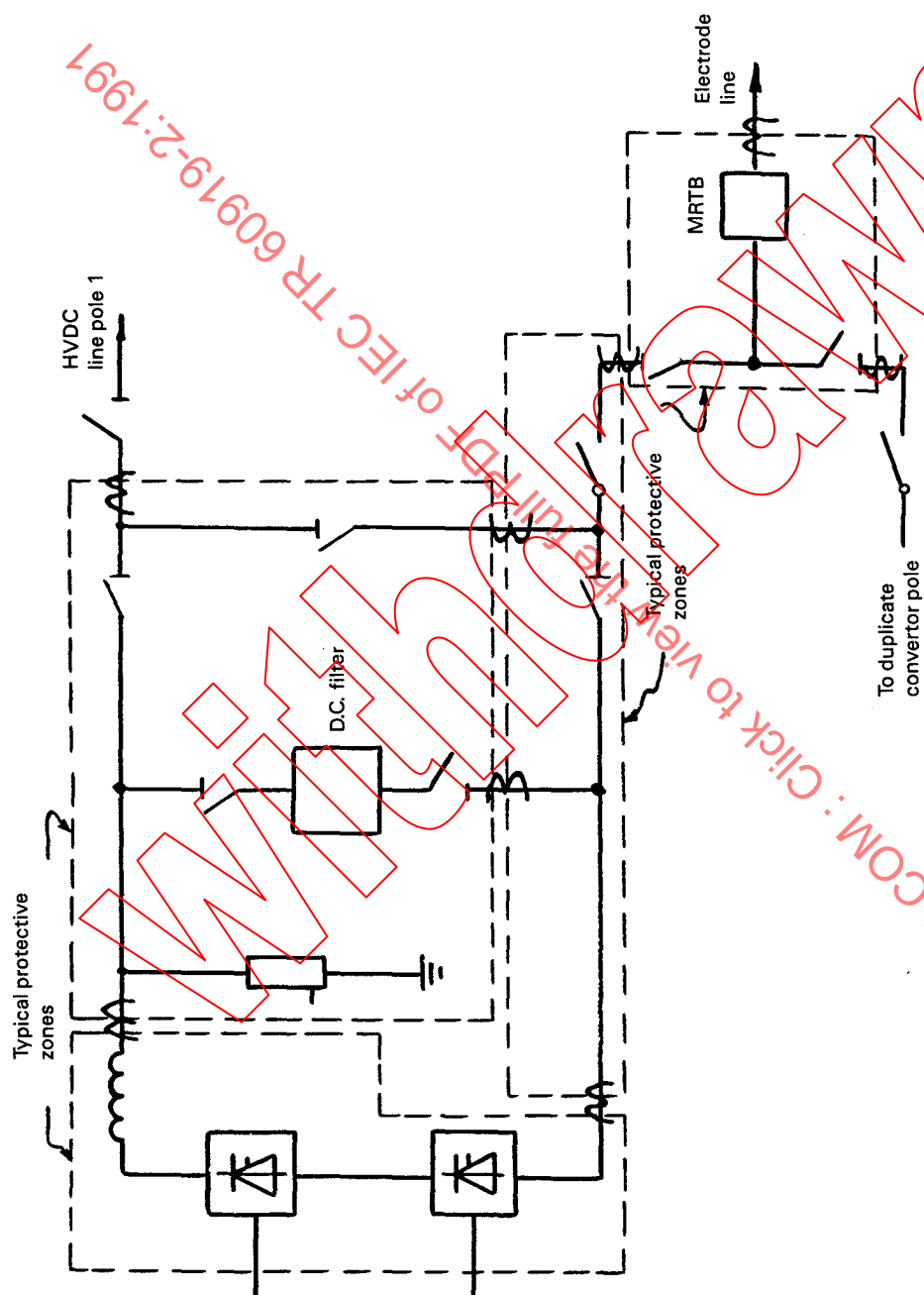
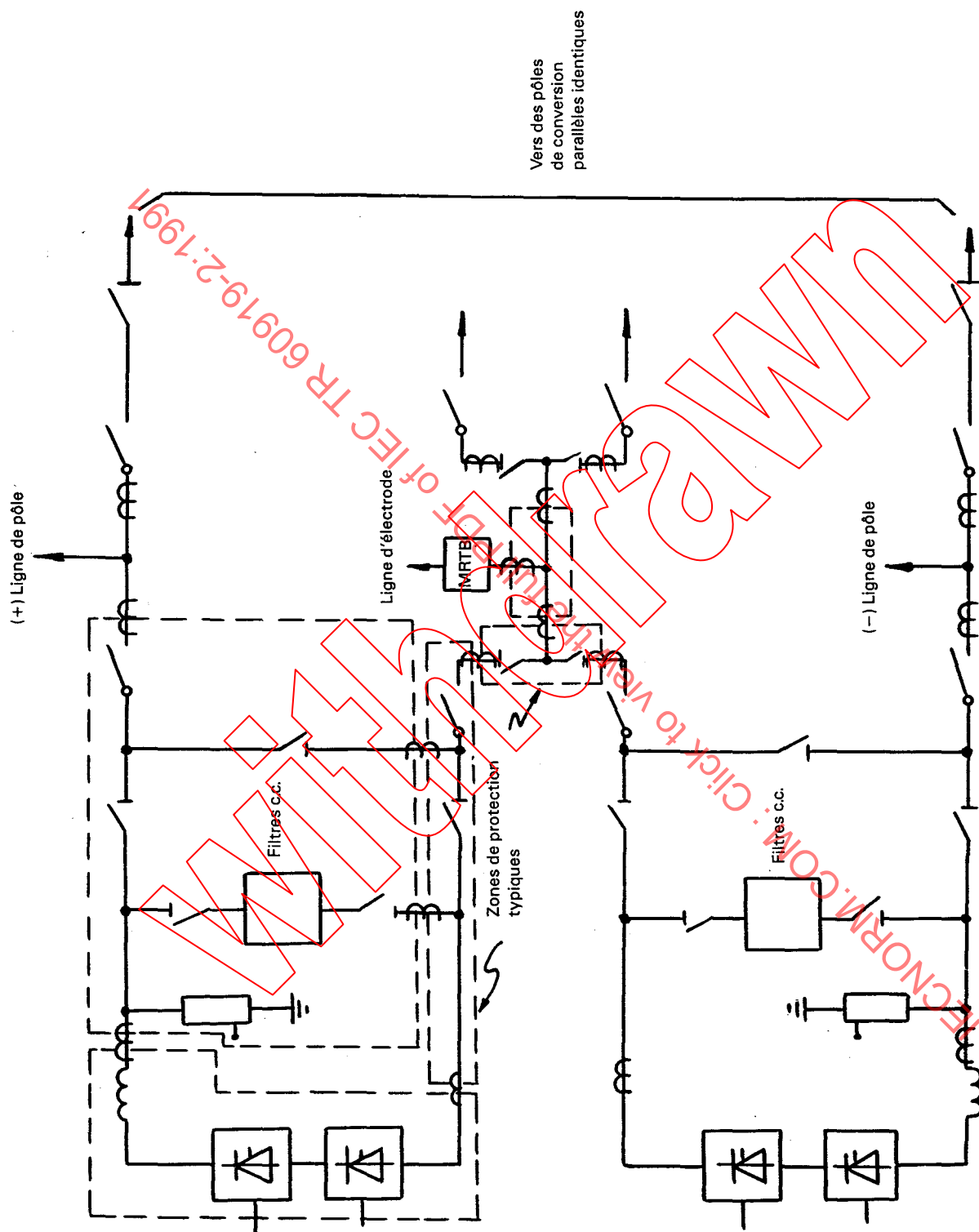


Figure 10 – Exemple de zones de protection c.c.



IEC 058/91

Figure 10 – Example of d.c. protection zones



CEI 059/91

Figure 11 - Exemples de zones de protection pour pôles de conversion connectés en parallèle

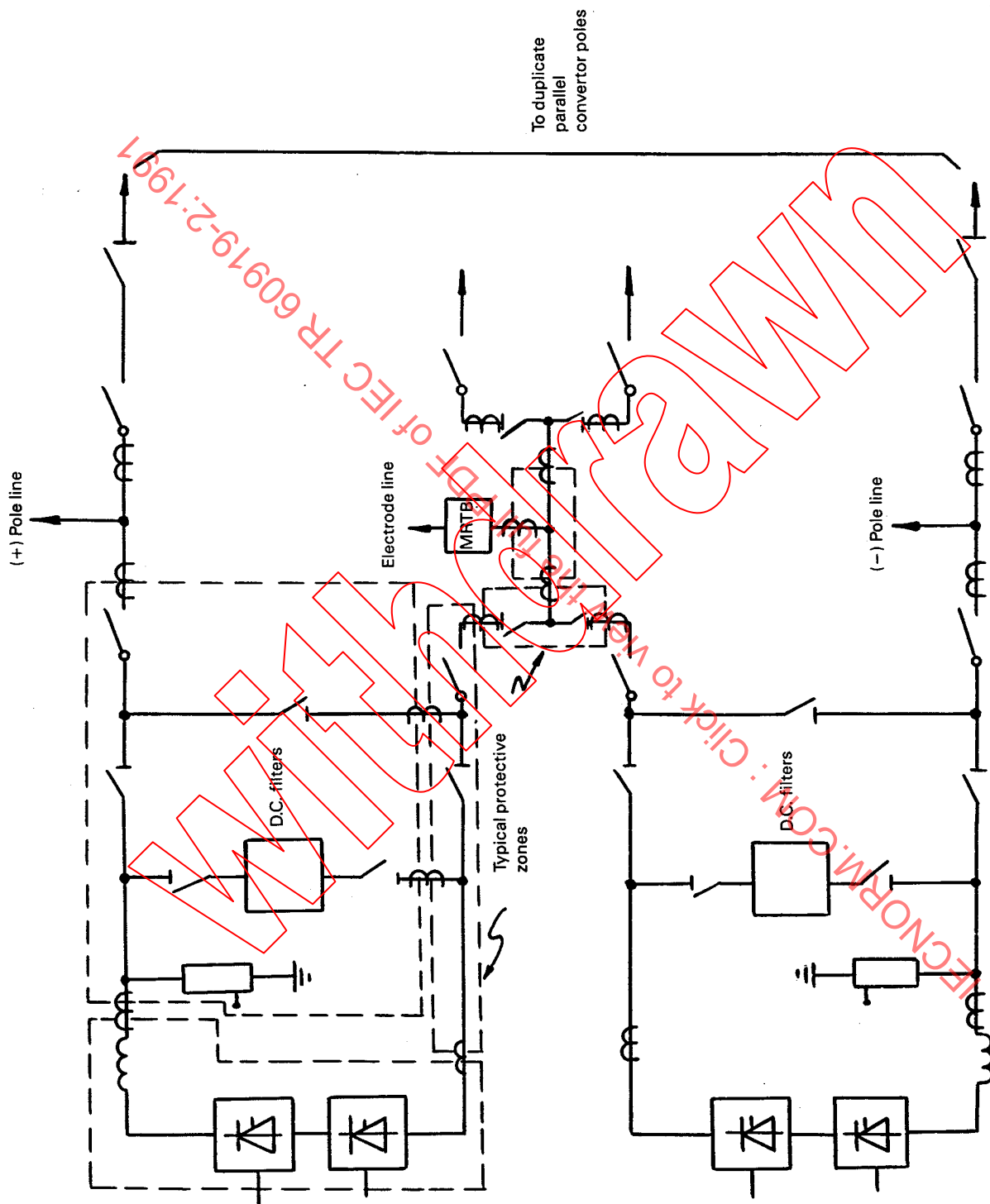


Figure 11 – Example of d.c. protection zones for parallel-connected converter poles

## 8 Défauts de la ligne à courant continu

### 8.1 Défauts de ligne aérienne

Une ligne aérienne, particulièrement si elle est très longue, peut être la source d'importantes perturbations dans le système de transmission CCHT. Le défaut le plus fréquent sur une ligne aérienne est la formation d'un arc entre le pôle de ligne et la terre. Si la ligne est bipolaire, les conducteurs des deux pôles de ligne sont le plus souvent disposés à une telle distance l'un de l'autre que la formation d'un arc entre les pôles est exclue en pratique.

