

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

60919-1

Première édition
First edition
1988-12

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

**Première partie:
Spécification des conditions de fonctionnement
en régime établi**

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

**Part 1:
Steady-state conditions**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60919-1: 1988

Numéros des publications

Depuis le 1^{er} 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 dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- «Site web» de la CEI*
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement
(Catalogue en ligne)*
- **Bulletin de la CEI**
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

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

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux 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*.

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

Numbering

As from 1 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 in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site***
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates
(On-line catalogue)*
- **IEC Bulletin**
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

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*.

* See web site address on title page.

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

60919-1

Première édition
First edition
1988-12

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

**Première partie:
Spécification des conditions de fonctionnement
en régime établi**

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

**Part 1:
Steady-state conditions**

© IEC 1988 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.

International Electrotechnical Commission
Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembé Geneva, Switzerland
e-mail: inmail@iec.ch IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX XB
PRICE CODE

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

SOMMAIRE

	Pages
PRÉAMBULE	8
PRÉFACE	8
Articles	
SECTION UN — GÉNÉRALITÉS	
1. Domaine d'application	10
2. Référence aux autres publications de la CEI	12
SECTION DEUX — SCHÉMA GÉNÉRAL DES SPÉCIFICATIONS DE FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES CCHT EN RÉGIME ÉTABLI	
3. Spécifications de fonctionnement en régime établi	14
SECTION TROIS — TYPES DE SYSTÈMES CCHT	
4. Généralités	14
5. Système de couplage CCHT	16
6. Système CCHT monopolaire à retour par la terre	16
7. Système CCHT monopolaire à retour métallique	18
8. Système CCHT bipolaire	18
9. Système bipolaire à neutre métallique	20
10. Deux groupes de 12 impulsions par pôle	22
11. Disposition des transformateurs de convertisseur	22
12. Considérations relatives aux commutations en courant continu	22
SECTION QUATRE — ENVIRONNEMENT	
13. Renseignements à fournir	24
SECTION CINQ — PUISSANCE, COURANT ET TENSION ASSIGNÉS	
14. Puissance assignée	28
15. Courant assigné	30
16. Tension assignée	30
SECTION SIX — SURCHARGE ET CAPACITÉ DES MATÉRIELS	
17. Surcharge	32
18. Capacité des matériels	34
SECTION SEPT — TRANSFERT MINIMAL DE PUISSANCE ET ÉTAT DE VEILLE À VIDE	
19. Généralités	36
20. Courant minimal	36
21. Fonctionnement sous tension continue réduite	36
22. Etat de veille à vide	38
SECTION HUIT — RÉSEAU ALTERNATIF	
23. Généralités	40
24. Tension alternative	40
25. Fréquence	42
26. Impédance du réseau à la fréquence fondamentale	42
27. Impédance du réseau aux fréquences harmoniques	42
28. Impédance d'onde directe et homopolaire	42
29. Autres sources d'harmoniques	44
30. Résonance subsynchrone	44
SECTION NEUF — PUISSANCE RÉACTIVE	
31. Généralités	44
32. Consommation de puissance réactive du convertisseur	46
33. Echanges de puissance réactive entre le réseau et la sous-station CCHT	46
34. Alimentation en puissance réactive	46
35. Dimension maximale des bancs réactifs commutables	48
SECTION DIX — LIGNE EN COURANT CONTINU, LIGNE D'ÉLECTRODE ET ÉLECTRODE DE TERRE	
36. Généralités	48
37. Ligne(s) aérienne(s)	48

CONTENTS

	Page
FOREWORD	9
PREFACE	9
Clause	
SECTION ONE — GENERAL	
1. Scope	11
2. Reference to other IEC publications	13
SECTION TWO — OUTLINE OF STEADY-STATE HVDC SYSTEM PERFORMANCE SPECIFICATION	
3. Steady-state performance specification	15
SECTION THREE — TYPES OF HVDC SYSTEMS	
4. General	15
5. HVDC back-to-back ties	17
6. Monopolar earth return HVDC system	17
7. Monopolar metallic return HVDC system	19
8. Bipolar HVDC system	19
9. Bipolar metallic neutral system	21
10. Two 12-pulse groups per pole	23
11. Converter transformer arrangements	23
12. D.C. switching considerations	23
SECTION FOUR — ENVIRONMENT	
13. Information to be supplied	25
SECTION FIVE — RATED POWER, CURRENT AND VOLTAGE	
14. Rated power	29
15. Rated current	31
16. Rated voltage	31
SECTION SIX — OVERLOAD AND EQUIPMENT CAPABILITY	
17. Overload	33
18. Equipment capability	35
SECTION SEVEN — MINIMUM POWER TRANSFER AND NO-LOAD STAND-BY STATE	
19. General	37
20. Minimum current	37
21. Reduced direct voltage operation	37
22. No-load stand-by state	39
SECTION EIGHT — A.C. SYSTEM	
23. General	41
24. A.C. voltage	41
25. Frequency	43
26. System impedance at fundamental frequency	43
27. System impedance at harmonic frequencies	43
28. Positive and zero sequence surge impedance	43
29. Other sources of harmonics	45
30. Subsynchronous resonance	45
SECTION NINE — REACTIVE POWER	
31. General	45
32. Converter reactive power consumption	47
33. Reactive power balance with the a.c. system	47
34. Reactive power supply	47
35. Maximum size of switchable var banks	49
SECTION TEN — D.C. LINE, ELECTRODE LINE AND EARTH ELECTRODE	
36. General	49
37. Overhead line(s)	49

Articles	Pages
38. Liaison(s) en câbles	50
39. Ligne de terre	50
40. Electrode de terre	52

SECTION ONZE — FIABILITÉ

41. Généralités	52
42. Interruptions de service	52
43. Périodes horaires (PH)	54
44. Niveau de puissance de base (P_B)	54
45. Indisponibilité d'énergie (IE)	54
46. Disponibilité d'énergie (DE)	56
47. Nombre maximal autorisé d'interruptions de service forcées	56
48. Probabilité statistique des interruptions de service	58

SECTION DOUZE — COMMANDE ET MESURE

49. Objet des circuits de commande	58
50. Structure de la commande	58
51. Réglage des ordres de commande	64
52. Limites du courant	64
53. Redondance du circuit de commande	66
54. Mesures	66

SECTION TREIZE — TÉLÉCOMMUNICATIONS

55. Types de liaisons de télécommunications	66
56. Téléphone	68
57. Courant porteur de ligne (CPL)	68
58. Micro-ondes	68
59. Faisceau hertzien	68
60. Télécommunications optiques	68
61. Classification des données à transmettre	70
62. Télécommunication rapide	70
63. Fiabilité	70

SECTION QUATORZE — ALIMENTATIONS AUXILIAIRES

64. Généralités	72
65. Fiabilité et classification des charges	72
66. Alimentations auxiliaires alternatives	74
67. Batteries et alimentations sans coupure	74
68. Alimentation de secours	76

SECTION QUINZE — BRUIT AUDIBLE

69. Généralités	76
70. Nuisances publiques	78
71. Bruit dans les zones de travail	80

SECTION SEIZE — PERTURBATIONS HARMONIQUES EN COURANT ALTERNATIF

72. Production d'harmoniques du côté courant alternatif	80
73. Filtrage	80
74. Critères de perturbations parasites	82
75. Niveaux d'interférences	84
76. Performance des filtres	86

SECTION DIX-SEPT — PERTURBATIONS HARMONIQUES EN COURANT CONTINU

77. Interférences du côté courant continu	86
78. Performance des filtres continus	90
79. Conditions requises pour les spécifications	92

SECTION DIX-HUIT — INTERFÉRENCES DES COURANTS PORTEURS DE LIGNE

80. Généralités	96
81. Spécification des performances	98

Clause	Page
38. Cable line(s)	51
39. Electrode line	51
40. Earth electrode	53

SECTION ELEVEN — RELIABILITY

41. General	53
42. Outage	53
43. Period hours (<i>PH</i>)	55
44. Base-power level (<i>P_B</i>)	55
45. Energy unavailability (<i>EU</i>)	55
46. Energy availability (<i>EA</i>)	57
47. Maximum permitted number of forced outages	57
48. Statistical probability of outages	59

SECTION TWELVE — CONTROL AND METERING

49. Control objectives	59
50. Control structure	59
51. Control order settings	65
52. Current limits	65
53. Control circuit redundancy	67
54. Metering	67

SECTION THIRTEEN — TELECOMMUNICATION

55. Types of telecommunication links	67
56. Telephone	69
57. Power line carrier (PLC)	69
58. Microwave	69
59. Radio link	69
60. Optical telecommunication	69
61. Classification of data to be transmitted	71
62. Fast response telecommunication	71
63. Reliability	71

SECTION FOURTEEN — AUXILIARY POWER SUPPLIES

64. General	73
65. Reliability and load classification	73
66. A.C. auxiliary supplies	75
67. Batteries and uninterruptible supplies (UPS)	75
68. Emergency supply	77

SECTION FIFTEEN — AUDIBLE NOISE

69. General	77
70. Public nuisance	79
71. Noise in working areas	81

SECTION SIXTEEN — HARMONIC INTERFERENCE — A.C.

72. A.C. side harmonic generation	81
73. Filters	81
74. Interference disturbance criteria	83
75. Levels for interference	85
76. Filter performance	87

SECTION SEVENTEEN — HARMONIC INTERFERENCE — D.C.

77. D.C. side interference	87
78. D.C. filter performance	91
79. Specification requirements	93

SECTION EIGHTEEN — POWER LINE CARRIER INTERFERENCE

80. General	97
81. Performance specification	99

Articles	Pages
SECTION DIX-NEUF — PERTURBATIONS RADIOÉLECTRIQUES	
82. Interférences radioélectriques (<i>IRE</i>) résultant des réseaux CCHT	100
83. Considérations sur la spécification des interférences radioélectriques	100
SECTION VINGT — PERTES	
84. Généralités	102
85. Principales sources de pertes	104
SECTION VINGT ET UN — DISPOSITIONS À PRENDRE POUR L'EXTENSION DES SYSTÈMES CCHT	
86. Généralités	106
87. Spécifications concernant les extensions	106
FIGURES	110

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-1:1988
 Withdrawing

Clause	Page
SECTION NINETEEN — RADIO INTERFERENCE	
82. Radio interference (<i>RI</i>) from HVDC systems	101
83. <i>RI</i> performance specification considerations	101
SECTION TWENTY — LOSSES	
84. General	103
85. Main contributing sources	105
SECTION TWENTY-ONE — PROVISIONS FOR EXTENSIONS TO THE HVDC SYSTEMS	
86. General	107
87. Specification for extensions	107
FIGURES	110

Withdrawing
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-1:1988

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT)

Première partie: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi

PRÉAMBULE

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

PRÉFACE

Le présent rapport a été établi par le Sous-Comité 22F de la CEI: 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)10	22F(BC)11

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

Publication citée dans le présent rapport:

Norme ISO 1996/1(1982): Acoustique – Caractérisation et mesurage du bruit de l'environnement, Partie 1: Grandeurs et méthodes fondamentales.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE D.C. (HVDC) SYSTEMS**Part 1: Steady-state conditions**

FOREWORD

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

PREFACE

This report has been prepared by IEC Sub-Committee 22F: Converters 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)10	22F(CO)11

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

Publication quoted in the present report:

ISO Standard 1996/1 (1982): Acoustics – Description and measurement of environmental noise, Part 1: Basic quantities and procedures

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT)

Première partie: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi

SECTION UN — GÉNÉRALITÉS

1. Domaine d'application

Le présent rapport fournit des indications générales sur les conditions de fonctionnement des systèmes CCHT en régime établi. Il se rapporte aux conditions de fonctionnement en régime établi des systèmes CCHT à deux extrémités, utilisant des convertisseurs à 12 impulsions comprenant des ponts de Graetz hexaphasés (voir la figure 1), mais il ne couvre pas les systèmes de transmission CCHT multiterminaux. Les deux convertisseurs sont supposés utiliser des valves à thyristors en tant que valves semi-conductrices principales et permettre le transport d'énergie dans les deux sens. Les valves à diodes ne sont pas considérées dans ce rapport.

Le présent rapport, qui couvre le fonctionnement en régime établi, sera suivi de rapports annexes concernant le fonctionnement dynamique et le fonctionnement transitoire. Ces trois aspects devraient être pris en considération pour l'établissement des spécifications des systèmes CCHT à deux extrémités.

Il importe que la différence entre les spécifications de fonctionnement d'un système et les spécifications de fabrication de chaque composant de ce système soit présente à l'esprit du lecteur. Les spécifications des matériels et les conditions d'essai ne sont pas définies dans ce rapport. Les questions concernant les conditions détaillées de fonctionnement sismique sont également exclues du présent rapport. En outre, du fait qu'il existe de nombreuses variantes entre les divers systèmes CCHT possibles, ceux-ci ne sont pas étudiés ici en détail et il ne conviendra pas d'utiliser directement ce rapport en tant que spécification d'un projet particulier, mais bien plutôt comme base d'un cahier des charges spécifiquement étudié pour répondre aux conditions réelles d'un système.

On établit souvent les spécifications de fonctionnement sous forme d'un tout, couvrant les deux sous-stations CCHT d'un système particulier. On peut également spécifier et acheter séparément certaines parties d'un système CCHT. En pareil cas, il convient de coordonner avec soin l'emploi de chaque partie selon les conditions générales de fonctionnement prévues pour le système CCHT, et de définir clairement l'interface de chaque composant avec l'ensemble du système. Au nombre de ces composants, donnés ici par ordre de facilité relative de traitement séparé et de définitions d'interface, on peut citer:

- a) la ligne à courant continu, la ligne de terre et la ligne d'électrode,
- b) le circuit de télécommunications,
- c) le bâtiment du convertisseur, les fondations et autres travaux de génie civil,
- d) l'alimentation de puissance réactive, comprenant les bancs de condensateurs shunt, les inductances shunt, les compensateurs synchrones et statiques var,
- e) les filtres côté réseau alternatif,
- f) les filtres côté réseau continu,
- g) les réseaux auxiliaires,
- h) l'appareillage à courant alternatif,
- i) l'appareillage à courant continu,

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

Part 1: Steady-state conditions

SECTION ONE — GENERAL

1. Scope

This report provides general guidance on the steady-state performance requirements of HVDC systems. It concerns the steady-state performance of two-terminal HVDC systems utilizing 12-pulse convertor units comprised of three-phase bridge (double way) connections (see Figure 1), but it does not cover multi-terminal HVDC transmission systems. Both terminals are assumed to use thyristor valves as the main semiconductor valves and to have power flow capability in both directions. Diode valves are not considered in this report.

This report, which covers steady-state performance, will be followed by additional reports for dynamic performance and transient performance. All three aspects should be considered when preparing two-terminal HVDC system specifications.

The difference between system performance specifications and equipment design specifications for individual components of a system should be realized. Equipment specifications and testing requirements are not defined in this report. Also excluded from this report are detailed seismic performance requirements. In addition, because there are many variations between different possible HVDC systems this report does not consider these in detail; consequently it should not be used directly as a specification for a particular project, but rather to provide the basis for an appropriate specification tailored to fit actual system requirements.

Frequently performance specifications are prepared as a single package for the two HVDC substations in a particular system. Alternatively, some parts of the HVDC system can be separately specified and purchased. In such cases, due consideration should be given to coordination of each part with the overall HVDC system performance objectives and the interface of each with the system should be clearly defined. Typical of such parts, listed in the appropriate order of relative ease for separate treatment and interface definition, are:

- a) d.c. line, electrode line and earth electrode,
- b) telecommunication system,
- c) convertor building, foundations and other civil engineering work,
- d) reactive power supply including a.c. shunt capacitor banks, shunt reactors, synchronous and static var compensators,
- e) a.c. filters,
- f) d.c. filters,
- g) auxiliary systems,
- h) a.c. switchgear,
- i) d.c. switchgear,

- j) les inductances de lissage,
- k) les transformateurs de convertisseur,
- l) les parafoudres,
- m) les valves et leurs auxiliaires,
- n) les systèmes de commande et de protection.

Note. — Les deux derniers points sont les plus difficiles à séparer et, en fait, il est déconseillé de le faire.

2. Référence aux autres publications de la CEI

Publication 27-2A: (1975)	Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique, Deuxième partie: Télécommunications et électronique. Premier complément.
Publication 50:	Vocabulaire Electrotechnique International (VEI).
Publication 50(11): (1956)	Chapitre 11: Convertisseurs statiques. (Cette publication a été remplacée par la Publication 50(551) (1982); Chapitre 551: Electronique de puissance.)
Publication 50(37): (1966)	Chapitre 37: Equipements de commande et de régulation automatique. (Cette publication a été remplacée par la Publication 50(351).)
Publication 50(131): (1978)	Chapitre 131: Circuits électriques et magnétiques.
Publication 50(351): (1975)	Chapitre 351: Commande et régulation automatiques.
Publication 50(441): (1984)	Chapitre 441: Appareillage et fusibles.
Publication 50(601): (1985)	Chapitre 601: Production, transport et distribution de l'énergie électrique — Généralités.
Publication 50(602): (1983)	Chapitre 602: Production, transport et distribution de l'énergie électrique — Production.
Publication 50(603): (1986)	Chapitre 603: Production, transport et distribution de l'énergie électrique — Planification et conduite des réseaux.
Publication 50(605): (1983)	Chapitre 605: Production, transport et distribution de l'énergie électrique — Postes.
Publication 50(902): (1973)	Chapitre 902: Perturbations radioélectriques.
Publication 76-4: (1976)	Transformateurs de puissance, Quatrième partie: Prises et connexions.
Publication 99-1: (1970)	Parafoudres, Première partie: Parafoudres à résistance variable pour réseaux à courant alternatif.
Publication 117:	Symboles graphiques recommandés. (Cette publication a été remplacée par la Publication 617.)
Publication 146: (1973)	Convertisseurs à semiconducteurs.
Publication 146-4: (1986)	Quatrième partie: Méthode de spécification des performances et procédures d'essais des alimentations sans interruption.
Publication 147:	Valeurs limites et caractéristiques essentielles des dispositifs à semiconducteurs et principes généraux des méthodes de mesure.
Publication 148: (1969)	Symboles littéraux pour les dispositifs à semiconducteurs et les microcircuits intégrés.
Publication 214: (1976)	Changeurs de prises en charge.
Publication 271: (1974)	Liste des termes de base, définitions et mathématiques applicables à la fiabilité.

- j) d.c. reactors,
- k) convertor transformers,
- l) surge arresters,
- m) valves and their ancillaries,
- n) control and protection systems.

Note. – The last two items are the most difficult to separate and in fact separation of these two may be inadvisable.

2. Reference to other IEC publications

- | | |
|--------------------------------|--|
| Publication 27-2A:
(1975) | Letter symbols to be used in electrical technology, Part 2: Telecommunications and electronics. First supplement. |
| Publication 50: | International Electrotechnical Vocabulary (IEV). |
| Publication 50(11):
(1956) | Chapter 11: Static convertors. (This publication has been superseded by Publication 50(551) (1982): Chapter 551: Power electronics.) |
| Publication 50(37):
(1966) | Chapter 37: Automatic controlling and regulating systems. (This publication has been superseded by Publication 50(351).) |
| Publication 50(131):
(1978) | Chapter 131: Electric and magnetic circuits. |
| Publication 50(351):
(1975) | Chapter 351: Automatic control. |
| Publication 50(441):
(1984) | Chapter 441: Switchgear, controlgear and fuses. |
| Publication 50(601):
(1985) | Chapter 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General. |
| Publication 50(602):
(1983) | Chapter 602: Generation, transmission and distribution of electricity – Generation. |
| Publication 50(603):
(1986) | Chapter 603: Generation, transmission and distribution of electricity – Power system planning and management. |
| Publication 50(605):
(1983) | Chapter 605: Generation, transmission and distribution of electricity – Substations. |
| Publication 50(902):
(1973) | Chapter 902: Radio interference. |
| Publication 76-4:
(1976) | Power transformers, Part 4: Tappings and connections. |
| Publication 99-1:
(1970) | Lightning arresters, Part 1: Non-linear resistor type arresters for a.c. systems. |
| Publication 117:
(1973) | Recommended graphical symbols. (This publication has been superseded by Publication 617.) |
| Publication 146:
(1973) | Semiconductor convertors. |
| Publication 146-4:
(1986) | Part 4: Method of specifying the performance and test requirements of uninterruptible power systems. |
| Publication 147: | Essential ratings and characteristics of semiconductor devices and general principles of measuring methods. |
| Publication 148:
(1969) | Letter symbols for semiconductor devices and integrated microcircuits. |
| Publication 214:
(1976) | On-load tap-changers. |
| Publication 271:
(1974) | List of basic terms, definitions and related mathematics for reliability. |

Publication 272: (1968)	Considérations préliminaires sur la fiabilité. (Cette publication a été remplacée par la Publication 300.)
Publication 300: (1984)	Gestion de la fiabilité et de la maintenabilité.
Publication 354: (1972)	Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile.
Publication 542: (1976)	Guide d'application pour changeurs de prises en charge.
Publication 551: (1987)	Détermination des niveaux de bruit des transformateurs et des bobines d'inductance.
Publication 605-1: (1978)	Essai de fiabilité des équipements, Première partie: Prescriptions générales.
Publication 606: (1978)	Guide d'application pour les transformateurs de puissance.
Publication 617: (1978)	Symboles graphiques pour schémas.
Publication 633: (1978)	Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension.
Publication 651: (1979)	Sonomètres.
Publication 700: (1981)	Essais des valves à semiconducteurs pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension.

SECTION DEUX — SCHÉMA GÉNÉRAL DES SPÉCIFICATIONS DE FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES CCHT EN RÉGIME ÉTABLI

3. Spécifications de fonctionnement en régime établi

Une spécification complète des conditions de fonctionnement d'un système CCHT en régime établi devrait tenir compte des sections trois à vingt et un du présent rapport.

Etant donné que ces équipements sont généralement définis et achetés séparément, la ligne à courant continu, la ligne d'électrode et l'électrode de terre (voir la section dix) ne sont incluses qu'en raison de leur influence sur le fonctionnement du système CCHT.