Les défauts de ligne aérienne sont principalement causés par:

- les coups de foudre;
- la contamination par: le sel, les polluants industriels, le sable, la poussière, etc.;
- les surtensions dues à des défauts, à des mauvais fonctionnements du système de contrôle, etc.;
- la chute de pylônes;
- autres: neige, gel, vent, feux de brousse, contact avec des arbres, etc.

La plupart des défauts de ligne à courant continu sont temporaires, c'est-à-dire qu'à l'endroit où s'est produit le défaut, l'isolement est presque toujours rétabli au niveau précédant le défaut dès que celui-ci a disparu. Ainsi, étant donné que le courant de défaut est relativement faible, il ne cause habituellement pas de gros dommages au niveau des conducteurs et isolateurs de la ligne. Ces considérations signifient que, dans la plupart des cas, les lignes à courant continu défaillantes peuvent être remises en service rapidement.

Pour la conception d'une ligne aérienne de transmission à courant continu, le niveau d'isolement de la ligne contre les chocs de foudre, les chocs de manoeuvre et la contamination, est choisi de façon que la probabilité de défaut simple à la terre soit limitée à un niveau acceptable. De plus, il y a lieu que la conception cherche à empêcher les défauts à la terre causés par des surtensions, comme celles qui se produisent sur le pôle sain pendant un défaut pôle-terre du pôle opposé ou encore celles qui résultent d'un raté de commutation.

Outre les considérations qui précèdent, l'amplitude des surtensions dues à un raté de commutation, à une perte complète des impulsions de commande des valves, ou à l'énergisation de la ligne à c.c lorsque l'extrémité éloignée de la ligne est ouverte, peut être limitée par une conception adéquate du système de contrôle.

Il est peu probable qu'une indisponibilité bipolaire soit causée par la foudre ou par un simple défaut pôle-terre.

Lors d'un défaut pôle-terre, le transit de puissance sur le pôle défaillant est momentanément interrompu, et une surtension transitoire apparaît sur le pôle sain, les filtres à courant continu, les inductances de lissage et la ligne de retour métallique ou la ligne d'électrode de terre.

## 8 D.C. line faults

### 8.1 Overhead line faults

An overhead line, particularly if it is very long, may be a source of major disturbances in an HVDC transmission system. The most common fault on an overhead line is a flashover between a line pole and earth. If the line is bipolar the conductors of the two line poles are most often arranged at such a distance from each other that a flashover between poles is excluded for practical purposes.

Overhead line faults are mainly caused by:

- lightning strokes;
- contamination by: salt, industrial pollutants, sand and dust, etc.;
- overvoltages due to faults, control system malfunction, etc.;
- fallen towers;
- other: snow or ice damage, wind, bush fires, tree contacts, etc.

Most d.c. line faults are temporary, i.e. the insulation at the fault location is nearly always restored to its pre-fault level after the fault is cleared. Also since the d.c. fault current is relatively low, it does not usually cause appreciable damage to the conductors and insulators of the line. These considerations mean that in most cases faulted d.c. lines may be restored to service quickly.

For design of an overhead d.c. transmission line the insulation strength of the line against lightning, switching surges, and contamination is selected so that the probability of a single fault to earth is limited to an acceptably low level. Moreover the design should seek to prevent faults to earth due to overvoltages such as those which appear on the healthy pole during a pole-to-earth fault on the opposite pole or those resulting from commutation failure.

In addition to the above line design considerations, the magnitude of overvoltages due to commutation failure, complete loss of valve control pulses, or energization of a d.c. line with the remote terminal open can be limited by proper design of the control system.

The probability that a bipole outage will be caused by lightning or from a single pole-to-earth fault is low.

During d.c. line single pole-to-earth faults, power flow on the faulty pole is temporarily interrupted and a transient overvoltage appears on the healthy pole, d.c. filters, d.c. reactors and metallic return line or the earth electrode line.

## 8.2 Défauts de câble

Les défauts des câbles submergés sont dus à des dégâts mécaniques par des ancrs et des chaluts, à la dégradation de l'isolation du câble, ou à des surtensions imprévues. De façon caractéristique, les isolements des câbles ne s'autorégénèrent pas automatiquement, de sorte qu'une mise hors service assez longue s'ensuit pour réparer ou remplacer le câble.

## 8.3 Caractéristiques des défauts du réseau continu

En plus du fait qu'il est essentiellement unidirectionnel au lieu d'être sinusoïdal comme dans les réseaux à courant alternatif, le courant de défaut sur une ligne à courant continu varie sous l'influence de la commande de façon tout à fait différente par rapport aux défauts alternatifs. Initialement, le courant du redresseur augmente, puis, après un court moment, il revient à la valeur initiale ou à un niveau inférieur tel que déterminé par l'action de la commande dépendant du régulateur de courant du redresseur ou bien par une autre action de commande. Le courant de défaut continuera à circuler jusqu'à ce qu'il soit éliminé par l'action de la commande.

Lorsqu'un défaut sur la ligne CCHT se produit, la tension continue du ou des pôles défaillants est brutalement réduite à un niveau très faible. Sur le côté ligne de l'inductance de lissage c.c., le taux de variation de la tension,  $dv/dt$ , est plus élevé que celui provoqué par un raté de commutation ou par un défaut de pont de conversion c.c. Ces deux phénomènes, c'est-à-dire forte diminution de la tension dans le pôle et  $dv/dt$  élevé, sont importants pour la protection de ligne CCHT.

## 8.4 Spécifications fonctionnelles de détection des défauts c.c.

Les défauts de ligne c.c. peuvent être détectés en utilisant les caractéristiques de courant et de tension côté continu. Il convient que les systèmes de détection garantissent que:

- la première détection est rapide;
- la détection est insensible aux conditions normales de fonctionnement transitoire telles que fonctionnements à tension réduite, démarrage et arrêt du système, inversion du transit de puissance, etc.;
- la détection est également insensible aux défauts du convertisseur et du réseau c.a. mais peut être activée par des défauts de barre à c.c.;
- pour un système avec ligne aérienne et câble combinés, des moyens sont mis en oeuvre pour identifier la section en défaut;
- pour un système à lignes de transmission parallèles, la détection de défaut est sélective afin que la ligne en défaut puisse être identifiée rapidement.

Des localisateurs de défaut peuvent être utilisés pour accélérer l'inspection et la réparation de la ligne défaillante.

## 8.5 Séquences de protection

Il y a lieu que le système de protection du réseau continu soit conçu et exploité de façon à réduire le plus possible les durées d'indisponibilité de lignes en cas de défaut.

## 8.2 Cable faults

Underwater cable faults are the result of mechanical damage by anchoring and trawling, by degradation of cable insulation, or by unexpected overvoltages. Characteristically, cable faults are not self-healing so that a lengthy outage follows for cable repair or replacement.

## 8.3 D.C. fault characteristics

In addition to being essentially unidirectional instead of sinusoidal as in a.c. systems, fault current in a d.c. line is caused to vary by control action in a quite different manner than for a.c. line faults. Initially the rectifier current increases and then after a short time is returned to the preset value or to a lower level as determined by the voltage dependent control action of the rectifier current controller or by other control action. The fault current will continue to flow until it is cleared by control action.

When a d.c. line fault occurs the d.c. voltage for the faulted pole or poles is reduced suddenly to a low level. On the line side of the d.c. reactor, the rate of change of the voltage,  $dv/dt$ , is larger than that produced by a commutation failure or by a d.c. bridge fault. These two phenomena, i.e. reduction in pole voltage to a low level and high  $dv/dt$  are important for d.c. line protection.

## 8.4 Functional d.c. fault detection requirements

D.C. line faults can be detected by utilizing the characteristics of the d.c. side currents and voltages. Detection systems should provide that:

- primary detection be fast;
- detection should be insensitive to normal transient operating conditions such as low voltage operations, system startup and shutdown, power reversal, etc.;
- detection should be insensitive to convertor and a.c. system faults but can be actuated by d.c. bus faults;
- in a combined overhead line and cable system, means should be considered for identification of the faulted section;
- in a parallel transmission line system, fault detection should be selective so that the faulted line can be quickly identified.

Fault locators can be utilized to expedite inspection and maintenance of the faulted line.

## 8.5 Protective sequence

The d.c. protection system should be designed and operated to reduce line outage times due to line faults to a minimum.

### 8.5.1 Défauts de ligne aérienne

Les défauts de ligne aérienne sur coups de foudre ne présentent pas habituellement un caractère permanent. Lorsqu'un tel défaut sur une ligne à courant continu est détecté, le courant de défaut est réduit à zéro par une action de contrôle. L'alimentation du défaut en retour par l'onduleur doit être interdite par une conception appropriée du système de contrôle de l'onduleur.

Après la réduction à zéro du courant de défaut, il convient de prévoir un temps mort pour permettre la désionisation du trajet du défaut avant de rétablir la tension et de remettre en service le pôle de la ligne en défaut.

La durée de ce temps mort dépend du courant de défaut, de la tension du réseau, des conditions climatiques et du type de système c'est-à-dire monopolaire ou bipolaire. Pour les lignes de transmission aériennes c.c, la plage typique permise pour ce temps mort varie entre 100 ms et 500 ms.

En cas d'échec au premier essai de remise en service, d'autres tentatives peuvent être faites. Dans ce cas, des temps morts de plus en plus longs, ou bien une remise en service sous tension continue plus faible sont à envisager pour augmenter les chances de réussite d'un redémarrage. La seconde option est particulièrement souhaitable si l'isolement de la ligne est endommagé à l'endroit du défaut, ou si une partie de la ligne soumise à des conditions de pollution interdit le fonctionnement à la tension de service et qu'il soit cependant important d'assurer un transfert de puissance, même réduit.

### 8.5.2 Défauts dans les réseaux à câbles

L'isolement du câble à l'endroit où s'est produit le défaut ne se rétablit pas automatiquement après l'élimination de ce défaut. Il convient que le courant du pôle concerné soit annulé et les convertisseurs bloqués, lors de défauts sur des câbles.

### 8.5.3 Défauts sur réseaux mixtes: ligne aérienne/câble

La localisation du défaut soit sur la ligne aérienne, soit sur le câble n'est nécessaire que lorsque les tentatives de remise en service sont à éviter en cas de défaut sur la section du câble.

### 8.5.4 Défauts de l'un des câbles d'une liaison par câbles connectés en parallèle

Lorsqu'un défaut est détecté, il y a lieu que le câble défaillant soit identifié et le courant du pôle correspondant annulé aussi vite que possible. Il convient alors que ce câble soit déconnecté et que le système soit mis en service avec le ou les câbles encore sains.

Si chacun des câbles dispose de disjoncteurs à courant continu, à pouvoir de coupure et tension de rétablissement adéquats, il suffira de déclencher ces disjoncteurs aux deux extrémités du câble en défaut sans qu'il soit nécessaire d'annuler le courant du pôle. Une telle utilisation des disjoncteurs permet de diminuer la durée de reprise de service du réseau.

### 8.5.1 *Overhead line faults*

Those overhead line faults which are caused by lightning strokes are usually not permanent. When such a d.c. line fault is detected, the fault current is reduced to zero by control action. Inverter backfeed into the fault must be prevented by proper design of the inverter's control system.

Following the reduction to zero fault current, a dead time should be provided to allow for deionization of the fault path prior to re-application of voltage and restoration of the faulted line pole to service.

The required dead time is a function of fault current, system voltage, climatic conditions and type of system i.e. monopolar or bipolar. Typical dead time allowance on d.c. overhead transmission lines are in the range 100 ms to 500 ms.

If the first attempt at restart is unsuccessful, additional restart attempts can be made. If so, progressively longer dead times or restart at a lower d.c. voltage would be appropriate to enhance the possibility of a successful restart. The latter option would be particularly attractive if the line insulation is partially damaged at the fault location, or if polluted conditions of a section of the line will not permit operation of the line at full voltage and it is important to continue transmission of power even at reduced capacity.

### 8.5.2 *Faults in cable systems*

The cable insulation at the fault location is not self-healing or self-restoring after the fault has been cleared. The current in the faulted pole should be reduced to zero and the converters blocked for cable faults.

### 8.5.3 *Faults in an overhead line/cable system*

Identification of whether the fault is in the overhead or cable section of the line is needed only if restart attempts are not to be made for faults in the cable section.

### 8.5.4 *Faults in one of a system of parallel-connected cables*

When a fault is detected the faulted cable should be identified and the current in the faulted pole should be reduced to zero as quickly as possible. The faulty cable then should be disconnected and the system restarted using the remaining healthy cable(s).

If a d.c. circuit-breaker with enough current interruption and recovery voltage capability is used in each cable path, it is only necessary to open the d.c. circuit-breakers at both ends of the faulted cable without having to force the pole current to zero. Use of d.c. circuit-breakers in this manner can improve system restoration times.

### 8.5.5 Défauts dans un réseau à lignes aériennes parallèles

Il est approprié que la ligne aérienne soit identifiée et le courant annulé comme décrit précédemment. Il y a lieu de réaliser ensuite la séquence de redémarrage à pleine tension. En cas d'échec, la procédure habituelle consiste à laisser le courant du pôle au niveau zéro et à déconnecter la ligne défaillante à la suite de quoi le réseau c.c. pourra être remis en service. Si on utilise sur chaque ligne des disjoncteurs c.c. équipés de systèmes de protection adaptés, la ligne défaillante peut être mise hors service sans qu'il soit nécessaire de réduire le courant à zéro.

### 8.6 Schémas de protection contre les défauts

Les systèmes de protection contre les défauts pour les lignes c.c. sont généralement basés sur la mesure du  $dv/dt$  et de la tension continue. L'exploitation de ces deux mesures permet de s'affranchir généralement d'un échange d'information entre les deux extrémités de la ligne pour détecter le défaut, l'éliminer, et redémarrer le système. Néanmoins, un système de télécommunication entre les deux sous-stations CCHT peut être nécessaire pour certaines applications spécifiques et dans des conditions de défaut particulières.

Lorsqu'un défaut de ligne se produit près de l'extrémité onduleur, il se peut que la protection de tension continue de l'extrémité redresseur, ne réussisse pas à éliminer le défaut de la ligne avec suffisamment de fiabilité ou de rapidité. Un système de télécommunication de l'onduleur vers l'extrémité du redresseur pourra se révéler nécessaire pour garantir une mise en action rapide de la fonction de retard du redresseur, afin de réduire le courant à zéro, et permettre ainsi la désionisation du tronçon en défaut, pour aboutir à la remise en service de la ligne en défaut.

La détection des défauts de ligne c.c. fortement résistifs ou les durées spécifiées d'élimination des défauts ne sont pas toujours compatibles avec les performances des systèmes de protection décrits plus haut. Dans ce cas, une certaine disposition de capteur de courant différentiel peut être nécessaire. Cette disposition utiliserait des voies de télécommunication dans les deux directions afin de pouvoir comparer le courant continu aux extrémités redresseur et onduleur de la liaison à courant continu. Une autre approche consiste à attendre que le défaut devienne faiblement impédant, ce qui sera alors détecté par l'une des deux premières méthodes décrites plus haut.

Le système de protection de la ligne de transmission c.c. ne peut pas toujours distinguer entre le blocage et le shuntage de l'onduleur, et les défauts de ligne c.c. Pour remédier à cela et permettre une parfaite distinction, une voie de télécommunication de l'onduleur vers le redresseur peut être utilisée pour verrouiller la protection de ligne lorsque l'onduleur est bloqué.

La protection de la ligne de transmission c.c., basée sur le niveau de tension, peut fonctionner intempestivement lors de défauts côté alternatif de l'onduleur, ou en cas de défauts de commutation répétés côté onduleur. Là encore, une voie de télécommunication entre onduleur et redresseur peut être indispensable pour bloquer la protection de ligne dans de telles conditions.

### 8.5.5 *Fault in a system of parallel overhead lines*

The faulted overhead line should be identified and the current in the fault reduced to zero as described above. The restart sequence at full voltage should then be performed. If restart fails, the usual strategy is to leave the pole current at zero and disconnect the faulty line after which the d.c. system can after be restarted. If d.c. circuit-breakers with suitable relaying systems are utilized in each line, the faulted line can be disconnected without forcing the pole current to zero.

### 8.6 *Fault protection schemes*

Fault protection for d.c. lines is usually based on measurements of  $dv/dt$  and the d.c. voltage. The use of these two measurements means that usually there is no need for exchange of information between the two line terminals for fault detection and clearing and system restart. However telecommunication may be required between the two HVDC substations for some specific applications and fault conditions.

When a d.c. line fault takes place close to the inverter end, the d.c. voltage level protection at the rectifier end may not achieve line fault clearing as reliably or as quickly as required. Telecommunication from the inverter to the rectifier end may then be necessary to assure fast actuation of the retard function at the rectifier to reduce the current to zero and allow deionization of the fault path followed by re-energization of the faulted line.

Detection of high resistance d.c. line faults or the specified fault clearing times cannot always be achievable using the above protection schemes. In this event, some type of differential current detector arrangement may be needed. This would use telecommunication channels in both directions to allow comparison of the d.c. current at the rectifier and inverter ends of the d.c. line. An alternative approach might be to wait for the fault to develop into a low impedance fault which would then be detected by one of the first two methods described above.

The d.c. transmission line protection cannot always discriminate between blocking and bypassing of the inverter or d.c. line faults. To remedy this weakness and allow for proper discrimination a telecommunication channel from the inverter to the rectifier could be applied to inhibit the line fault protection when the inverter is blocked.

The d.c. transmission line protection, based on voltage level, can misoperate for faults on the a.c. side of the inverter or because of persistent inverter commutation failures. Again, a telecommunication channel may be needed between the inverter and the rectifier to allow the line fault protection to be inhibited under these conditions.

Lorsque deux liaisons à courant continu fonctionnent en parallèle et qu'une séquence de commutation automatique de ligne est employée, des voies de télécommunication sont normalement indispensables dans les deux directions entre le redresseur et l'onduleur pour rendre possible la séquence d'isolement de la ligne c.c. à la suite d'un défaut sur une ligne. Si on emploie des disjoncteurs de courant continu avec une capacité de recouvrement de la pleine tension pour commuter les lignes c.c., des réseaux de télécommunication ne sont plus nécessaires, pourvu qu'un système de protection adéquat permette d'identifier la ligne défaillante.

De même, des voies de télécommunication sont normalement requises dans les deux directions entre redresseur et onduleur et par pôle, lorsque la mise en parallèle et le découplage automatique des pôles doivent être effectués après un défaut permanent sur l'une des lignes c.c.

### 8.7 *Circuit ouvert sur le côté c.c.*

Une surtension peut apparaître si un redresseur est mis en circuit ouvert sur un pôle c.c., ou un onduleur bloqué, à moins qu'une action de contrôle appropriée ne soit prévue lors de la conception.

Lorsqu'une tentative de remise en service est faite dans une ligne d'électrode de terre ou un conducteur de neutre en circuit ouvert, le courant sera forcé à travers un parafoudre de neutre. L'ouverture inopinée d'un sectionneur de la barre de neutre peut aussi avoir le même effet. Des interrupteurs rapides peuvent être employés pour protéger ce parafoudre. Il y a lieu que le système de protection permette la détection de ces conditions.

### 8.8 *Protection de croisement de lignes de puissance*

Lorsqu'une ligne c.c. et une ligne c.a. se croisent, il y a un risque qu'elles se trouvent en contact à la suite d'une rupture de pylône ou de chaîne d'isolateurs par exemple. Cette situation indésirable est détectée par plusieurs protections du système CCHT, qui sont normalement utilisées à d'autres fins. La plus rapide est la détection de défaut de ligne c.c., les autres concernent les détections de sous-tension du réseau c.c. et de fréquence fondamentale. Celles-ci bloquent le CCHT mais peuvent laisser le conducteur c.c. alimenté par la ligne à courant alternatif. Les protections de ligne à courant alternatif peuvent ne pas fonctionner dans cette situation en raison de la valeur relativement faible du courant de défaut. Donc de façon générale, il est bon de faire déclencher la ligne à courant alternatif à partir des relais de protection CCHT appropriés.

## 9 *Défauts de la ligne d'électrode de terre*

### 9.1 *Généralités*

La ligne d'électrode de terre est une partie importante du système de transport c.c. Elle est commune aux deux pôles, et un défaut sur la ligne d'électrode de terre pourrait sérieusement influencer la disponibilité du bipôle CCHT. Si un fonctionnement monopolaire avec un retour de terre est nécessaire, la ligne de terre est absolument nécessaire pour le système de transport CCHT.

When two d.c. lines are operated in parallel and an automatic line switching sequence is used, telecommunication channels are normally required in both directions between the rectifier and inverter, in order to permit d.c. line isolation sequencing following a fault on one line. If d.c. circuit-breakers with full recovery voltage capability are used to switch the d.c. lines, telecommunication channels would no longer be necessary provided suitable relaying is available to identify the faulted line.

Similarly, telecommunication channels are normally required in both directions between the rectifier and inverter on a per pole basis, where automatic paralleling and deparalleling of poles is to be used after a permanent fault on one of the d.c. lines.

### 8.7 *Open circuit on the d.c. side*

Overvoltage may result if a rectifier is started into an open-circuited d.c. pole or a blocked inverter unless appropriate control action is included in the design.

When a restart attempt is made into an open-circuited earth electrode line or neutral conductor the current will be forced through a neutral arrester. Inadvertent opening of the neutral bus switching device also can have the same result. High speed arrester shorting switches can be used to protect this arrester. Provision should be made in the protection system for the detection of these conditions.

### 8.8 *Power line cross protection*

When d.c. and a.c. transmission lines cross over one another, there is a risk that the two may come in contact due to collapse of a transmission tower or broken suspension insulators, for example. This undesirable condition is detected by several protections in the HVDC system, normally applied for other purposes. The fastest is d.c. line fault detection, others are d.c. undervoltage detection, and fundamental frequency detection. These block the HVDC but can leave the d.c. conductor energized from the a.c. line. A.C. line protections may not operate for this condition because of the relatively low current in the fault. Therefore, usually it will be desirable to trip the a.c. line from the appropriate HVDC protection relays.

## 9 **Earth electrode line faults**

### 9.1 *General*

The earth electrode line is an important part of a d.c. transmission system. It is common to both poles and a fault on the electrode line could seriously influence the HVDC bipole availability. If monopolar operation with earth return is required, the earth electrode line is an essential item of the HVDC transmission system.

La ligne d'électrode de terre peut être réalisée en utilisant les structures de la ligne c.c. soit pour soutenir son ou ses conducteurs soit pour utiliser ce conducteur en tant que fil de garde. Dans ce cas, il convient de l'isoler. Une variante de loin supérieure du point de vue technique consiste à construire une ligne d'électrode complètement indépendante, aussi découplée que possible de la ligne principale de transport à courant continu.

## 9.2 Besoins particuliers - Ligne de terre

Il y a lieu que la conception de la ligne d'électrode de terre minimise les possibilités de défauts permanents. Pour aider à atteindre cet objectif de conception, il est souhaitable d'appliquer les pratiques suivantes:

- pour éviter des défauts permanents sur la ligne d'électrode, il convient de concevoir son isolement de sorte que les défauts transitoires résultant de coups de foudre directs ou induits tendent à s'éteindre d'eux-mêmes;
- il convient qu'il n'y ait pas d'amorçage d'arc à travers l'isolement de la ligne d'électrode, sous des tensions induites sur la ligne d'électrode de terre, pendant des défauts sur la ligne à c.c. principale;
- s'il est impossible ou peu pratique d'éviter ces amorçages, il y a lieu que les arcs s'éteignent d'eux-mêmes;
- si la ligne d'électrode de terre est construite séparément de la ligne c.c. principale, le risque d'amorçage de l'isolement est minime; dans tous les cas, des éclateurs peuvent être efficaces pour accomplir l'autoextinction des arcs;
- il convient que la conception mécanique empêche la possibilité d'un circuit ouvert dans la ligne d'électrode de terre; une façon d'atteindre cet objectif consisterait à utiliser deux conducteurs parallèles, chacun soutenu par une chaîne d'isolateurs séparée; cela diminue les risques de circuit ouvert et offre l'opportunité de surveiller la ligne au moyen d'un système de protection différentiel transversal pour comparer les courants dans les deux conducteurs et détecter les défauts de la ligne d'électrode de terre ou d'un conducteur ouvert (l'un des deux conducteurs);
- il y a lieu que la résistance de mise à la terre des structures de la ligne d'électrode soit faible pour un meilleur fonctionnement en cas de foudre et une détection des défauts plus aisée. Néanmoins, pour obtenir l'autoextinction des arcs, il convient que la résistance de prise de terre du pylône ne soit pas trop faible, en se souvenant que cela peut affecter la sécurité.