Pour les besoins de ce rapport, on suppose qu'une sous-station CCHT se compose d'un ou plusieurs convertisseurs montés ensemble en un seul emplacement, avec les bâtiments, les inductances, les filtres, l'alimentation de puissance réactive, les commandes, les systèmes de surveillance et de protection et les matériels de mesure et auxiliaires. Bien que les sous-stations à courant alternatif ne soient pas étudiées ici, les filtres à courant alternatif et les sources de puissance réactive y sont inclus, bien qu'ils puissent être connectés sur des barres séparées de la sous-station CCHT comme indiqué dans la section seize.

SECTION TROIS — TYPES DE SYSTÈMES CCHT

4. Généralités

Il convient que cette partie de la spécification inclue les données de base suivantes:

- des renseignements d'ordre général concernant l'emplacement des sous-stations CCHT et l'objectif du projet;
- le type de système requis, avec un schéma unifilaire simplifié;
- le nombre de convertisseurs à 12 impulsions;
- les indications pertinentes résultant de l'examen de la présente section.

Publication 272: (1968)	Preliminary reliability considerations. (This publication has been superseded by Publication 300.)
Publication 300: (1984)	Reliability and maintainability management.
Publication 354: (1972)	Loading guide for oil-immersed transformers.
Publication 542: (1976)	Application guide for on-load tap-changers.
Publication 551: (1976)	Measurement of transformer and reactor sound levels.
Publication 605-1: (1978)	Equipment reliability testing, Part 1: General requirements.
Publication 606: (1978)	Application guide for power transformers.
Publication 617:	Graphical symbols for diagrams.
Publication 633: (1978)	Terminology for high-voltage direct current transmission.
Publication 651: (1979)	Sound level meters.
Publication 700: (1981)	Testing of semiconductor valves for high-voltage d.c. power transmission.

SECTION TWO — OUTLINE OF STEADY-STATE HVDC SYSTEM PERFORMANCE SPECIFICATION

3. Steady-state performance specification

A complete steady-state performance specification for a HVDC system should consider Sections Three to Twenty-One of this report.

Since the equipment items are usually separately specified and purchased, the d.c. line, electrode line and earth electrode (see Section Ten) are included only because of their influence on the HVDC system performance.

For the purpose of this report, an HVDC substation is assumed to consist of one or more converter units installed in a single location together with buildings, reactors, filters, reactive power supply, control, monitoring, protective, measuring and auxiliary equipment. While there is no discussion of a.c. switching substations in this report, a.c. filters and reactive power sources are included, although they may be connected to an a.c. bus separate from the HVDC substation, as discussed in Section Sixteen.

SECTION THREE — TYPES OF HVDC SYSTEMS

4. General

This part of the specification should include the following basic data:

- general information on the location of the HVDC substations and the purpose of the project;
- type of system needed, including a simple one-line diagram;
- the number of 12-pulse converter units;
- pertinent information derived from the discussion in this section.

D'une manière générale, dans les études de projets du type examiné dans ce rapport, il convient de tenir compte des considérations économiques, des coûts d'investissements, du coût des pertes et des autres dépenses annuelles prévues.

5. Système de couplage CCHT (figure 2)

Avec cette disposition, il n'y a pas de ligne de transport du courant continu et les deux convertisseurs sont situés dans un même emplacement. Les valves des deux convertisseurs peuvent se trouver dans une même salle ou même dans une structure intégrée. De même, de nombreux autres appareils liés aux convertisseurs, tels que le système de commande, le matériel de refroidissement, les auxiliaires, etc., peuvent se situer dans une zone particulière ou s'inclure dans une configuration commune aux deux convertisseurs. La configuration des circuits peut varier. On en verra des exemples en figure 2. Le rendement et l'économie de ces configurations diffèrent et doivent être évalués. Les filtres continus ne sont pas nécessaires.

Les valeurs assignées de tension et de courant pour une puissance assignée donnée devront être optimisées pour obtenir le plus faible coût des convertisseurs, y compris le coût estimé des pertes. Ainsi, en règle générale, sans avoir à tenir compte des pertes en ligne, la tension assignée sera faible et le courant assigné élevé par comparaison avec des projets qui incluent des lignes aériennes et des câbles. L'utilisateur n'a généralement pas besoin de préciser les valeurs assignées de la tension et du courant continu, à moins qu'il n'ait des raisons particulières de le faire, par exemple pour la compatibilité avec un poste existant, en prévision d'une extension future ou pour toute autre raison. L'économie exige que chaque convertisseur soit, en général, un convertisseur à 12 impulsions. Lorsque les critères de fonctionnement exigent que la perte d'un convertisseur ne provoque pas la perte de capacité de la puissance totale, les sous-stations CCHT importantes pourraient comporter deux ou plusieurs systèmes de couplage. Pour cela, on peut, pour des raisons d'économie, placer une partie des matériels dans la même zone, ou même les intégrer physiquement entre les systèmes de couplage.

6. Système CCHT monopolaire à retour par la terre (figure 3)

Des considérations économiques mènent souvent à l'adoption d'un système monopolaire à retour par la terre, en particulier pour la transmission par câble, qui est souvent coûteuse. La configuration à retour par la terre monopolaire pourrait également servir de première étape pour la mise en place d'un schéma bipolaire. Les aménagements monopolaires peuvent comprendre une ou plusieurs unités à 12 impulsions en série ou en parallèle aux extrémités de la ligne de transport du CCHT (figures 4 et 5). On pourrait utiliser plus d'une unité à 12 impulsions:

- a) pour assurer une capacité de transport partiel pendant une interruption de service du convertisseur;
- b) pour compléter le projet par étapes;
- c) à cause de limitations physiques dues au transport des transformateurs.

Cette disposition nécessite une ou plusieurs inductances de lissage à chaque extrémité de la ligne aérienne ou du câble CCHT; on les place généralement du côté haute tension. Néanmoins, on peut placer les inductances de lissage du côté terre si le rendement obtenu est acceptable. Si la ligne est aérienne, il faudra probablement des filtres à courant continu à chaque extrémité (voir section dix-sept). On aura également besoin d'une ligne de terre et d'une électrode de terre à fonctionnement continu aux deux extrémités de la transmission, ce qui oblige à prendre en considération des questions telles que la corrosion, les effets du champ magnétique, etc.

Generally, in studies of projects of the types discussed in this report, economic considerations should take into account the capital costs, the cost of losses and other expected annual expenses.

5. HVDC back-to-back ties (Figure 2)

In this arrangement there is no d.c. transmission line and both convertors are located at one site. The valves for both convertors may be located in one valve hall, or even in one integrated structure. Similarly, many other items for the two convertors, such as the control system, cooling equipment, auxiliary system, etc., may be located in one area or even integrated in layout into configurations common to the two convertors. Circuit configurations may vary. Examples are given in Figure 2. The performance and economics of these configurations differ and must be evaluated. D.C. filters are not needed.

The voltage and current ratings for a given power rating should be optimized to achieve the lowest convertor cost, including the evaluated cost of losses. As a rule then, with no line losses to consider, the voltage rating will be low and the current rating high in comparison with schemes which include overhead lines and cables. Ordinarily the user does not need to specify the direct voltage and current ratings, unless there are specific reasons to do so, for example for compatibility with an already existing station, to provide for a future extension or for some other reason. Economics dictate that each convertor will usually be a 12-pulse convertor unit. Where operating criteria require that loss of one convertor unit will not cause loss of full power capability, large HVDC substations could be comprised of two or more back-to-back ties. For this, some of the equipment of the back-to-back ties can for economic reasons be located in the same area or even physically integrated.

6. Monopolar earth return HVDC system (Figure 3)

Cost considerations often lead to adoption of a monopolar earth return system, particularly for cable transmission which may be expensive. The monopolar earth return configuration might also be the first stage in development of a bipolar scheme. Monopolar arrangements may include one or more 12-pulse units in series or in parallel at the ends of the HVDC transmission (Figures 4 and 5). More than one 12-pulse unit might be used:

- a) to ensure partial transmission capacity during convertor unit outages;
- b) to complete the project in stages;
- c) because of physical limitations of transformer transport.

This arrangement requires one or more d.c. reactors at each end of the HVDC overhead line or cable; these are usually located on the high voltage side. However, the d.c. reactors may be located on the earth side if the resulting performance is acceptable. If the line is overhead, d.c. filters are likely to be needed at each end (see Section Seventeen). It also requires an electrode line and a continuously operable earth electrode at the two ends of the transmission which involves consideration of issues such as corrosion, magnetic field effects, etc.

7. Système CCHT monopolaire à retour métallique (figure 6)

On utilisera généralement cette configuration:

- a) comme première étape dans la construction d'un réseau bipolaire, et lorsqu'un débit de courant de terre à long terme n'est pas nécessaire pendant la période intérimaire, ou
- b) si la longueur de la ligne de transport est suffisamment courte pour que la construction de lignes de terre et d'électrodes de terre soit non économique et indésirable, ou
- c) si la résistivité de terre est suffisamment élevée pour imposer une charge économique inacceptable.

Ce système utilise un conducteur haute tension et un conducteur basse tension. Le neutre est relié, dans l'une des deux sous-stations CCHT, à la terre de celle-ci ou encore à la prise de terre associée. Le neutre de l'autre sous-station CCHT est relié à la terre de celle-ci, soit par un condensateur, soit par un parafoudre, ou les deux.

Il faut des inductances de lissage aux deux extrémités du conducteur haute tension. On peut cependant monter l'inductance de lissage du côté terre si le résultat obtenu est satisfaisant. On peut avoir besoin de filtres à courant continu si la ligne continue est aérienne.

Si cette configuration représente la première étape d'un système bipolaire, on pourrait isoler son conducteur neutre pour la tension à ce stade du développement.

8. Système CCHT bipolaire (figures 7 et 8)

C'est la disposition la plus communément adoptée lorsqu'une ligne de transport à courant continu relie deux sous-stations CCHT. Elle équivaut effectivement à un double circuit de transmission alternatif. Elle réduit les perturbations harmoniques de la ligne continue comparativement à un fonctionnement monopolaire et elle maintient le courant de terre à une faible valeur. Deux schémas monopolaires associés forment un schéma bipolaire.

Pour que le courant circule dans une direction, l'un des pôles est positif par rapport à la terre et l'autre est négatif. Pour le faire circuler dans l'autre sens, on inverse les polarités des deux pôles. Lorsque les deux pôles sont en fonctionnement, on peut maintenir à une très faible valeur le courant de déséquilibre circulant dans la terre.

Cette configuration permet plusieurs modes de fonctionnement de secours. C'est pourquoi on tiendra compte, dans la spécification, des conditions requises suivantes:

- a) Pendant une interruption de service d'un pôle de la ligne de transmission CCHT l'équipement convertisseur de l'autre pôle devra pouvoir fonctionner en permanence avec retour à la terre.
- b) Si une circulation du courant de terre à long terme est indésirable, et si le pôle de ligne défectueux conserve un certain pouvoir d'isolation à basse tension, le réseau bipolaire devra pouvoir fonctionner en mode monopolaire à retour métallique (figure 8). Pour passer à ce mode de fonctionnement de secours, on connecte d'abord le conducteur du pôle coupé en parallèle avec le trajet de terre, puis on interrompt celui-ci pour transférer le courant au trajet métallique (par le conducteur du pôle coupé). Le transfert sans interruption nécessite un interrupteur de transfert du circuit de retour métallique (TCRM) à l'une des bornes de la transmission continue. Si l'on admet une brève interruption de passage du courant, le TCRM n'est pas nécessaire. L'équipement de neutre à l'extrémité TCRM du système de transmission devra être isolé de la terre pour une tension un peu plus élevée qu'à l'autre extrémité du système.
- c) Pendant l'entretien des électrodes de terre ou des lignes d'électrode, le fonctionnement du système bipolaire devra être possible avec les neutres du poste branchés sur la terre de celui-ci dans une (ou les deux) sous-station(s) CCHT tant que le courant de déséquilibre entre les deux pôles passant dans la terre du poste reste à un niveau très faible. Ce courant

7. Monopolar metallic return HVDC system (Figure 6)

This configuration will generally be used:

- a) as the first stage in construction of a bipolar system and if long term flow of earth current is not desirable during the interim period, or
- b) if the transmission line length is short enough to make it uneconomic and undesirable to build electrode lines and earth electrodes, or
- c) if the earth resistivity is high enough to impose an unacceptable economic penalty.

It utilizes one high voltage and one low voltage conductor. The neutral is connected at one of the two HVDC substations to its station earth or alternatively to the associated earth electrode. The other HVDC substation neutral is connected to its station earth through a capacitor or an arrester or both.

D.C. reactors are needed at both ends of the high voltage conductor. However, the d.c. reactor may be located on the earth side if the resulting performance is acceptable. D.C. filters may be needed if the d.c. line is overhead.

If this configuration is the first stage of a bipolar system, its neutral conductor could be insulated for the high voltage at this stage of development.

8. Bipolar HVDC system (Figures 7 and 8)

This is the most commonly used arrangement when a d.c. transmission line connects two HVDC substations. It is effectively equivalent to a double circuit a.c. transmission. It reduces harmonic interference from the d.c. line as compared with monopolar operation and it keeps earth current flow down to a low value. When combined, two monopolar earth return schemes give a bipolar scheme.

For power flow in one direction, one pole has positive polarity to earth and the other pole has negative polarity to earth. For power flow in the other direction the two poles reverse their polarities. When both poles are in operation the unbalance current flow in the earth path can be kept at a very low value.

This configuration offers a number of emergency operating modes. Consequently the following requirements should be considered in the specifications:

- a) During an outage of one HVDC transmission line pole, converter equipment of the other pole should be capable of continuous operation with earth return.
- b) If long term flow of earth current is undesirable and if the defective line pole still retains some low voltage insulating capability, the bipolar system should be capable of operation in the monopolar metallic return mode (Figure 8). To switch into this emergency operating mode the conductor of the off-pole is first connected in parallel with the earth path and then the earth path is interrupted to transfer the current to the metallic path (through the conductor of the off-pole). Load transfer without interruption requires a metallic return transfer breaker (MRTB) at one terminal of the d.c. transmission. If a short interruption of power flow is permitted, MRTB would not be necessary. The neutral equipment at the MRTB end of the HVDC transmission system should be insulated from earth for a somewhat higher voltage than at the other end of the system.
- c) During maintenance of the earth electrode(s) or the electrode line(s), operation of the bipolar system should be possible with the station neutral(s) connected to the station earth at one or both HVDC substations as long as the unbalance current between the two poles entering the station earth(s) is kept at a very low value. The unbalance current should be

de déséquilibre devra rester très faible pour éviter des effets de saturation dans les transformateurs du convertisseur, résultant de la circulation d'une partie de ce courant à travers les neutres des transformateurs. Avec cette disposition, lorsqu'on perd une ligne ou un pôle de sous-station, les deux pôles devront se bloquer automatiquement.

- d) En fonctionnement bipolaire avec les deux électrodes de terre connectées, les deux pôles du système CCHT devront pouvoir fonctionner avec des courants nettement différents dans chaque pôle. Cela peut s'avérer nécessaire si le fonctionnement d'un pôle à pleine charge devient impossible par suite d'un défaut de refroidissement ou pour toute autre raison inhabituelle.
- e) Si un fonctionnement continu est nécessaire au cas où l'isolation de la ligne a été partiellement endommagée, les convertisseurs devront être prévus pour un fonctionnement continu à tension réduite, de sorte que l'on puisse faire fonctionner l'un ou l'autre pôle à tension réduite (voir article 21).
- f) En cas de perte d'un pôle de la ligne de transport, on peut également connecter les deux pôles de la sous-station CCHT en parallèle en se servant des sectionneurs d'inversion de polarité appropriés dans au moins un poste, ce qui permet aux deux pôles de fonctionner en mode monopolaire à retour par la terre. Pour ce faire, il convient que les bornes à courant continu de chaque groupe de 12 impulsions soient isolées pour la valeur de la tension polaire totale, et la ligne et l'électrode de terre devront pouvoir thermiquement être capables de transporter un courant supérieur au courant normal.

Il est nécessaire d'avoir une inductance de lissage à chaque extrémité du réseau et sur chaque pôle, et si le réseau CCHT comporte une ligne aérienne, il sera, très probablement, nécessaire d'avoir aussi un filtre continu. On se sert le plus souvent d'une unité à 12 impulsions par pôle, mais des réseaux à grande capacité ou prévus pour une extension par étapes nécessiteraient peut-être des unités à 12 impulsions montées en série ou en parallèle (figures 4 et 5).

9. Système bipolaire à de neutre métallique (figure 9)

Si l'on ne peut admettre un courant de terre ou si la distance entre les bornes du système CCHT est courte, ou s'il n'est pas possible de réaliser une électrode de terre du fait d'une résistivité de terre trop importante, on peut construire la ligne de transmission avec un troisième conducteur pour avoir un système bipolaire à circuit de neutre métallique. Ce troisième conducteur transporte les courants de déséquilibre durant le fonctionnement bipolaire. Il sert également de voie de retour lorsqu'un pôle de la ligne de transmission est hors service. Ce troisième conducteur ne nécessite qu'une isolation à tension réduite et, dans ce cas, peut également servir de fil de garde si la ligne est aérienne. Toutefois, s'il est entièrement isolé, il peut servir de conducteur de rechange. Dans ce cas, un fil de garde séparé est nécessaire.

Il convient de mettre à la terre le neutre d'une des deux sous-stations CCHT, tandis que le neutre de l'autre extrémité de la transmission serait flottant ou relié à la terre de son poste par l'intermédiaire d'un parafoudre, d'un condensateur, ou des deux.

Avec cette disposition, on peut encore utiliser le système en mode bipolaire si l'un des conducteurs devient indisponible et si le troisième conducteur est totalement isolé. Les neutres des deux bornes devront être reliés à la terre de leur poste respectif et l'on prendra soin de maintenir le débit du courant de déséquilibre à un niveau très faible. La perte d'un pôle entraînera le blocage de l'autre jusqu'à ce que la commutation requise ait eu lieu pour le fonctionnement des sections du système de transmission CCHT restées en état de marche.

Si l'un des pôles d'une sous-station devient indisponible, le système peut fonctionner en mode monopolaire à retour métallique en utilisant le pôle de l'autre sous-station.

kept low to avoid saturation effects in the converter transformers from flow of part of the unbalance current through the transformer neutrals. In this arrangement when one transmission line or substation pole is lost, both poles should be blocked automatically.

- d) In bipolar operation with both earth electrodes connected, the two poles of the HVDC system should be capable of operation with substantially different currents in each pole. This may be necessary if loss of cooling or some other unusual condition prevents operation of one pole with full current.
- e) If continuation of operation is required in case the line insulation has been partially damaged, the converters should be designed for continuous operation at reduced voltage, so that either pole can be operated at reduced voltage (see Clause 21).
- f) In the event of loss of one transmission line pole, the two substation poles can also be connected in parallel by using appropriate switches for polarity reversal in at least one station pole enabling both poles to operate in the monopolar earth return mode. This, however, requires that the d.c. terminals of each 12-pulse group be insulated for the full pole voltage and the line and the earth electrode shall be thermally capable of carrying a current higher than the normal current.

A d.c. reactor is needed at each end of the system in each pole, and if the HVDC system includes an overhead line, a d.c. filter would most likely be needed. One 12-pulse unit per pole is most commonly used; however, large capacity systems or staged expansion may require 12-pulse units in series or in parallel (Figures 4 and 5).

9. **Bipolar metallic neutral system (Figure 9)**

If earth currents are not tolerable or if the distance between the HVDC system terminals is short, or if an earth electrode is not feasible because of high earth resistivity, then the transmission line may be constructed with a third conductor to give a bipolar metallic neutral system. The third conductor carries unbalance currents during bipolar operation. It also serves as the return path when one transmission line pole is out of service. This third conductor requires only reduced voltage insulation and in this case may also serve as a shield wire if the line is overhead. However, if it is fully insulated, it can serve as a spare conductor. In this case a separate shield wire is required.

The neutral of one of the two HVDC substations should be earthed, while the neutral at the other end of the transmission would float or be tied to its station earth through an arrester, a capacitor or both.

With this design, the system can still be operated in the bipolar mode, if one conductor becomes unavailable and the third conductor is fully insulated. Then the neutrals at both terminals should be connected to their local station earths, and care should be taken to hold the unbalance current flow to very low values. Loss of one pole will require blocking of the other pole until the necessary switching has taken place for operation of the remaining sound portions of the HVDC transmission system.

If one substation pole becomes unavailable, the system can be operated in monopolar metallic return mode by utilizing the other substation pole.

10. Deux groupes de 12 impulsions par pôle

Pour une grande capacité bipolaire, on peut envisager de monter deux unités à 12 impulsions en série par pôle. Ce qui veut dire qu'en cas de coupure forcée ou prévue d'un convertisseur à 12 impulsions, on ne perd que 25% de la capacité, et les deux pôles peuvent encore fonctionner avec un courant équilibré (sans courant de terre). Si l'on dispose d'une capacité de surcharge suffisante, on peut rétablir la pleine puissance, ou presque. Il faudra des sectionneurs ou des interrupteurs continus pour contourner et mettre hors-circuit un groupe à 12 impulsions quelconque. Il faut néanmoins s'attendre à ce que le coût de cette disposition, par rapport à celui d'un groupe à 12 impulsions par pôle pour une valeur nominale équivalente, soit supérieur.

11. Disposition des transformateurs de convertisseur

Chaque convertisseur à 12 impulsions nécessite deux enroulements de valve de transformateur triphasés, l'un branché en étoile et l'autre en triangle. On utilisera soit:

- a) un transformateur triphasé à deux enroulements de valve, ou
- b) deux transformateurs triphasés, l'un branché en étoile-étoile et l'autre en étoile-triangle, ou
- c) trois transformateurs monophasés à double enroulement de valve, l'un pour le branchement en étoile et l'autre pour le branchement en triangle, ou encore
- d) six transformateurs monophasés, connectés en deux groupes triphasés, l'un en étoile-étoile et l'autre en étoile-triangle.

Selon les considérations de disponibilité, des transformateurs de rechange peuvent être nécessaires à une ou aux deux extrémités. Si un transformateur triphasé à deux enroulements de valve est utilisé, une seule unité de rechange serait nécessaire. Etant donné que les transformateurs triphasés branchés en étoile et branchés en triangle seraient de modèles différents, il conviendrait d'envisager un transformateur de rechange de chaque modèle.