## 9.3 Contrôle de la ligne d'électrode

Pour des raisons de sécurité, il serait bon de prévoir la détection d'une ligne d'électrode de terre ouverte ou défailante en permanence. Un tel système pourrait déclencher une alarme ou ordonner une séquence de blocage pour le bipôle impliqué. Normalement, en cas de défauts transitoires, aucune action du système d'alarme et de surveillance ne sera demandée.

La mise en application d'un tel système de surveillance peut être basée sur un principe de surveillance de l'impédance soit par l'intermédiaire du courant continu, soit en utilisant des moyens supplémentaires. Il y a lieu de ne pas oublier que le courant continu ne peut être utilisé que si le système CCHT fonctionne avec un courant de pôle déséquilibré. D'autres méthodes ont été proposées pour résoudre ce problème.

The electrode line can be constructed using the d.c. line structures either to support its conductor(s) or by using the conductor to serve as a shield wire. In the latter case it should be insulated. A technically superior alternative is to build an entirely separate electrode line, as uncoupled as possible from the main d.c. transmission line.

### 9.2 *Specific requirements - Earth electrode line*

The electrode line design should minimize the occurrence of permanent faults. In support of this design objective, the following practices are desirable:

- to avoid permanent faults on the electrode line its insulation should be designed so that transient faults resulting from direct or induced lightning surges will tend to be self-extinguishing;
- there should be no flashover across the electrode line insulation under the voltages induced on the earth electrode line during faults on the main d.c. line;
- if it is impossible or impractical to avoid these flashovers, flashover arcs should self-extinguish;
- if the electrode line is constructed separate from the main d.c. line, the risk of insulation flashover is minimized; in any case, arcing horns can be effective in achieving arc self-extinguishment;
- the mechanical design should avoid the possibility of an open circuit in the earth electrode line; one way to achieve this objective would be to use two parallel conductors each supported by an independent insulator string; this will diminish the possibility of an open circuit and offers opportunity to monitor the line by means of a transversal differential protective scheme for comparing the currents in the two conductors for detection of electrode line faults or an open conductor (one of the two conductors);
- the earthing resistance of the electrode line structures should be low for best lightning performance and easier fault detection. However to achieve arc self-extinguishment the tower footing resistance should not be too low, bearing in mind that this may impinge on safety.

### 9.3 *Electrode line supervision*

For safety reasons provision may have to be made to recognize a permanently faulted or open earth electrode line. Such a system could give an alarm or order a blocking sequence for the bipole involved. For transient or temporary faults usually no action from the alarm and monitoring will be required.

Implementation of such a supervision system can be based on an impedance monitoring principle either by using the d.c. current, or by additional means. It should be borne in mind that using the direct current is feasible only if the HVDC system operates with unbalanced d.c. pole current. Other methods have been proposed to overcome this problem.

## 10 Défauts du conducteur de retour métallique

### 10.1 Conducteur pour le circuit de retour

Si on utilise le retour métallique pendant l'exploitation monopolaire du système de transport CCHT bipolaire, on peut utiliser pour le circuit de retour soit un conducteur de retour à basse tension (voir figure 12, page 110), qui peut être le câble de garde de la ligne, isolé de façon appropriée, soit un conducteur à haute tension de l'autre pôle, temporairement hors service (voir figure 13, page 110).

Le niveau d'isolement du conducteur peut être bas, puisque normalement la contrainte causée est due à la chute de tension de la ligne seulement. Il convient de prévoir des appareils de coupure pour transférer le circuit du retour de terre au retour métallique et vice versa, lorsque le conducteur du pôle est utilisé pour le retour métallique. Les spécifications des appareils de coupure dépendent des conditions d'exécution du transfert, en charge ou hors charge.

### 10.2 Défauts du circuit de retour métallique

Les causes de défauts du circuit de retour seront similaires à celles qui sont décrites dans l'article 8. En utilisant un conducteur isolé à basse tension, il faut s'attendre à un nombre important de défauts à la terre, car même une surtension provoquée par coup de foudre peut faire amorcer l'isolement à niveau plus bas. D'autre part, les amorçages devraient être beaucoup moins nombreux lorsqu'on utilise un conducteur de pôle pour le retour métallique, en raison de l'isolement plus élevé qui lui est propre.

Le courant de défaut sera distribué dans les différents circuits de retour de façon inversement proportionnelle à leurs résistances, ainsi que cela est déterminé par les paramètres suivants:

- localisation du défaut à la terre sur la ligne;
- résistance de l'arc;
- résistivité du sol;
- résistance de prise de terre du pylône;
- résistance vers la terre éloignée à l'extrémité de mise à la terre (circuit de terre de la station ou électrode de terre).

Si le circuit de terre de la station est utilisé pour la mise à la terre du circuit principal à courant continu pendant le fonctionnement avec retour métallique, une partie du courant continu provenant des défauts à la terre peut s'écouler dans le réseau alternatif par l'intermédiaire des neutres du transformateur de puissance qui sont mis à la terre (voir figure 14, page 112).

Les relais de protection du réseau alternatif pourraient alors mal fonctionner en raison des effets de saturation dans les transformateurs de puissance et dans les transformateurs de courant lorsque le courant continu dans le réseau alternatif est assez élevé et maintenu pendant un certain temps. Il est donc particulièrement important que tous les défauts de retour métallique à la terre soient rapidement éliminés pour atténuer le problème.

Il convient de prévoir, sur les conducteurs du circuit de retour à basse tension, des éclateurs capables d'éliminer les défauts à la terre par autoextinction ou par d'autres moyens aussi efficaces, de sorte que les dégâts causés par l'arc au conducteur et aux isolateurs soient minimaux.

## 10 Metallic return conductor faults

### 10.1 Conductor for the return circuit

If metallic return is used during monopolar operation of a bipolar HVDC transmission either a low voltage dedicated conductor (figure 12, page 111), which can be the HVDC line shield wire appropriately insulated, or a high voltage conductor of the other pole, which is temporarily out of service, can be used for the return circuit (figure 13, page 111).

The insulation level for the dedicated conductor can be low as it is normally stressed only by the line voltage drop. Switching devices should be provided to transfer the circuit from earth return to metallic return and vice versa when the pole conductor is used for the metallic return. Requirements for the switching devices would depend mainly on whether the transfers are to be executed on-load or off-load.

### 10.2 Metallic return faults

Conductor faults on the return circuit will have similar causes to those described in clause 8. When using a low voltage insulated conductor the number of earth fault occasions can be expected to be large because even an induced lightning surge can break down the lower level insulation. On the other hand the number of flashovers should be much smaller when using the pole conductor for metallic return because of its inherently greater insulation.

Fault current will be distributed in the different return paths in inverse proportion to their resistances as determined by the following factors:

- earth fault location on the line;
- arc resistance;
- soil resistivity;
- tower footing resistance;
- resistance to remote earth at the earthing end (station ground mat or the earth electrode).

If the station ground mat is used for the main d.c. circuit earthing during metallic return operations, a portion of the direct current from earth faults can flow into the a.c. system through power transformer earthed neutrals (see figure 14, page 113).

Protective relays in the a.c. system then may malfunction due to saturation effects in the power transformers and in the current transformers when the direct current flowing into the a.c. system is large enough and sustained. Therefore it is particularly important that any metallic return earth faults be cleared rapidly to mitigate this problem.

On low voltage return circuit conductors, arcing horns capable of clearing earth faults by self-extinguishing or other equally effective means should be provided so that arc damage to the conductor and insulators will be minimal.

Un circuit ouvert sur le conducteur de retour peut provoquer de graves surtensions à l'extrémité flottante. Un relais de protection qui détectera ce défaut, comme pour la ligne d'électrode, ainsi qu'une protection contre les surtensions doivent être prévus pour le circuit de retour.

### 10.3 *Détection des défauts de retour métallique*

Pendant un fonctionnement bipolaire équilibré, les défauts sur les conducteurs de retour métallique sont difficiles à détecter, car les variations de tension et de courant des circuits principaux sont faibles.

Néanmoins, pendant un fonctionnement monopolaire ou bipolaire déséquilibré, un défaut sur le conducteur de retour métallique peut être détecté grâce aux variations de courant, qui peuvent être utilisées pour la détection des défauts. Par exemple, le courant continu s'écoulera dans le point de mise à la terre du circuit principal et on peut s'attendre à ce que le courant dans le conducteur de retour métallique diminue.

Des exemples de détection des défauts du retour métallique sont illustrés par les figures suivantes:

- détecter un courant plus fort dans le circuit principal que dans le circuit de retour (voir figure 15, page 114);
- détecter le courant continu au point de mise à la terre du circuit principal (voir figure 15);
- détecter une variation dans le signal de courant alternatif superposé dans le circuit de retour par une source d'énergie auxiliaire c.a. (voir figure 16, page 116).

Afin d'accélérer l'inspection et réduire le temps de maintenance après défauts, un localisateur de défaut sur le circuit de retour serait grandement souhaitable.

Il y a lieu que la détection d'un circuit ouvert dans le conducteur de retour soit également considérée dans le plan de protection.

### 10.4 *Systèmes de protection contre les défauts de retour métallique*

Pendant un fonctionnement bipolaire équilibré, il n'est normalement pas nécessaire de déclencher des séquences de protection contre les défauts des conducteurs à retour métallique puisque tous, mis à part les défauts permanents et les défauts en circuit ouvert, peuvent être éliminés par des actions d'autoextinction.

Néanmoins, pendant les fonctionnements en monopolaire ou bipolaire déséquilibré, l'élimination du défaut par la protection de la ligne principale à courant continu peut être nécessaire. Dans de tels modes de fonctionnement, les courants de défaut dans le circuit de retour métallique peuvent persister un certain temps (jusqu'à 0,5 s), en fonction de la localisation du défaut, de son courant, de la longueur réelle d'éclateur et du vent. Les défauts ayant lieu près du point de mise à la terre sont supposés s'éteindre rapidement alors que les défauts éloignés mettront plus longtemps. La capacité d'auto-extinction des éclateurs devient plus difficile à obtenir pour ces défauts éloignés de l'extrémité mise à la terre.

An open circuit return conductor fault can cause severe overvoltage at the floating end. A protective relay which will detect this fault as for the electrode line shall be provided for the return circuit together with overvoltage protection.

### 10.3 *Fault detection - Metallic return*

During balanced bipolar operation, faults on metallic return conductors are difficult to detect because of the resulting small changes in voltage and current in the main circuits.

However in monopolar or unbalanced bipolar operation a metallic return conductor fault can be detected through changes in current, which can be used for fault sensing. For example the direct current will flow into the earthing point of the main circuit and the current in the metallic return conductor can be expected to decrease.

Metallic return fault detection examples are illustrated in the following schemes:

- to detect a larger current in the main circuit than in the return circuit (see figure 15, page 115);
- to detect direct current at the grounding point of the main circuit (see figure 15);
- to detect change in alternating current signal superimposed on the return circuit by the a.c. auxiliary power source (see figure 16, page 117).

To shorten the expedited inspection and maintenance time after the faults, a fault locator on the return circuit would be highly desirable.

Detection of an open circuit return conductor should also be considered in the protection scheme.

### 10.4 *Metallic return fault protection systems*

Usually, during balanced bipolar operations it is not necessary to initiate protective sequences for metallic return conductor faults as all of them except permanent and open-circuit faults can be cleared by self-extinguishing actions.

However in monopolar and unbalanced bipolar operations, fault clearing by the main d.c. line protection can be required. Under these modes of operation metallic return fault currents can persist for some time (up to 0,5 seconds), depending on the location of the fault, its current and gap length and wind conditions. Faults near the earthing point can be expected to extinguish rapidly while remote faults will take longer. The self-extinguishing capability of arcing horns becomes more difficult for those faults more distant from the earthed end.