Par contre, un seul transformateur de rechange suffirait avec des transformateurs monophasés à double enroulement de valve, car les trois appareils seraient identiques. La dernière des options ci-dessus suggérerait deux transformateurs de rechange, l'un pour le transformateur monophasé monté en étoile et l'autre pour le transformateur monté en triangle.

Si l'on n'utilise pas de transformateur de rechange, les solutions b) et d) ci-dessus (nouvelle appellation) permettent de travailler à demi-puissance en six impulsions en cas de coupure d'un transformateur, si le réseau est prévu pour ce mode de fonctionnement, alors que ceci n'est pas possible avec les solutions a) et c) (également nouvelles).

12. Considérations relatives aux commutations en courant continu

Il existe plusieurs dispositions de commutation à courant continu possibles, destinées à augmenter la disponibilité du système CCHT.

L'article 8 traite du fonctionnement d'un système bipolaire avec circuit de retour métallique monopolaire.

Pour les systèmes bipolaires, on peut prévoir une commutation continue (figure 10) permettant d'utiliser n'importe quel conducteur pour le branchement sur n'importe quel pôle de sous-station, ou sur le neutre. Cette disposition est utile pour une liaison utilisant des câbles et dans laquelle on dispose d'un câble de réserve totalement isolé, ou comprenant des câbles montés en parallèle. Si l'un des pôles de la sous-station est hors service, on peut mettre les câbles en parallèle pour réduire les pertes en ligne. Généralement on relie directement les barres continues aux convertisseurs, avec deux barres de pôle et une barre de neutre. Cela empêche la connexion de deux pôles de sous-station en parallèle.

10. Two 12-pulse groups per pole

For a large bipole capacity, two 12-pulse units in series per pole may be considered. This means that when a forced or scheduled outage of a 12-pulse convertor occurs, only 25% of capacity will be lost and the two poles can still operate with balanced current (without earth current). If sufficient overload capability is available, full power or almost full power can be restored. D.C. switches will be necessary to bypass and remove any 12-pulse group from operation. The cost of such an arrangement, compared to one 12-pulse group per pole for the same total rating, would be expected to be greater.

11. Converter transformer arrangements

Each 12-pulse convertor requires two three-phase transformer valve windings, one star-connected and the other delta-connected. These are provided by either:

- a) one three-phase transformer with two valve windings, or
- b) two three-phase transformers, one connected star-star and the other star-delta, or
- c) three single-phase transformers each with two valve windings, one for star-connection and the other for delta-connection, or
- d) six single-phase transformers, connected in two three-phase banks, one connected star-star and the other star-delta.

Depending on the HVDC system availability requirements, spare transformers may be needed at one or both ends. If one three-phase transformer with two valve windings is used, only one spare unit would be required. Since the star and delta-connected three-phase transformers would be of different designs, spare considerations would indicate one spare of each design.

Only one spare would be required for the single-phase, double-valve winding transformers since all three would be identical. The last of the above options would suggest two spare transformers, one each for the star and the delta-valve winding single-phase transformers.

If spare transformers are not employed, alternatives b) and d) above allow for six-pulse operation at half power in case of a transformer outage, if the d.c. system is designed for this mode of operation, while this is not possible with alternatives a) and c).

12. D.C. switching considerations

There are a number of possible d.c. switching arrangements intended to increase HVDC system availability.

Monopolar metallic return operation of a bipolar system is discussed in Clause 8.

For bipolar systems, d.c. switching may be provided (Figure 10) so as to be able to use any conductor for connection to any substation pole or to neutral. This arrangement is useful for a scheme involving cables and where a fully-insulated spare cable is available or cables are connected in parallel. If one substation pole is out of service, then the cables can be paralleled to reduce line losses. Generally, d.c. buses are fixed in relation to convertors, with two pole buses and a neutral bus. This would preclude connection of the two substation poles in parallel.

Néanmoins, si l'on veut avoir la possibilité de connecter les deux pôles de sous-station en parallèle, on peut prévoir l'inversion de polarité d'au moins un pôle, et les extrémités neutres de ce pôle devront alors être également isolées pour toute la tension de ligne. La figure 11 montre une disposition de commutation possible.

Dans le cas d'une ligne continue comprenant des sections aériennes et des sections de câbles, on pourra utiliser une disposition de commutation continue semblable à celle de la figure 12 à la jonction de ces diverses sections.

Pour plusieurs lignes bipolaires, on peut envisager la mise en parallèle des pôles du convertisseur, pour permettre le rétablissement de la capacité de transport (figure 13) lors de coupures de la ligne.

Avec des lignes bipolaires de grande longueur en parallèle, on pourra prévoir des commutations intermédiaires comme celles de la figure 14.

SECTION QUATRE — ENVIRONNEMENT

13. Renseignements à fournir

On devra fournir les renseignements suivants pour chaque sous-station CCHT.

Emplacement

Paramètres	Unités		Exemples d'utilisation et remarques
Altitude	m		Pour l'étude des systèmes de refroidissement à air et pour les distances d'isolement
Température atmosphérique extérieure	°C		Les températures maximales sont données pour la définition des caractéristiques et les températures minimales pour la capacité de surcharge. Si l'utilisateur a l'intention de surcharger le matériel et admet une limitation correspondante de la durée de vie prévue, il devra l'indiquer et fournir les renseignements nécessaires
	Pour la tenue à basse température	Pour la tenue à puissance assignée	On peut aussi, si l'on préfère, fournir les courbes montrant les variations de ces paramètres en cours d'année, sur une base mensuelle
Température maximale au thermomètre sec	°C	°C	Etude du transformateur de refroidissement de la valve et de l'inductance
Température maximale au thermomètre humide	°C	°C	Etude du système évaporateur de refroidissement et de l'humidité relative de la salle des valves
Température moyenne maximale au thermomètre sec sur 24 h	°C	°C	Etude du transformateur et de l'inductance
Température moyenne minimale au thermomètre sec sur 24 h	°C	—	Etude du transformateur, de l'inductance et du sectionneur et besoins de chauffage du bâtiment
Température minimale, thermomètre sec	°C	—	Etude du transformateur, de l'inductance et du sectionneur et besoins de chauffage du bâtiment
Températures d'air intérieur maximale et minimale et humidités relatives	°C %	°C %	Généralement définies par le fabricant de valves pour la salle des valves et par le concepteur des commandes pour la salle de commande

(Suite du tableau à la page 26)

However, if flexibility of connecting the two substation poles in parallel is needed, then provision for polarity reversal of at least one substation pole could be made and the neutral end of that substation pole will also have to be insulated for full line voltage. A possible switching arrangement is shown in Figure 11.

In the case of a d.c. line including overhead line and cable sections, a d.c. switching arrangement such as in Figure 12 may be used at the junction of the overhead and cable sections.

For more than one bipolar line, paralleling of converter poles may be considered, in order to allow restoration of transmission capability (Figure 13) for transmission line outages.

For long bipolar lines in parallel, intermediate switching such as in Figure 14 may be provided.

SECTION FOUR — ENVIRONMENT

13. Information to be supplied

The following information should be supplied for each HVDC substation:

Location

Parameter	Unit		Examples of use and comments
Height above sea level	m		For the design of air-cooling systems and for air clearances
Outdoor air temperature	°C		The maximum temperatures are given for rating purposes and the low temperatures for overload capability requirements. If the user intends to overload the equipment and accept a corresponding loss-of-life expectancy this should be stated and the necessary information supplied
	For low temperature capability	For rated power capability	If preferred, curves showing how these parameters vary over the year, on a monthly basis, may be provided instead
Maximum dry bulb temperature	°C	°C	Valve cooling transformer and reactor design
Maximum wet bulb temperature	°C	°C	Evaporative cooling system design and of valve hall relative humidity
Maximum average dry bulb temperature for 24 h period	°C	°C	Transformer and reactor design
Minimum average dry bulb temperature for 24 h period	°C	—	Transformer, reactor and disconnector switch design and building heating needs
Minimum dry bulb temperature	°C	—	Transformer, reactor and disconnector switch design and building heating needs
Maximum and minimum indoor air temperatures and relative humidity	°C %	°C %	Usually determined by the valve designer for the valve hall and by the control designer for the control room

(Table continued on page 27)

Paramètres	Unités		Exemples d'utilisation et remarques
Températures d'air et humidité relatives intérieures pendant la maintenance et durée maximale de transition après la mise à l'arrêt	°C %	°C %	Indiquées si les températures intérieures extrêmes sont excessives pour le personnel d'entretien
Irradiation solaire incidente maximale			Refroidissement du bâtiment, calcul des caractéristiques des transformateurs, des inductances, des barres, etc.
surface horizontale	W/m ²		
surface verticale	W/m ²		
Vent			
vitesse constante maximale	m/s		Support du matériel et étude des bâtiments
vitesse maximale de rafale	m/s		Support du matériel et étude des bâtiments
vitesse maximale à la température minimale de ... °C	m/s		Etude des conducteurs, des isolateurs et des pylônes
Charge de glace et de neige			
épaisseur maximale de glace par temps calme	mm		Etude des matériels et des structures telles que sectionneurs, conducteurs, etc.
épaisseur maximale de glace avec vitesse maximale de vent de ... m/s	mm		Etude des matériels et des structures telles que sectionneurs, conducteurs, etc.
charge de neige maximale	N/m ²		Etude du bâtiment
épaisseur de neige maximale	mm		Hauteur du matériel au-dessus de la neige pour la sécurité
Pluviosité			Drainage des bâtiments et du terrain
moyenne annuelle	mm		
chute maximale sur 1 h	mm		
chute maximale sur 5 min	mm		
Brouillard et pollution			
pratique de l'utilisateur en matière de nettoyage et de graissage des isolateurs			Pour définir les prescriptions d'isolation et pour l'étude des filtres du système de refroidissement d'air; une valeur équivalente estimée du niveau de salinité pour l'étude des isolateurs sera indiquée
Niveau céramique au poste et sur les 5 à 10 premiers km de ligne	coups/km ² /an (à la sous-station) coups/100 km/an		Etude du parafoudre du poste
Conditions sismiques			Etude de la structure, des matériels et des fondations
accélération horizontale maximale	m/s ²		
plage de fréquences des oscillations horizontales	Hz		
accélération verticale maximale	m/s ²		
plage de fréquences des oscillations verticales	Hz		
durée d'un séisme	cycles		
Disponibilité d'eau de refroidissement sur le site (si on l'utilise pour un refroidissement secondaire)			L'eau de refroidissement secondaire peut être utilisée soit pour complément et vidange des évaporateurs soit pour refroidissement occasionnel. Les tours d'évaporation peuvent être une source d'intense humidité pour les isolateurs et devront être positionnées avec soin
Source d'eau			Réservoir, puits, etc. On peut aussi, si l'on préfère, fournir les courbes montrant les variations de ces paramètres en cours d'année sur une base mensuelle

(Suite du tableau à la page 28)

Parameter	Units		Examples of use and comments
Indoor air temperatures and relative humidity during maintenance and maximum transition time after shutdown	°C %	°C %	Specified if indoor temperature extremes are too great for maintenance personnel
Maximum incident solar radiation			Building cooling, ratings of transformers, reactors, buses, etc.
horizontal surface	W/m ²		
vertical surface	W/m ²		
Wind conditions			
maximum continuous velocity	m/s		Equipment support and building design
maximum gust velocity	m/s		Equipment support and building design
maximum velocity at a minimum temperature ... °C	m/s		Conductor, strain insulator and tower design
Ice and snow loading			
maximum ice thickness with no wind	mm		Equipment and structure design, e.g., disconnectors/switch, conductor, etc.
maximum ice thickness with a maximum wind of ... ms	mm		Equipment and structure design, e.g., disconnectors/switch, conductor, etc.
maximum snow load	N/m ²		Building design
maximum depth of snow	mm		Equipment height above snow for safety purposes
Rainfall			Building and site drainage
annual average	mm		
maximum in a 1 h period	mm		
maximum in a 5 min period	mm		
Fog and contamination			
utility practice for insulator washing and greasing			To determine requirements for insulation and air cooling system filter design. An estimated equivalent salt deposit density level should be specified for insulator design
Keraunic level at the station and the first 5-10 km of the line	strokes/km ² /year (substation) strokes/100 km/year		Station lightning protection design
Seismic conditions			Equipment, structure and foundation design
maximum horizontal acceleration	m/s ²		
frequency range of horizontal oscillations	Hz		
maximum vertical acceleration	m/s ²		
frequency range of vertical oscillations	Hz		
duration of seismic event	cycles		
Cooling water available at the site (if used for secondary cooling)			Secondary cooling water may be used either for make-up and blow-down of evaporative coolers or for once-through cooling. Evaporative cooling towers can be a source of high humidity for the insulators and should be carefully located
Source of water			Reservoir, well, etc. If preferred, curves showing how these parameters vary over the year on a monthly basis may be provided instead

(Table continued on page 29)

Paramètres	Unités		Exemples d'utilisation et remarques
	Pour la tenue à basse température	Pour la tenue à puissance assignée	
Débit constant maximal	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Débit maximal sur 24 h	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Débit constant minimal	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Débit minimal sur 24 h	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Température maximale de l'eau	—	°C	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Température minimale de l'eau	°C	—	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Température maximale admissible pour l'eau de rejet	°C	°C	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Niveau de pH			Etude de la station d'épuration de l'eau
Conductivité de l'eau	μ siemens/m		Etude de la station d'épuration de l'eau
Types de solides dissous			Etude de la station d'épuration de l'eau
Quantité de solides dissous	g/m ³		Etude de la station d'épuration de l'eau
Types de solides en suspension			Etude de la station d'épuration de l'eau
Quantité de solides en suspension	g/m ³		Etude de la station d'épuration de l'eau
Résistivité maximale du sol au niveau de la sous-station CCHT	Ωm		Etude de la prise de terre du poste
- Profondeur de la nappe phréatique	m		Etude des fondations
- Etat du sol sur le site			Trou de sonde (par exemple roc) et toutes conditions particulières (comme profondeur de gel maximale); étude des fondations
- Accessibilité du site			Pour définir les coûts d'installation et de livraison
- Limites de poids et de dimensions pour le transport			Etude du matériel, en particulier des transformateurs et des inductances de lissage
- Limitations imposées par l'environnement aux matériels et aux bâtiments			Cela influe sur l'étude des matériels, des barres et des bâtiments
- Conditions affectant le milieu			Limites de bruit, considérations esthétiques, traitement architectural, aménagement du paysage, etc.
Toutes les conditions non précisées ci-dessus, telles que règlements afférents, qui peuvent influencer sur le fonctionnement du système devront être fournies.			

SECTION CINQ — PUISSANCE, COURANT ET TENSION ASSIGNÉS

14. Puissance assignée

La puissance assignée est celle que le système CCHT devra pouvoir transmettre continuellement dans la gamme des conditions ambiantes spécifiées avec tous les matériels en service, mais sans avoir besoin d'utiliser des appareils redondants; la tension et la fréquence du réseau continu, de même que les angles d'allumage et d'extinction des convertisseurs étant eux-mêmes sur leur plage de fonctionnement en régime établi.

Etant donné qu'un système de transmission CCHT se compose généralement de trois parties, à savoir les deux sous-stations CCHT et la ligne de transmission, dont chacune est source de pertes, il s'agira de préciser le point de mesure de la puissance assignée.

Parameter	Units		Examples of use and comments
Maximum continuous flow rate Maximum flow rate for a 24 h period Minimum continuous flow rate Minimum flow rate for a 24 h period Maximum water temperature Minimum water temperature Maximum allowable dump temperature pH level	For low temperature capability m^3/s	For rated power capability m^3/s	Required for cooling system design
	m^3/s	m^3/s	Required for cooling system design
	m^3/s	m^3/s	Required for cooling system design
	m^3/s	m^3/s	Required for cooling system design
	—	$^{\circ}\text{C}$	Required for cooling system design
	$^{\circ}\text{C}$	—	Required for cooling system design
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	Required for cooling system design
Conductivity of water Type of dissolved solids Quantity of dissolved solids Type of undissolved solids Quantity of undissolved solids Maximum earth resistivity at the HVDC substation – Depth of water table – Site soil conditions – Site accessibility – Weight and size limitations for transportation – Local profile limitations on equipment and buildings – Environmental considerations Any special conditions not listed above, for instance, related regulations, which influence system performance should be given.	$\mu\text{ siemens/m}$		Design of water treatment plant
	g/m^3		Design of water treatment plant
	g/m^3		Design of water treatment plant
	Ωm		Design of water treatment plant
	m		Design of water treatment plant
			Station earth design
			Foundation design
			Bore hole information (e.g. rocks) and any special conditions such as maximum frost depths; foundation design
			To determine installation and delivery costs
			Equipment design — especially transformers and d.c. reactors
			Influence on equipment, bus and building design
			Audible noise limits, aesthetic requirements — architectural treatment, landscaping, etc.

SECTION FIVE — RATED POWER, CURRENT AND VOLTAGE

14. Rated power

Rated power is the active power the HVDC system shall be able to transmit continuously over the range of ambient conditions specified, with all equipment in service, but without the need to utilize redundant components; the d.c. system voltage and frequency as well as convertor firing and extinction angles being in their steady-state range.

Because an HVDC transmission system in general consists of three sections, that is the two HVDC substations and the transmission line, each of which produces losses, the point of measurement of rated power should be specified.

- 14.1 On définit la puissance assignée d'un système de transmission CCHT par pôle comme le produit de la tension continue assignée par le courant continu assigné.

Pour un courant continu donné, les pertes en ligne varient avec les conditions ambiantes, qui peuvent n'être pas uniformes sur toute sa longueur. On a donc pris l'habitude de donner la puissance assignée au niveau de la barre continue du redresseur. Si la capacité de transmission nécessaire est définie en un autre point, tel que la barre alternative de l'extrémité émettrice, celle de l'extrémité réceptrice ou un emplacement quelconque de la ligne continue, il s'agira alors de définir la tension continue assignée et choisir le courant continu assigné par l'optimisation du système CCHT.

La puissance et la tension assignées aux barres continues de l'onduleur sont des valeurs dérivées des grandeurs du redresseur, et les pertes en ligne se fondent généralement sur des paramètres de conducteur définis et sur des hypothèses de température uniforme du conducteur le long de la ligne.

Les systèmes CCHT à longue distance peuvent être monopolaires ou bipolaires. Il convient de préciser la puissance assignée par pôle en indiquant le nombre de pôles.

- 14.2 Avec un système de couplage CCHT, il n'y a pas de ligne de transmission. C'est pourquoi, on choisit la tension et le courant continus assignés par optimisation du système CCHT. En outre, le redresseur et l'onduleur sont solidement interconnectés du côté continu et fonctionnent comme un tout unique. On peut donc considérer la puissance assignée d'un réseau de ce genre comme étant le produit de la tension continue assignée par le courant continu assigné.

14.3 *Sens de l'échange d'énergie*

Si l'on veut avoir la même puissance assignée dans les deux sens, par exemple avec des liaisons destinées à assurer un échange de puissance entre réseaux, il convient de le préciser.

Lorsque l'écoulement de la puissance est prédominant dans un sens, par exemple avec des systèmes alimentés depuis une source éloignée, on pourra ne préciser la puissance assignée que dans cette direction, pour réduire le coût de l'onduleur. On admettra alors une capacité de transmission inhérente inférieure pour l'inversion du sens de l'échange d'énergie.

15. **Courant assigné**

Le courant continu assigné est la valeur moyenne du courant continu que le système doit pouvoir transmettre en permanence dans toutes les conditions ambiantes définies et sans limitation de temps. Le courant assigné n'a pas à être précisé pour les systèmes de couplage, comme expliqué au paragraphe 14.2 ci-dessus, sauf si l'on a des raisons particulières pour le faire.

16. **Tension assignée**

La tension assignée est la valeur moyenne de la tension continue nécessaire pour transmettre la puissance assignée au courant continu assigné. On la mesure entre la barre haute tension du côté ligne de l'inductance de lissage et la barre basse tension de la sous-station CCHT, en excluant la ligne de terre. On définit la tension assignée à la tension nominale du système alternatif et à l'angle nominal d'allumage du convertisseur en fonctionnement au courant continu assigné.

Pour les systèmes de transmission CCHT à longue distance, il convient d'indiquer la tension assignée du côté émetteur. Si la capacité de la ligne de transmission est supérieure à la tension assignée, on l'indiquera. Il n'est pas nécessaire par contre de l'indiquer pour les systèmes de couplage comme expliqué au paragraphe 14.2 ci-dessus, sauf si l'on a des raisons particulières de le faire.

- 14.1 Rated power of an HVDC transmission system on a per pole basis is defined as the product of rated direct voltage times rated direct current.

For a given direct current, transmission line losses vary with ambient conditions, which can be non-uniform along the length of the line. Therefore it is customary to specify rated power at the rectifier d.c. bus. If the required transmission capability is defined at some other location, that is sending end a.c. bus, receiving end a.c. bus, or somewhere along the d.c. line, then the rated d.c. voltage should be defined and the rated direct current should be chosen through design optimization of the HVDC system.

Rated power and voltage at the inverter d.c. bus are derived values from rectifier quantities, and line losses are usually based on defined conductor parameters and uniform conductor temperature assumptions along the line.

Long distance HVDC systems may be monopolar or bipolar. Rated power should be specified on a per pole basis stating the number of poles.

- 14.2 With system ties in a back-to-back configuration, there is no transmission line. Therefore, the rated d.c. voltage and current are chosen through design optimization of the HVDC system. Moreover, rectifier and inverter are solidly connected at the d.c. side, operating as one unit. Rated power of such a system can therefore be defined as the product of rated direct voltage times the rated direct current.

14.3 *Direction of power flow*

If the same power rating is required in each direction, such as with system ties for power exchange, this should be stated.

Where power flow is primarily in one direction, such as with systems fed from remote generation, rated power may be specified only for that direction to minimize the inverter cost. Then a lower inherent transmission capability should be accepted for reversal of power flow.

15. **Rated current**

Rated direct current is the mean value of the direct current that the system should be able to transmit continuously for all ambient conditions specified and without time limitations. The rated current should not be specified for back-to-back ties as detailed under Sub-clause 14.2 above, unless there are specific reasons for doing so.