Si le besoin s'en fait sentir, une autre protection pourrait être envisagée pour parer aux arcs indésirables de longue durée et pour éviter des blocages-redémarrages répétés dus à des défauts répétitifs sur le conducteur de retour métallique, comme cela peut se produire fréquemment sur un conducteur isolé à basse tension:

- il est possible d'effectuer l'extinction de l'arc lors d'un défaut sans bloquer les convertisseurs en fermant pour une durée réduite un disjoncteur de circuit continu (MRTB ou TCRM) installé à l'extrémité flottante de sorte que le circuit principal soit mis à la terre aux deux extrémités (voir figure 17, page 116).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-2:1991

An alternative protection against undesirable long lasting arcs and repeated block-restarts due to frequent faults on the metallic return conductor as can often occur on a low voltage insulated conductor might be considered should the need arise:

- Extinguishing of the arc at a fault without blocking of the convertors can be accomplished by closing the d.c. circuit-breaker (MRTB) installed at the floating end for a short time so that the main circuit is earthed at both ends (see figure 17, page 117).

Withdrawn  
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-2:1991

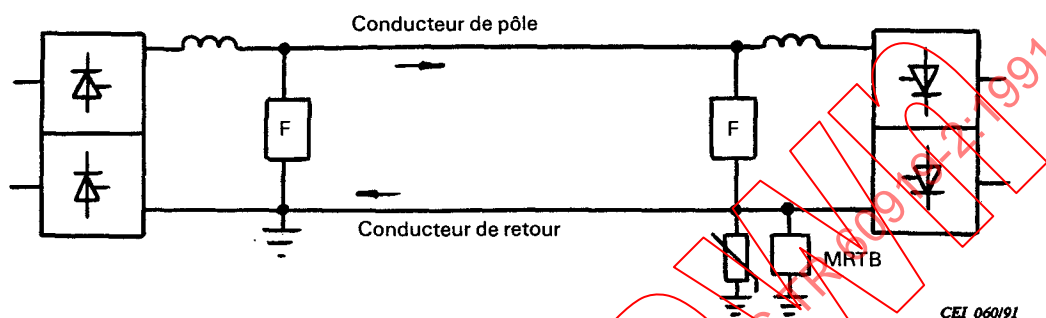


Figure 12 – Système monopolaire avec retour métallique montrant un disjoncteur de transfert de retour métallique (MRTB/TCRM)

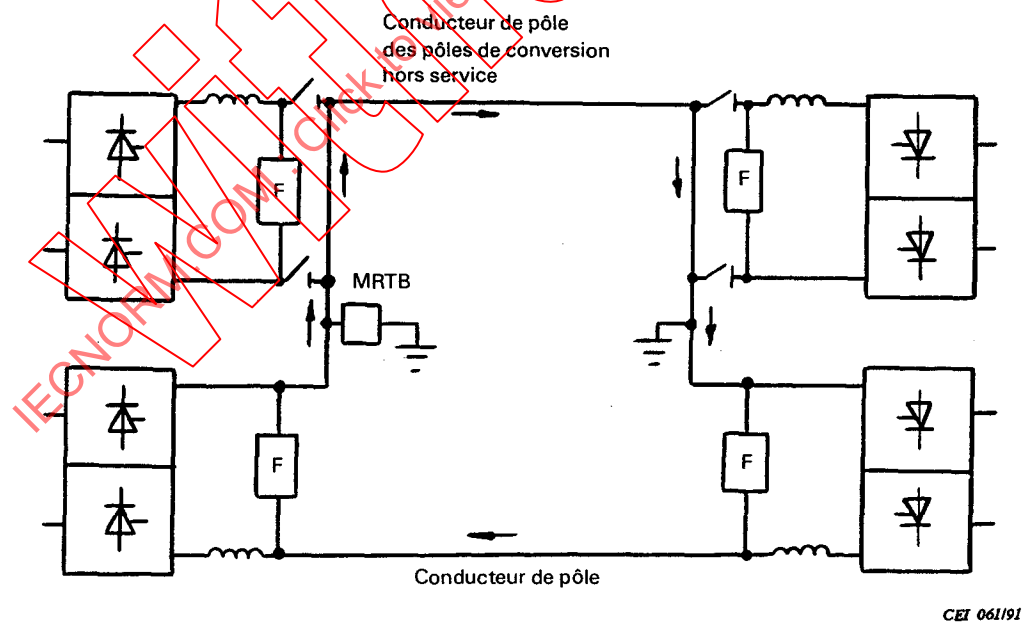


Figure 13 – Fonctionnement monopolaire d'un système bipolaire pendant une défaillance du pôle de conversion

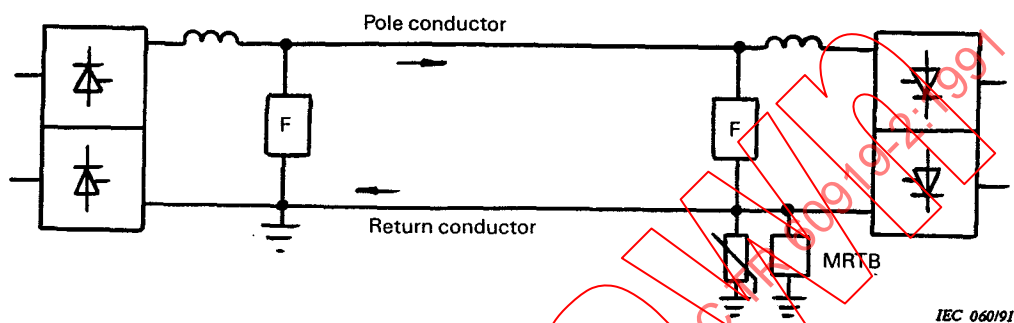


Figure 12 – Monopolar metallic return system showing Metallic Return Transfer Breaker (MRTB)

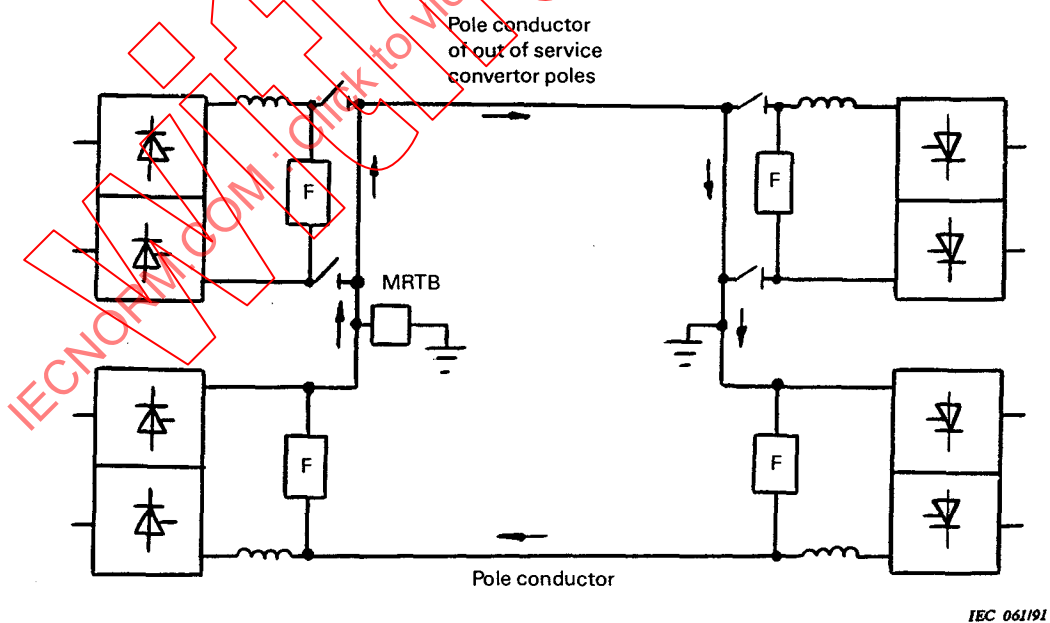


Figure 13 – Monopolar operation of a bipolar system during convertor pole outages

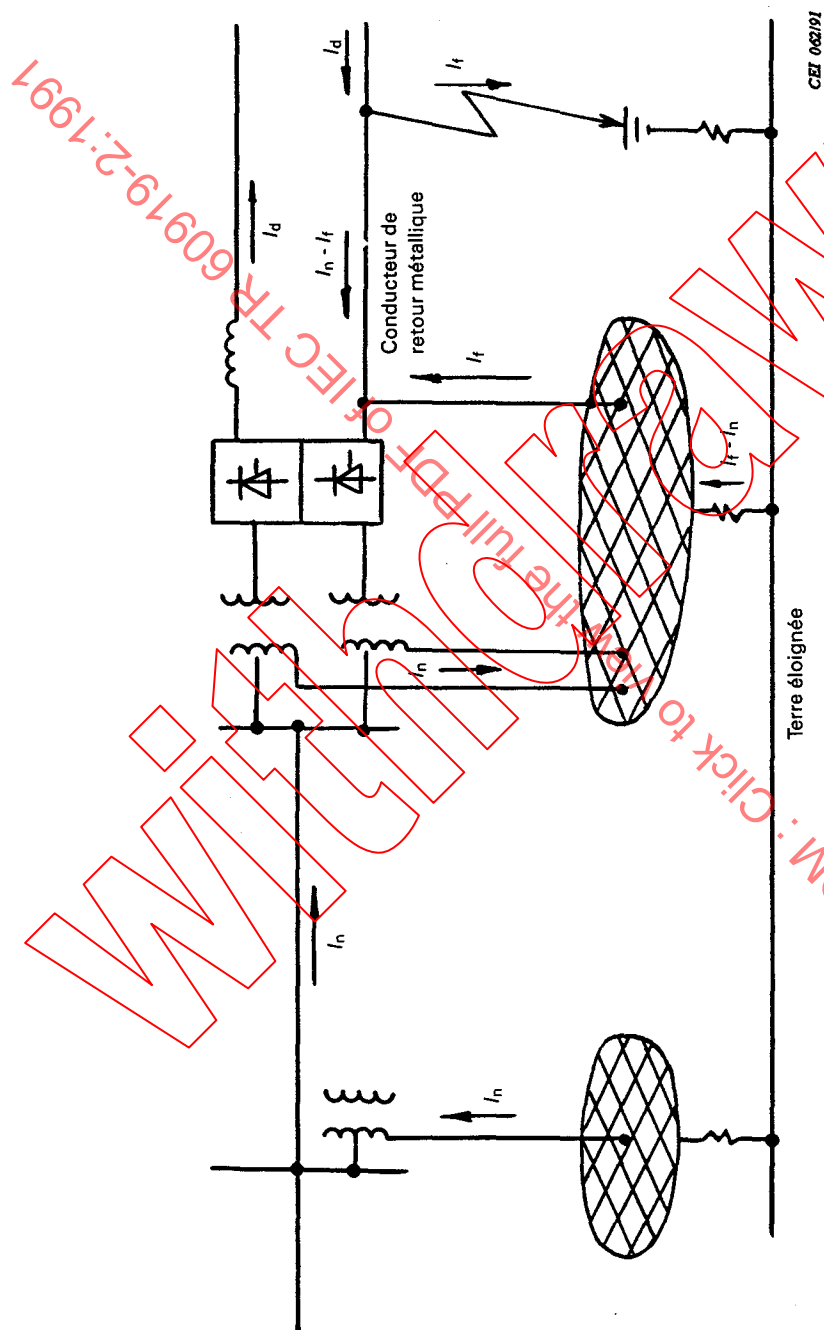


Figure 14 - Courant continu s'écoulant dans le réseau alternatif pendant un défaut du conducteur de retour métallique, alors que la terre de la sous-station CCHT est utilisée pour la mise à la terre du circuit continu