16. **Rated voltage**

The rated voltage is the mean value of the required direct voltage to transmit rated power at rated direct current. It is measured between the high-voltage bus at the line side of the d.c. reactor and the low-voltage bus at the HVDC substation, excluding the earth electrode line. The rated voltage is defined at nominal a.c. system voltage and nominal convertor firing angle while operating at rated direct current.

For long distance HVDC transmission systems, rated voltage should be specified at the sending end. If the voltage capability of the transmission line is higher than the rated voltage, then this shall be stated. The rated voltage need not be specified for back-to-back ties as detailed under Sub-clause 14.2 above, unless there are specific reasons for doing so.

SECTION SIX — SURCHARGE ET CAPACITÉ DES MATÉRIELS

17. Surcharge

La surcharge dans une sous-station CCHT s'applique généralement au passage d'un courant direct continu supérieur au courant assigné. Dans ce cas, on peut prévoir une réduction acceptable de la durée de vie du matériel (due par exemple à un vieillissement thermique), l'emploi d'une redondance et de faibles températures ambiantes.

La surcharge peut être spécifiée en termes de puissance. La régulation de la tension dans le convertisseur qui comporte le transformateur provoque normalement une augmentation du courant légèrement supérieure à la quantité proportionnelle de l'augmentation de la puissance. Si l'on veut maintenir la tension assignée dans des conditions de surcharge, on peut prendre les mesures suivantes, qui augmentent les coûts:

- a) le convertisseur doit être prévu pour une tension à vide supérieure, ce qui a pour résultat un régime nominal supérieur, si la surcharge est nécessaire dans toute la gamme des nœuds de tension alternative,
- b) la tension nominale des valves du convertisseur, qui est basée sur la tension à vide du transformateur, doit être augmentée,
- c) il convient d'augmenter la gamme du changeur de prise si l'on veut conserver l'angle d'allumage du convertisseur à sa valeur nominale. Mais on peut aussi prévoir un convertisseur pour un angle nominal d'allumage supérieur à la puissance assignée ce qui augmentera la consommation de puissance réactive, les harmoniques et les pertes, ainsi que les contraintes internes des composants de la valve.

Note. — Cela peut ne pas être nécessaire si l'on désire que la surcharge n'affecte que la plage supérieure de la tension du système alternatif en régime établi.

En conséquence, s'il s'agit de maintenir le niveau de la tension continue assignée dans des conditions de surcharge, il sera nécessaire de surdimensionner le matériel.

Pour un système plus économique, on pourra spécifier une capacité nominale de surintensité, sans tenir compte de la régulation du courant continu. Les équations élémentaires des convertisseurs permettent alors de définir le courant maximal au-delà duquel une nouvelle augmentation serait compensée par une régulation excessive de tension.

La durée requise de surcharge d'une sous-station CCHT dépend la plupart du temps des besoins du réseau alternatif, surtout après des perturbations dans le réseau alternatif ou continu.

Cependant, il convient de noter quelques contraintes concernant le matériel de sous-station CCHT. Les constantes de temps vont de une seconde à quelques heures, comme indiqué à l'article 18. Des conditions de surcharge de plus longue durée à niveau élevé peuvent, par conséquent, avoir pour résultat une augmentation du calibre des appareils, donc d'imposer un coût plus élevé ou une réduction de l'espérance de vie de l'appareil. Il faut donc évaluer ces facteurs par rapport aux bénéfices que l'on peut attendre du système lorsqu'on spécifie la surcharge.

Note. — Par exemple, on pourrait prendre comme valeur pratique une surcharge de 1,2 pendant une heure; ceci n'affecterait pas l'espérance de vie des transformateurs et des réactances à refroidissement à huile, mais peut devoir être pris en compte dans l'étude des valves à thyristors. De même, selon le système, on pourra changer la surcharge d'une heure en surcharge permanente en se servant de la redondance du système de refroidissement.

Un autre exemple est celui des surcharges oscillatoires à des fréquences maximales de 1 Hz pour des durées de plusieurs secondes et des surcharges de 5 s pour contrebalancer des surtensions temporaires ou des variations de fréquence. La fréquence et les intervalles de temps entre ces cycles de surcharge devront être spécifiés.

SECTION SIX — OVERLOAD AND EQUIPMENT CAPABILITY

17. Overload

Overload in an HVDC substation usually refers to direct current flow above its rated value. For this, consideration may be given to acceptable reduction in life expectancy of equipment (e.g. due to thermal ageing), use of redundancy, and low ambient temperatures.

Overload may be specified in terms of power. Voltage regulation in the convertor including the transformer normally causes an increase in current somewhat more than an amount proportional to the increase in power. If rated voltage is to be maintained under overload conditions, then the following measures may be adopted, at additional cost:

- a) the convertor should be designed for a higher no-load voltage. This results in a higher MVA rating, if overload is required over the full range of a.c. bus voltage,

Note. — This may not be necessary, if overload is required only for the upper range of the steady-state a.c. system voltage.

- b) the voltage rating of the convertor valves, which is based on transformer no-load voltage, should be increased,
- c) the on-load tap changer range should be increased, if the convertor firing angle is to be maintained at its nominal value. Alternatively, the convertor may be designed for a higher nominal firing angle at rated power. This will increase reactive power consumption, harmonics and losses, as well as the internal stresses on valve components.

As a consequence, if rated direct voltage is to be maintained under overload conditions, oversizing of equipment will be necessary.

For a more economical design, an overcurrent rating may be specified, without regard for direct voltage regulation. Basic convertor equations then permit determination of the maximum current, beyond which further increase would be offset by excessive voltage regulation.

The required duration of HVDC substation overloading is most often determined by a.c. system needs, especially following contingencies in either the a.c. or d.c. system.

However, some constraints should be observed for the HVDC substation equipment. Thermal time constants range from one second to some hours, as detailed in Clause 18. Longer duration overload requirements of high magnitude may therefore result in an effectively increased rating of equipment and thus impose a greater cost or a reduction of life expectancy. These factors should be weighed against system benefits when specifying overload.

Note. — As an example, a practical value may be a 1.2 per unit overload for one hour which does not result in loss of life expectancy of oil-cooled transformers and reactors but may have to be designed into thyristor valves. Also depending on the particular design the one-hour overload may be converted to continuous if cooling redundancy is utilized.

Other examples include oscillatory overloads at a frequency of up to 1 Hz for durations of several seconds, and 5 s overloads to counteract temporary overvoltages or frequency changes. The frequency and the time intervals between such overload cycles should be specified.

18. Capacité des matériels

On définit cette capacité comme la possibilité pour le matériel d'une sous-station CCHT de permettre la transmission d'une puissance supérieure à la puissance assignée sans affecter l'espérance de vie prévue pour ce matériel. Elle dépend des conditions d'utilisation et des critères de conception de chaque composant. Nous discuterons aux paragraphes suivants des implications de ces critères par rapport à leur influence sur les caractéristiques de surcharge.

La température ambiante est un facteur important. Le matériel de puissance est prévu pour fonctionner à la charge assignée dans les conditions ambiantes les plus défavorables spécifiées. Néanmoins, ces conditions ne durent normalement qu'un temps limité. A températures ambiantes basses, il y a une certaine marge d'accroissement de capacité, si l'on peut surmonter les contraintes indiquées au paragraphe 18.3. Cette marge dépend du type particulier de matériel choisi, et diffère selon les divers composants d'une sous-station CCHT. On peut spécifier une courbe générale de capacité de transmission par rapport à la température ambiante ainsi que les conditions à remplir par le réseau alternatif. Ces valeurs seront indiquées en termes de températures ambiantes à thermomètre sec et humide.

18.1 Capacité des valves du convertisseur

La constante de temps thermique de l'ensemble thyristor/radiateur d'une valve à thyristor est faible (de plusieurs secondes à quelques minutes). Des surcharges résultant d'un fonctionnement continu au courant assigné et à des températures ambiantes maximales augmentent la température de jonction du thyristor. On devra en tenir compte par rapport à la capacité d'élimination des défauts prévue pour la valve. Par conséquent, le refroidissement de la valve à thyristor devra être conçu de telle manière que les températures de fonctionnement de sécurité ne soient pas dépassées, même pendant le fonctionnement prévu en surcharge.

Une redondance est généralement prévue dans le circuit de refroidissement de la valve. Les valves sont conçues de manière à remplir les conditions nominales spécifiées dans les conditions ambiantes les plus défavorables et avec perte de la redondance du matériel de refroidissement. Si l'on requiert une capacité supplémentaire lorsque la redondance de refroidissement n'est pas disponible cela sera précisé explicitement.

D'un autre côté, avec tout le matériel de refroidissement redondant en fonctionnement, on dispose d'une capacité thermique supplémentaire. Les capacités de courant supérieures à la normale qui en résultent dépendent de la conception thermique de la valve et du système de refroidissement.

Compte tenu de ce qui précède, les spécifications de surcharge du convertisseur devraient mentionner l'amplitude et la durée de la surcharge, la fréquence des surcharges de modulation, ainsi que les conditions que devrait remplir le matériel de refroidissement aux températures ambiantes maximales.

18.2 Capacité des transformateurs et réactances à refroidissement à huile

La constante de temps thermique de l'enroulement du transformateur ou de la réactance est d'environ 15 min et varie d'une à plusieurs heures en ce qui concerne leur circuit d'huile, selon le modèle.

Par conséquent, pour des surcharges brèves de l'ordre de 5 s, le matériel refroidi à l'huile n'est pas le facteur limitatif des surcharges des sous-stations CCHT. Avec des surcharges durant plus de 1 h, il convient de préciser si l'on admet une réduction de l'espérance de vie. Il convient également d'indiquer la fréquence prévue de ces surcharges.

18.3 Capacité des filtres harmoniques alternatifs et du matériel de compensation de puissance réactive

La surcharge d'une sous-station CCHT engendre généralement des courants harmoniques accrus. Ceux-ci, à leur tour, augmentent la charge en harmoniques, les pertes dans les filtres et

18. Equipment capability

This is defined as the ability of the HVDC substation equipment to permit transmission of greater than rated power without loss of equipment life expectancy. It depends on operating conditions as well as on the design criteria for individual components. Implications resulting from the latter are discussed in subsequent sub-clauses with respect to their bearing on overload specifications.

Ambient temperature is an important factor. Power equipment is designed to perform at rated loading under the most adverse ambient conditions specified. However, these conditions normally prevail for only limited time periods. At low ambient temperatures, some margin is available for increased capability, if the constraints listed in Sub-clause 18.3 can be overcome. This margin depends on the design chosen for the particular equipment and would differ for various HVDC substation components. An enveloping curve of transmission capability versus ambient temperature can be specified along with the a.c. system conditions to be met. This should be specified in terms of wet bulb and dry bulb ambient temperatures.

18.1 Converter valve capability

The thermal time constant of the thyristor heat sink combination in a thyristor valve is rather small (several seconds up to a few minutes). Overloads following continuous operation at rated current and at maximum ambient temperatures increase thyristor junction temperature. This should be considered with respect to the specified fault suppression capability of the valve. Consequently, thyristor valve cooling should be designed so that safe operating temperatures are not exceeded even during specified overload operation.

Redundancy is provided as a general practice in the valve cooling circuit. Valves are designed such that the specified rating will be met under the most adverse ambient conditions and loss of thyristor cooling equipment redundancy. If additional capability is needed when redundant cooling is not available, this should be explicitly specified.