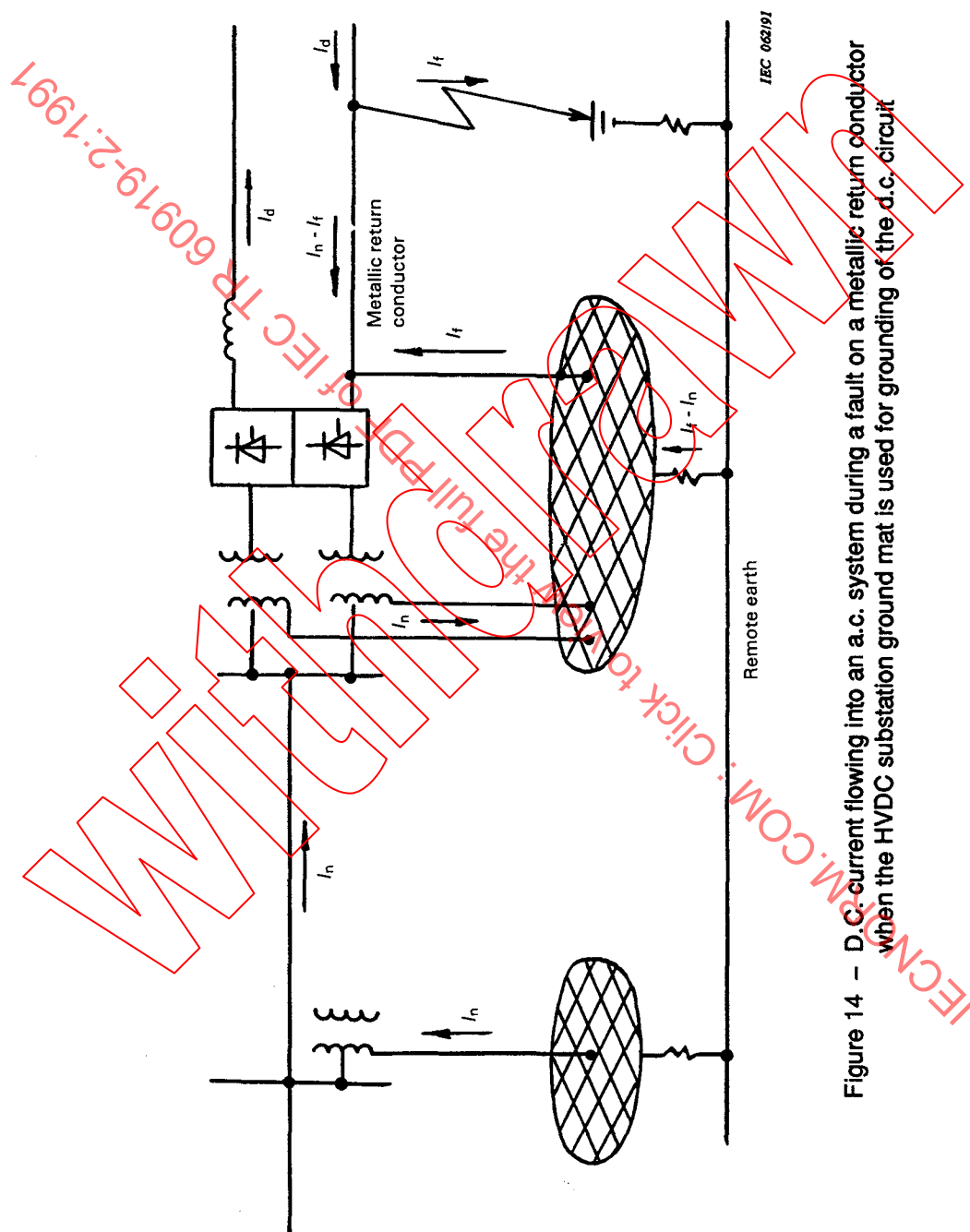


Figure 14 – D.C. current flowing into an a.c. system during a fault on a metallic return conductor when the HVDC substation ground mat is used for grounding of the d.c. circuit

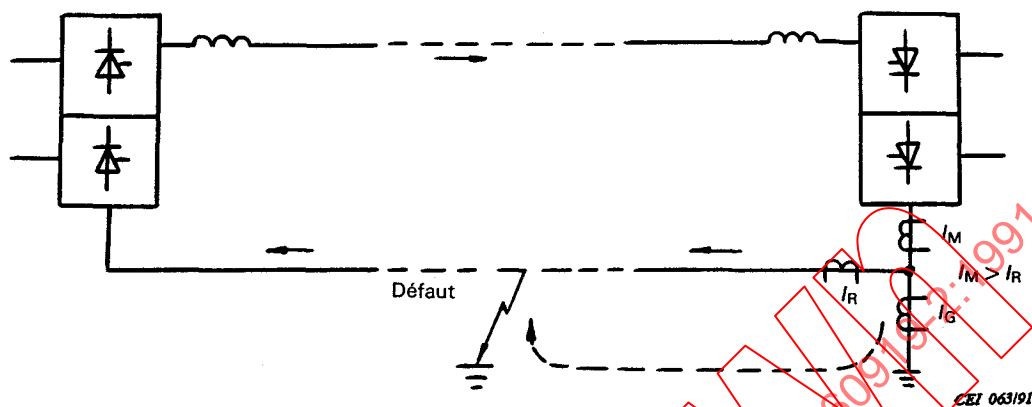


Figure 15a – Défaut à la terre du conducteur de retour métallique

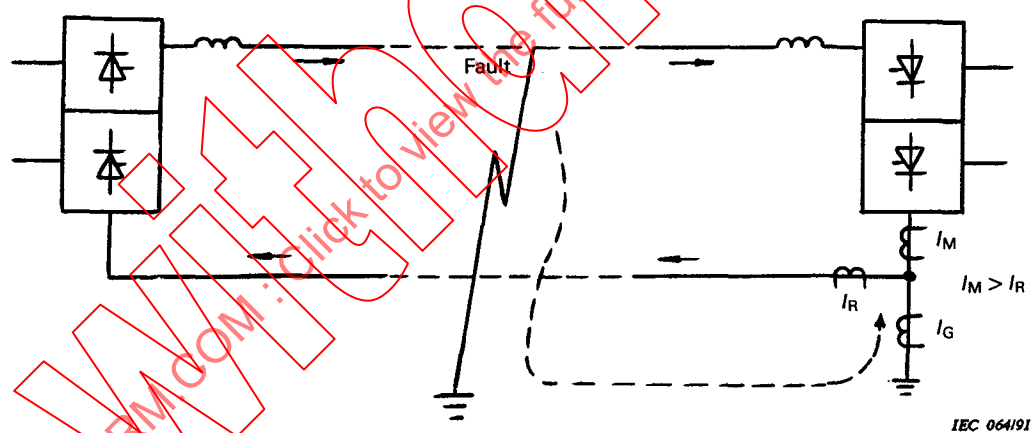


Figure 15b – Défaut à la terre du conducteur de phase

$I_M$  est le courant du conducteur de phase  
 $I_R$  est le courant du conducteur de retour

Figure 15 – Flux du courant à la terre pendant des défauts sur la ligne

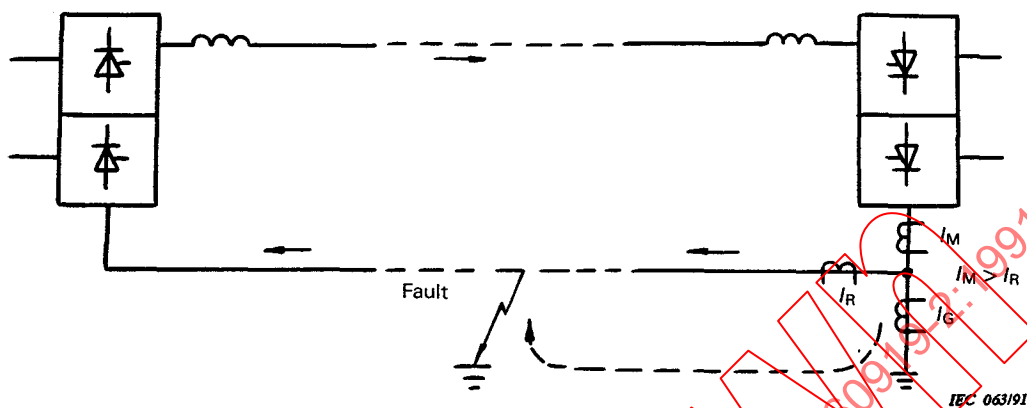


Figure 15a - Metallic return conductor fault to earth

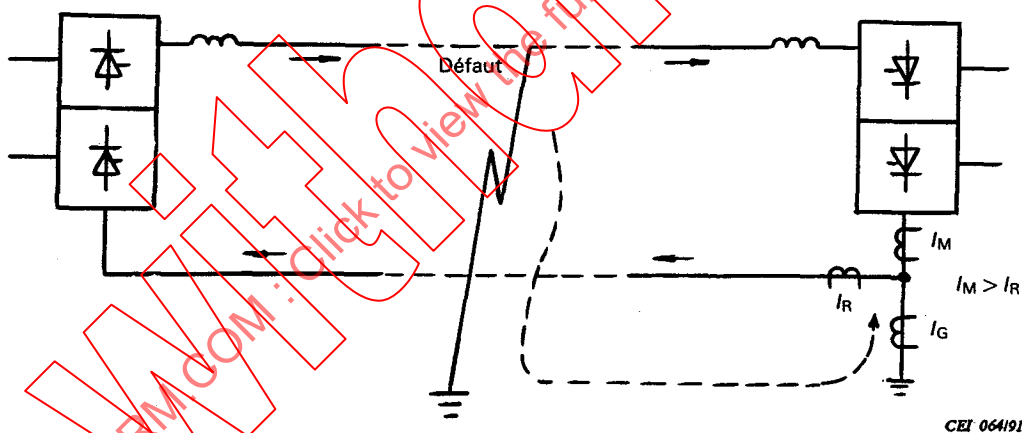


Figure 15b - Main conductor fault to earth

$I_M$  is the current in main conductor  
 $I_R$  is the current in return conductor

Figure 15 - Earth current flowing during line faults

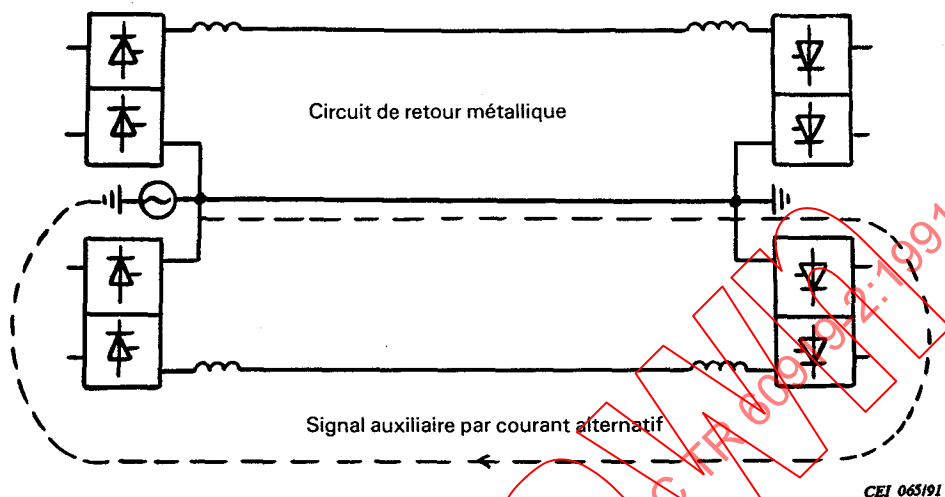


Figure 16 – Exemple de détection des défauts du retour métallique au moyen d'un signal alternatif auxiliaire

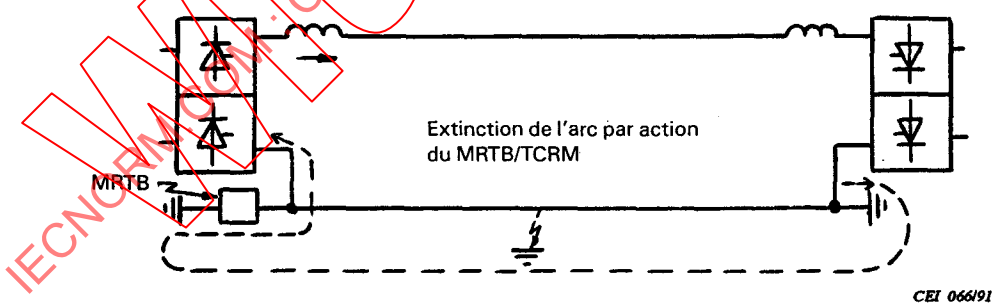
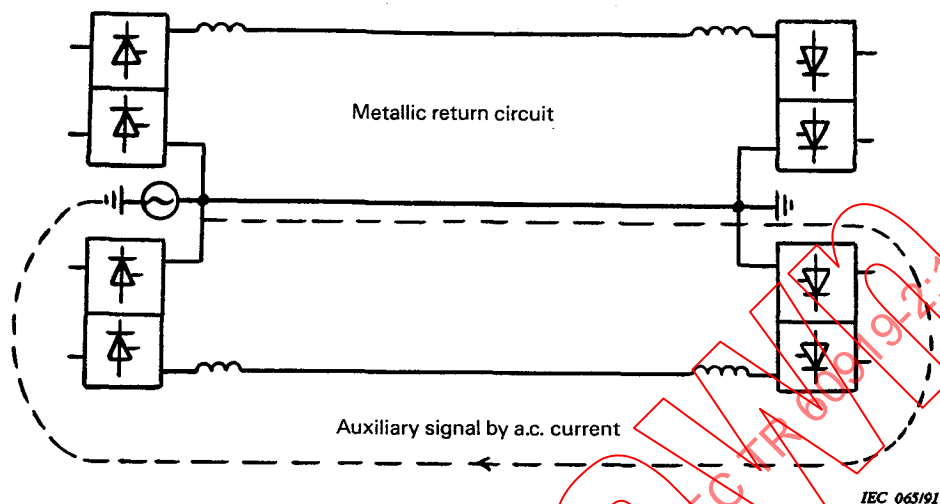
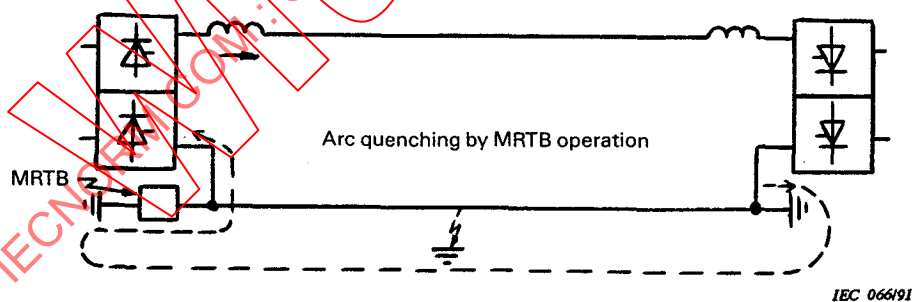


Figure 17 – Exemple d'utilisation du MRTB/TCRM pour éteindre les défauts à la terre du conducteur de retour métallique



IEC 065/91

Figure 16 – Example of metallic return fault detection system by means of auxiliary a.c. signal



IEC 066/91

Figure 17 – Example of use of MRTB to quench fault to earth on metallic return conductor

## 11 Coordination de l'isolement – Systèmes CCHT

### 11.1 Généralités

Il y a lieu que les équipements de sous-station CCHT soient conçus de façon à supporter sans dommage les surtensions qui résultent d'événements ayant lieu dans le réseau alternatif ou sur la liaison à courant continu, ou du fonctionnement défectueux des équipements du convertisseur.

La coordination de l'isolement d'une sous-station CCHT diffère de celle utilisée dans une sous-station à courant alternatif classique, d'abord par la nécessité de prendre en compte des équipements connectés en série, comprenant des parafoudres entre des bornes qui sont en parallèle, et dont les bornes sont à un potentiel éloigné de celui de la terre; ensuite, par l'emploi de différents niveaux d'isolement pour différentes parties de la sous-station.

Les caractéristiques de fonctionnement des valves de conversion, y compris la commande des instants d'amorçage, ainsi que l'installation de filtres importants sur les parties alternative et continue, sont des facteurs importants dans la génération des surtensions.

Les surtensions dans une sous-station CCHT peuvent provenir soit du réseau alternatif, soit de la ligne ou du câble à courant continu, ou encore de défauts internes. Il faut prendre en compte la nature des réseaux alternatif et continu, ainsi que les performances transitoire et dynamique des valves et du contrôle-commande, et envisager les cas de fonctionnement les plus défavorables lors de l'étude des surtensions.

### 11.2 Schéma de protection utilisant des parafoudres

Seuls les parafoudres à oxyde de zinc sans éclateurs sont considérés dans ce rapport pour la protection contre les surtensions des sous-stations CCHT. La figure 18, page 134, montre un système de protection par parafoudre d'une sous-station CCHT connectée à une ligne aérienne à courant continu. La figure 19, page 136, montre un système de protection similaire pour une sous-station dos à dos. La figure 20, page 138, illustre la protection par parafoudre sur le côté alternatif, comprenant les parafoudres de filtres alternatifs. La figure 21, page 140, montre un schéma de protection par parafoudres pour une sous-station CCHT pourvue de convertisseurs connectés en série.

Les parafoudres connectés aux bornes des valves et sur la partie continue sont exposés à différentes combinaisons de tensions alternatives et continues, à des tensions harmoniques et à des surtensions de commutation. Ils doivent être conçus pour supporter les contraintes qui en résultent.

Les caractéristiques du parafoudre doivent souvent être déterminées par une méthode itérative. Les capacités de dissipation d'énergie imposées au parafoudre déterminent sa taille et ses caractéristiques. Ces dernières ont une influence sur le niveau de surtension et les courants de décharge du parafoudre. Les contraintes sur les parafoudres sont abordées en 11.7.

### 11.3 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie alternative

Les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires (voir définition de la CEI 71-1) qui se produisent sur la partie alternative sont importantes pour étudier la mise en oeuvre des parafoudres. Ceux-ci déterminent les niveaux de protection et d'isolement de la partie alternative de la sous-station CCHT. Ils influencent également la coordination de l'isolement des valves.

## 11 Insulation co-ordination – HVDC systems

### 11.1 General

HVDC substation equipment should be designed to withstand without damage overvoltages that may result from events in the a.c. system or the d.c. line or from malfunctions of the convertor equipment.

Insulation co-ordination of an HVDC substation differs from that of a normal a.c. substation, primarily in the need to consider the requirements of series connected equipment involving arresters connected between terminals away from earth potential, and in the use of different insulation levels for different parts of the substation.

The characteristics of the convertor valves, including the control of their firing instants, and the installation of very large filters on both the a.c. and d.c. sides are important factors in the generation of overvoltages.

Overvoltages in an HVDC substation may originate from either the a.c. system or from the d.c. line or cable, or from in-station faults. The nature of the a.c. and d.c. systems shall be taken into account as well as the transient and dynamic performance of the valves and the controls and worst case combinations shall be evaluated when studying overvoltages.

### 11.2 Protection schemes using surge arresters

Only gapless metal-oxide surge arresters are considered in this report for overvoltage protection of HVDC substations. Figure 18, page 135, shows an arrester protection scheme for an HVDC substation connected to an overhead d.c. line. Figure 19, page 137, shows a similar scheme for protection of a back-to-back substation. Figure 20, page 139, illustrates arrester protection on the a.c. side including a.c. filter arresters. Figure 21, page 141, shows an arrester protection scheme for an HVDC substation with series-connected convertors.

The arresters connected across the valves and on the d.c. side are subjected to different combinations of direct and alternating voltages, to harmonic voltages and to commutation overshoots. They should be designed to withstand the resulting stresses.

Arrester requirements shall often be determined through an iterative procedure. Energy absorption requirements imposed on the arrester determine its size and characteristics. These in turn affect the overvoltage level and arrester discharge currents. Arrester stresses are discussed further in 11.7.

### 11.3 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the a.c. side

Switching overvoltages and temporary overvoltages (see definition in IEC 71-1) occurring on the a.c. side are important to the study of arrester applications. They determine the overvoltage protection and insulation levels of the a.c. side of the HVDC substation. They also influence valve insulation co-ordination.

En ce qui concerne le cas particulier de sectionneurs situés entre les transformateurs de conversion et le pont de conversion, il faut prévoir la protection des enroulements de valve du transformateur de conversion lorsque ces sectionneurs sont en position ouverte.

Les surtensions dont il est question dans ce paragraphe sont provoquées par des manoeuvres d'appareil de coupure sur le réseau alternatif et par les défauts décrits dans les articles 3 et 4 de ce rapport.

#### **11.4 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie continue**

A l'exception des surtensions provenant de la partie alternative et transmises par l'intermédiaire des transformateurs de conversion, la coordination de l'isolement de la partie continue contre les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires est essentiellement fonction des surtensions produites par les défauts et les manoeuvres sur cette partie continue.

Les événements à considérer sont les défauts à la terre sur la partie continue, les manoeuvres sur la partie continue, les événements ayant pour résultat l'ouverture de la ligne d'électrode de terre, la génération de tensions alternatives superposées produites par des défauts dans la commande du convertisseur, les ratés d'allumage, les défauts de commutation, les défauts à la terre et les courts-circuits dans l'unité de conversion.

Dans les systèmes comprenant une combinaison de câbles à courant continu et de lignes aériennes, il peut être nécessaire d'utiliser des parafoudres aux bornes des câbles pour les protéger contre les surtensions.

#### **11.5 Surtensions de foudre et à front raide**

Par rapport aux surtensions de foudre, les différentes sections d'une sous-station CCHT doivent être examinées de manière différente. Les sections sont les suivantes:

- poste alternatif situé entre l'entrée de ligne et les bornes côté ligne (primaire) des transformateurs de conversion;
- poste continu situé entre l'entrée de ligne et la borne côté ligne de l'inductance de lissage;
- équipements de conversion situés entre les bornes côté valves des transformateurs de conversion et la borne côté valves de l'inductance de lissage.

La section des équipements de conversion est séparée des deux autres sections au moyen de réactances en série, à savoir, l'inductance de lissage à une extrémité, et la réactance de fuite des transformateurs de conversion à l'autre extrémité. Les ondes mobiles, telles que celles produites par les coups de foudre sur le côté alternatif du transformateur ou sur la ligne continue, avant l'inductance de lissage, sont réduites à une forme comparable à celle des surtensions de manoeuvre grâce à la combinaison des réactances série et des capacités à la terre. Par conséquent, il y a lieu qu'elles soient considérées dans le cadre de la coordination aux surtensions de manoeuvre.

Les sections des postes alternatif et continu sont connectées aux lignes aériennes par l'intermédiaire de connexions à basse impédance. Elles diffèrent des installations conventionnelles de postes par la présence de filtres alternatifs et continus et éventuellement de batteries de condensateur shunt, qui peuvent contribuer à l'atténuation des surtensions.

For the special case of disconnectors located between the convertor transformers and the convertor bridge, protection of the convertor transformer valve windings shall be provided when these disconnectors are in an open position.

Overvoltages discussed in this subclause are generated by the a.c. side switching operations and fault events described in clauses 3 and 4 of this report.

#### **11.4 *Switching overvoltages and temporary overvoltages on the d.c. side***

Except for the a.c. side overvoltages transmitted through the convertor transformers, the d.c. side insulation co-ordination for switching overvoltages and temporary overvoltages is mainly determined by fault and switching generated overvoltages on the d.c. side.

Events that shall be considered are d.c. line-to-earth faults, d.c. side switching operations, events resulting in an open earth electrode line, generation of superimposed a.c. voltages due to faults in the convertor control, misfiring, commutation failures, and earth faults and short-circuits within the convertor unit.

In systems involving a combination of d.c. cables and overhead lines, arresters may be needed at the cable terminations to protect them from overvoltages.

#### **11.5 *Lightning and steep fronted surges***

The different sections of HVDC substations shall be examined in different ways for lightning surges. The sections are:

- a.c. switchyard section from the a.c. line entrance up to the line side terminals of the convertor transformers,
- d.c. switchyard section from the line entrance up to the line side terminal of the smoothing reactor;
- convertor bridge section between the valve side terminals of the convertor transformers and the valve side terminal of the smoothing reactor.

The convertor bridge section is separated from the other two sections by series reactances, i.e., at the one end inductance of the smoothing reactor and at the other end, the leakage reactance of the convertor transformers. Travelling waves such as those caused by lightning strokes on the a.c. side of the transformer or on the d.c. line outside of the smoothing reactor are attenuated by the combination of series reactance and earth capacitance to a shape similar to switching surges. Consequently they should be considered as part of the switching surge co-ordination.

The a.c. and d.c. switchyard sections have low impedance compared with overhead lines. The differences from most conventional a.c. switchyards are from the presence of a.c. filters, d.c. filters and possibly large shunt capacitor banks, all of which may have attenuating effect.

Les surtensions à front raide, en dehors de celles produites par la foudre, doivent également être prises en considération lors de la conception et des essais du matériel de même que pour la coordination de l'isolement. Ces surtensions, produites par les défauts à la terre dans la sous-station CCHT, sont importantes pour la coordination de l'isolement des valves. Ces surtensions ont une durée de front typique de 0,5 µs à 10 µs et, peuvent durer ensuite jusqu'à 10 µs. Il y a lieu que les valeurs et les formes d'ondes à spécifier soient déterminées par des études de simulation numérique.

Dans la section du poste alternatif, les surtensions à front raide ayant une durée de front de 5 ns à 150 ns peuvent aussi être produites par la manoeuvre des sectionneurs à isolation gazeuse. De même, pendant le fonctionnement des disjoncteurs de puissance à SF<sub>6</sub>, peuvent apparaître des surtensions à front raide ayant des durées de front de quelques dizaines de nanosecondes.

### 11.6 Marges de protection

En général, on utilise la méthode conventionnelle de coordination de l'isolement pour l'isolement des sous-stations CCHT. En variante on peut utiliser une méthode statistique pour les isolations autorégénératrices.

La méthode conventionnelle établit la surtension maximale attendue à un endroit donné, sur la base des caractéristiques des surtensions et des dispositifs de protection (parafoudres).

Il convient que le courant maximal circulant dans le parafoudre soit déterminé par ordinateur ou par une étude sur simulateur CCHT. Ce courant maximal, ou bien une valeur plus élevée, est appelé courant de coordination. La tension du parafoudre correspondant à ce courant est le niveau de protection. Pour le cas des surtensions de manoeuvre, cette tension est le niveau de protection aux chocs de manoeuvre (SIPL). La grandeur correspondante pour les surtensions de foudre est le niveau de protection aux chocs de foudre (LIPL).

La surtension maximale supportée par l'équipement est définie par le niveau de protection du parafoudre ou de l'ensemble de parafoudres raccordé à ses bornes, prenant en compte l'influence des connexions entre l'équipement, les parafoudres et la terre.

Lorsque les surtensions maximales ont été déterminées, les niveaux d'isolement correspondants, à savoir la tension de tenue aux chocs de manoeuvre et la tension de tenue aux chocs de foudre, tels que définis par la CEI 71-1, peuvent alors être établis pour l'équipement protégé par parafoudre, en appliquant des marges de protection.

On peut exprimer la marge de protection comme suit:

$$\text{marge} = (\text{facteur de sécurité} - 1) \times 100 \%$$

où le facteur de sécurité est défini par la CEI 71-1 comme étant:

$$\text{facteur de sécurité} = \frac{\text{tension de tenue au choc de foudre ou de manoeuvre}}{\text{surtension maximale}}$$

Steep-fronted surges, other than those caused by lightning, shall also be considered in the equipment design and testing as well as for insulation co-ordination. Such surges, caused by earth faults in the HVDC substation, are important for insulation co-ordination of the valves. These surges typically have a front time of the order 0,5  $\mu$ s to 1,0  $\mu$ s and durations up to 10 microseconds. The values and waveshapes to be specified should be determined by digital simulation studies.

In the a.c. switchyard section, steep fronted surges with front times of 5 ns to 150 ns may also be initiated by operation of disconnectors in gas-insulated switchgear. Also in the operation of SF<sub>6</sub> power circuit breakers, steep front overvoltages with front times of some tens of nanoseconds can appear.

#### 11.6 Protective margins

Conventional procedures for insulation co-ordination are generally applied for insulation in HVDC substations. Alternatively, a statistical procedure can be used for self-restoring insulation.

In the conventional procedure, the maximum overvoltage to be expected at a specific location is established, based on the characteristics of the overvoltages and the protective devices (the surge arresters).

The maximum current through a surge arrester should be established through a digital computer or an HVDC simulator study. The maximum current or a higher value is defined as the co-ordinating current. The voltage across the arrester that corresponds to this current is the protection level. In the case of switching overvoltage it is referred to as the Switching Impulse Protective Level (SIPL). The corresponding quantity for lightning overvoltages is called the Lightning Impulse Protective Level (LIPL).

The maximum overvoltage on the equipment is given by the protective level of the arrester or the arrester combination across the equipment, including the influence of the connections between the equipment, the arresters, and the earth.

When the maximum overvoltages have been determined, the corresponding insulation levels, i.e., the Switching Impulse Withstand Voltage (SIWV) and the Lightning Impulse Withstand Voltage (LIWV) as defined in IEC 71-1 can be established for the equipment to be protected by the surge arresters, taking into account protective margins.

The protective margin can be expressed as:

$$\text{Margin} = (\text{Safety factor} - 1) \times 100 \%$$

where the Safety Factor is defined in IEC 71-1 as:

$$\text{Safety factor} = \frac{\text{Switching or lightning impulse withstand voltage}}{\text{Maximum overvoltage}}$$

La pratique pour les réseaux à CCHT fournit une base pour le choix des marges, et l'expérience fructueuse acquise sur les réseaux à courant continu existants apportent des données complémentaires pour établir les critères de choix de marges. De plus, l'utilisation de parafoudres à oxyde métallique conduit à des niveaux de protection plus cohérents que ceux obtenus avec la technologie antérieure des parafoudres.

Pour les ondes de manoeuvre, on applique en général une marge de 15 % sur les valves. Néanmoins, une marge de 10% a été appliquée pour certaines applications particulières.

Pour les ondes de foudre, on applique en général une marge de 15 % à 20 % sur les valves. Il convient d'appliquer une marge de 15 % à 20 % pour la protection des autres équipements en ce qui concerne les ondes de manoeuvre et une marge de 20 % à 25 % pour les ondes de foudre. L'expérience passée a montré les bons résultats obtenus grâce à l'utilisation de ces marges.

Pour les ondes à front raide ayant des durées de front inférieures ou égales à 0,5  $\mu$ s, une marge de 20 % à 25 % au-dessous du niveau de surtension maximum est appropriée pour les valves et tous les autres équipements. Il convient d'éviter l'application aux valves d'ondes à front extrêmement raide.

Les raisons principales du choix pour les valves d'une marge ou d'un facteur de sécurité plus faible que pour les autres équipements résident dans le fait que les valves sont en général protégées par des parafoudres installés directement à leurs bornes, et que le processus de vieillissement des valves à thyristors est différent de celui des équipements de puissance conventionnels, les transformateurs par exemple, puisque les thyristors défectueux sont remplacés lors de visites de contrôles régulières. Les valves doivent être conçues de telle façon que les isollements autres que les thyristors aient une tenue diélectrique plus élevée, ce qui fournit automatiquement des marges plus importantes.

Il y a lieu de spécifier les valeurs de marge fournies plus haut.

#### 11.7 Fonctions des parafoudres

On se référera aux figures 18 et 19, pages 134 et 136, pour tous les parafoudres désignés dans cet article.

##### 11.7.1 Parafoudres de barres alternatifs ( $A_1$ et $A_2$ )

La partie alternative d'une sous-station CCHT sera généralement protégée par des parafoudres situés au niveau des transformateurs de conversion ( $A_1$ ), et à d'autres endroits selon la configuration de la station ( $A_2$ ). Ces parafoudres sont conçus selon les critères retenus pour les applications conventionnelles des réseaux alternatifs compte tenu de la mise à la terre du réseau, des surtensions de foudre, de manoeuvre et des surtensions temporaires. En raison de la saturation possible des transformateurs de conversion et des résonances à basse fréquence qui peuvent se produire entre les filtres et le réseau alternatif, en particulier pendant l'élimination des défauts, des surtensions élevées et de longue durée peuvent apparaître. Les parafoudres pourront donc être conçus pour une capacité élevée de dissipation d'énergie.

Practice on a.c. systems provides one basis for selecting margins, and the extensive successful experience on existing HVDC systems provides additional data for establishment of criteria for selecting margins. Also the use of metal oxide surge arresters results in more consistent protective levels than was possible with prior arrester technology.

For switching impulse surges, a 15 % margin for the valves has been widely used. However for certain specific applications a 10 % margin has been used.

For lightning impulse surges a 15 % to 20 % margin has been widely used for the valves. Protection of other equipment should apply a 15 % to 20 % margin for switching impulse surges and a 20 % to 25 % margin for lightning impulse surges. Use of these margins in past practice has resulted in successful experience.

For steep front surges with front time less than or equal to  $0.5 \mu\text{s}$  a 20 % to 25 % margin over the maximum overvoltage level is appropriate for valves as well as other equipment. Penetration into the valves of extremely steep front surges should be avoided.

The major reasons for selection of a lower margin or safety factor for the valves than for other equipment are that the valves are usually protected by surge arresters directly connected across them and the ageing process for thyristor valves is different from that of conventional power equipment such as power transformers, because failed thyristors are replaced at the times of regular service inspections. The valves shall be designed such that other insulation than thyristors has higher withstand strength and therefore automatically provides higher margins.

Required levels of protective margins described above should be specified.

### 11.7 Arrester duties

Please refer to figures 18 to 19, pages 135 to 137, for all arrester designations in this discussion.

#### 11.7.1 A.C. bus arresters ( $A_1$ and $A_2$ )

The a.c. side of an HVDC substation will usually be protected by arresters at the converter transformers ( $A_1$ ) and depending on the station configuration at other locations ( $A_2$ ). These arresters are designed according to the criteria for conventional a.c. applications considering network earthing and lightning, switching, and temporary overvoltages. Because of possible saturation of the converter transformers and low frequency resonances between the filters and the a.c. system, in particular at clearing of faults, high overvoltages of long duration may appear. The arresters may then need to be designed for high current and high energy dissipation.

### 11.7.2 *Parafoudres aux bornes des inductances de filtres (FA)*

Les événements à considérer concernant les fonctions du parafoudre de filtre sont les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires sur le jeu de barres alternatif et la décharge du condensateur de filtrage au travers du parafoudre pendant un défaut à la terre sur la barre des filtres. Le premier détermine le niveau de protection requis aux chocs de manoeuvre et le second le niveau de protection aux chocs de foudre ainsi que la capacité de décharge d'énergie nécessaire. Dans certains cas, la nécessité de décharger une quantité importante d'énergie peut survenir en raison des conditions de résonance harmonique de bas rang ou en présence d'harmoniques non caractéristiques de bas rang engendrés par un fonctionnement déséquilibré au cours de défauts alternatifs (voir 4.3.7).

### 11.7.3 *Parafoudres de valve (V)*

En ce qui concerne les fonctions des parafoudres de valve, il faut considérer les événements suivants:

- limitation des surtensions de manoeuvre et des surtensions temporaires provenant de la partie alternative;
- décharge de la ligne continue, du filtre côté courant continu, et des capacités parasites dans le bâtiment des valves suite à un défaut à la terre entre le pont de conversion et le transformateur de conversion situé au potentiel le plus élevé;
- extinction du courant dans un groupe commutant seul;
- décharge des ondes de foudre suite à une défaillance du réseau de garde.

Les trois premiers événements déterminent pour le parafoudre les contraintes apparentées aux chocs de manoeuvre. Cela conduit souvent à des caractéristiques de dissipation d'énergie plus élevées pour ces parafoudres.

Le niveau d'amorçage de protection des valves dans le sens direct doit être coordonné aux caractéristiques de protection des parafoudres. Lorsque le niveau d'amorçage de protection des valves dans le sens direct est plus élevé que les caractéristiques de protection des parafoudres, il y a lieu que cela soit spécifié.

Dans le cas d'un fonctionnement en redresseur avec des unités de conversion connectées en parallèle, un défaut à la terre entre un pont de conversion et le transformateur de conversion situé au potentiel le plus élevé va nécessiter des caractéristiques de dissipation d'énergie plus importantes pour les parafoudres affectés en raison de la participation aux courants de défaut de l'unité de conversion connectée en parallèle.

Il convient que les valves soient conçues de façon à supporter le courant maximal attendu provenant des parafoudres connectés directement en parallèle, dans l'éventualité où les valves sont amorcées alors que le parafoudre est conducteur.

### 11.7.4 *Parafoudres de point milieu (M)*

On a parfois recours à l'utilisation d'un parafoudre de point milieu pour réduire les exigences du niveau d'isolement du côté valve des transformateurs de conversion.

Ses fonctions sont déterminées par l'extinction du courant dans le pont hexaphasé inférieur et par les surtensions de foudre faisant suite à une défaillance du réseau de garde. Les données concernant ce parafoudre sont du même ordre de grandeur que celles des parafoudres de valve.