On the other hand, with all redundant cooling equipment in service, extra thermal capability is available. The resulting greater-than-normal current capabilities depend on the thermal design of the valve and on the cooling system.

In view of the above, converter overload specifications should state the magnitude and duration of overload, frequency of oscillatory overloads for modulation purposes, as well as the cooling equipment status to be assumed at maximum ambient temperatures.

18.2 Capability of oil-cooled transformers and reactors

The thermal time constant of the transformer or reactor windings is approximately 15 min and ranges from one to several hours for their oil circuits, depending on the design.

Consequently, for short time overloads in the 5 s range, oil-cooled equipment is not the limiting factor on HVDC substation overloads. For overloads lasting longer than 1 h, it should be specified whether loss-of-life expectancy is permitted. The expected frequency of occurrence of such overloads should also be specified.

18.3 A.C. harmonic filter and reactive power compensation equipment capability

HVDC substation overloads will usually generate increased harmonic currents. These in turn increase harmonic loading, losses in filters and harmonic interference levels. The

les niveaux de perturbations harmoniques. Les spécifications devront préciser si les performances du matériel concernant les perturbations dans des conditions assignées seront satisfaites dans les conditions de surcharge, ou dans quelle mesure on admettra une réduction des performances.

De même, étant donné qu'une surcharge augmente la consommation de puissance réactive du convertisseur, les spécifications devront préciser comment en tenir compte pour assigner la valeur du matériel de compensation de puissance réactive. Si le réseau est amené à fournir une puissance réactive supplémentaire lorsque la sous-station CCHT est en surcharge, il peut y avoir une régulation excessive de la tension alternative et, par suite, une réduction du débit de puissance. C'est pourquoi il convient de préciser la tension à prévoir dans les barres alternatives en surcharge.

18.4 Capacité de l'appareillage et des barres

L'appareillage et les barres n'imposent généralement pas de limites aux surcharges d'une sous-station CCHT à moins que l'on ne prévoie de mettre des convertisseurs en parallèle. Néanmoins, on accordera une attention particulière aux capacités de surcharge des transformateurs de courant et des traversées.

SECTION SEPT — TRANSFERT MINIMAL DE PUISSANCE ET ÉTAT DE VEILLE À VIDE

19. Généralités

Avec des sous-stations CCHT il existe une limite minimale de courant continu en régime établi. Cela est dû au fait qu'au-dessous d'un certain niveau, le courant devient discontinu et impose le critère principal de limite minimale de puissance.

20. Courant minimal

La tension continue d'un convertisseur CCHT étant constituée de portions de la tension sinusoïdale de barre, le courant continu ne serait pas en soi une quantité uniforme ou constante. Ce qui le rend continu, c'est l'inductance de lissage branchée en série avec le convertisseur. En supposant une tension continue moyenne constante, le courant continu deviendrait discontinu, à faible puissance, selon la dimension de l'inductance de lissage, le nombre de groupes de valves en service, là où l'on utilise une série de connexions de groupes, et l'angle d'allumage du convertisseur. Il y a lieu d'éviter un courant discontinu en régime établi, à moins que l'équipement du convertisseur n'ait été conçu pour ce mode de fonctionnement.

La taille d'une inductance de lissage étant généralement définie par d'autres critères, et l'angle d'allumage pouvant avoir n'importe quelle valeur, on précisera une limite minimale du courant. On utilise généralement une valeur de 5% à 10% du courant assigné, mais on peut encore la réduire en utilisant une inductance de lissage de taille supérieure.

21. Fonctionnement sous tension continue réduite

Dans des conditions de pollution atmosphérique, souvent alliées à des conditions atmosphériques défavorables, il est possible qu'une ligne aérienne de transmission continue ne puisse fonctionner à sa tension assignée. Néanmoins, le système de commande de la sous-station CCHT offre divers moyens permettant de conserver le passage de la puissance sous tension réduite.

Une des possibilités consiste à placer le changeur de prise du transformateur dans la position qui correspond à la tension alternative minimale pour les valves. De plus, on peut obtenir une réduction supplémentaire de la tension de transmission en fonctionnant sous un angle d'allumage supérieur.

specifications should state whether the interference performance under rated conditions should be met under overload conditions or to what extent degradation of performance is permitted.

Also, since overload increases the converter reactive power consumption, the specifications should state how this is to be taken into account when designing reactive power compensation equipment. If additional reactive power is drawn from the system under HVDC substation overload conditions, excessive a.c. bus voltage regulation and a consequent reduction in power flow may take place. For this reason, the expected a.c. bus voltage under overload conditions should be specified.

18.4 *Switchgear and buswork capability*

Switchgear and buswork normally do not impose limits on HVDC substation overloads, unless paralleling of converters is planned. However, special attention should be paid to the overload capabilities of current transformers and bushings.

SECTION SEVEN — MINIMUM POWER TRANSFER AND NO-LOAD STAND-BY STATE

19. **General**

With HVDC substations there exists a minimum steady-state direct current limit. This is due to the fact that at some low level the current becomes discontinuous and is the principal criterion for a minimum power limit.

20. **Minimum current**

Since the direct voltage output of an HVDC converter is made of sections of the sinusoidal bus voltage, direct current would not be a smooth or constant quantity by itself. Rather, it is made continuous by the d.c. reactor connected in series with the converter. Assuming a constant average direct voltage, the direct current would become discontinuous, at low power, depending on the size of the d.c. reactor, number of valve groups in service, where series connection of groups is used, and converter firing angle. Discontinuous current should be avoided in steady-state operation, unless the converter equipment is designed for this mode of operation.

Since the d.c. reactor size is usually determined by other criteria and the firing angle can be of any value, a minimum current limit shall be specified. A value of 5% to 10% of rated current is commonly used. This minimum direct current can further be reduced by choosing a larger d.c. reactor.

21. **Reduced direct voltage operation**

Under contamination conditions, often in combination with unfavourable weather conditions, operation of an overhead d.c. transmission line may not be possible at its rated voltage. However, the control system of the HVDC substation offers various means to achieve continuation of power flow at reduced transmission voltages.

One possibility is to move the transformer tap changer to the position resulting in the lowest a.c. voltage for the valves. In addition, a further decrease of transmission voltage can be achieved through operation at an increased firing angle.

Cela pourrait exiger un type de valve spécial, donc une augmentation du prix. De plus, étant donné que le fonctionnement sous des angles d'allumage plus grands augmente la génération d'harmoniques et la consommation de puissance réactive, le fonctionnement sous tension continue réduite exige une réduction du courant continu pour le cas où le matériel de filtrage et de compensation n'aurait pas une puissance assignée correspondant à ces conditions.

Il est également possible d'augmenter la plage de fonctionnement du changeur de prise ou, lorsque le système continu est alimenté à partir d'une centrale isolée, de réduire la tension des barres alternatives.

Les valeurs pratiques de fonctionnement sous tension continue réduite sont de 70% à 80% de la tension assignée, peut-être à courant réduit. Il est raisonnable de s'attendre à une capacité de fonctionnement continu au courant assigné à 75% de la tension à peu près en utilisant un refroidissement redondant, pourvu que l'on admette un niveau de perturbation harmonique légèrement supérieur; lequel dépend à son tour de la fréquence et de la durée envisagées pour ce fonctionnement.

Lorsqu'on utilise deux convertisseurs à 12 impulsions branchés en série, on peut couper l'un d'eux, ce qui réduit la tension de 50% et supprime la nécessité de fonctionner avec un angle d'allumage du convertisseur plus grand ou un courant continu réduit.

Pour parvenir à une conception économique du matériel, il conviendra de préciser les niveaux de tension alternative pour les fonctionnements prévus sous tension continue.

22. Etat de veille à vide

Dans ce mode, la sous-station CCHT est prête pour une reprise de charge immédiate sans qu'une longue procédure de mise en route soit nécessaire. Il convient de donner une définition de l'état des divers matériels pour déterminer les pertes à vide de la sous-station CCHT si l'on a prévu le fonctionnement à l'état de veille à vide.

22.1 Transformateurs de convertisseur – veille à vide

Les transformateurs du convertisseur peuvent rester sous tension ou hors tension, selon la politique de l'utilisateur concernant les pertes. Dans le dernier cas, il faudra tenir compte du temps nécessaire à la décroissance des courants d'enclenchement. Les pompes à huile et les refroidisseurs devront fonctionner au niveau minimal correspondant au type de transformateur utilisé.

22.2 Valves du convertisseur – veille à vide

Les valves du convertisseur devront être à l'état bloqué. Il y aura de faibles pertes dans les circuits de répartition de tensions si les transformateurs du convertisseur sont sous tension. Les circuits de refroidissement primaire, secondaire et de la salle des valves devront fonctionner à un niveau suffisant pour permettre une reprise de charge immédiate.

22.3 Filtres alternatifs et compensation réactive – veille à vide

On peut ou non connecter les filtres alternatifs et la compensation réactive selon la stratégie du contrôle de la puissance réactive pratiquée dans le système alternatif. Cependant, pour la détermination des pertes à vide, on devra les considérer comme étant déconnectés.

22.4 Inductances de lissage et filtres à courant continu – veille à vide

Les inductances de lissage et les filtres continus devront être branchés. Les inductances de lissage, les pompes et les refroidisseurs devront fonctionner au niveau minimal, conformément à la conception des inductances de lissage.

This requirement could mean a special valve design and thus increase valve costs. Furthermore, since operation at large firing angles causes an increased harmonic generation and reactive power consumption, operation at reduced direct voltage then requires a reduction of the direct current, if the filtering and compensation equipment are not rated for these conditions.

Other possibilities are to increase the tap changer range, or where the HVDC system is fed from an isolated power station, a reduction of a.c. bus voltage can also be considered.

Practical values for reduced direct voltage operation are at 70% to 80% of rated voltage, perhaps, at reduced current. It is reasonable to expect continuous operating capability at approximately rated current at 75% voltage with use of redundant cooling, provided that somewhat higher harmonic interference level is acceptable; this in turn depends on the expected frequency and duration of such operations.

Where two series-connected 12-pulse converter units are used, one unit might be switched out, resulting in a 50% voltage reduction, thus eliminating the necessity to operate at increased converter firing angle or reduced direct current.

To arrive at an economic design of the equipment, the a.c. voltage levels should be specified for expected direct voltage operations.

22. No-load stand-by state

In this mode, the HVDC substation is ready for immediate pick-up of load without the need for a lengthy start-up procedure. A definition of the status of various equipment shall be specified to determine the no-load losses of the HVDC substation, if operation in the no-load stand-by state is planned.

22.1 Converter transformers – no-load stand-by

The converter transformers may remain energized or de-energized, depending on the user's policies with respect to losses. In the latter case account should be taken of the time required for inrush currents to decay. Oil pumps and coolers should be in operation on a minimum level, as appropriate to the design of the transformers.

22.2 Converter valves – no-load stand-by

The converter valves should be in the blocked condition. There will be small losses in the voltage grading circuits, if the converter transformers are energized. Primary, secondary and valve hall cooling should be in operation at a sufficient level to permit immediate pick-up of load.

22.3 A.C. filters and reactive compensation – no-load stand-by

The a.c. filters and reactive compensation may be connected or disconnected depending on reactive power control strategy within the a.c. system. However, for the sake of no-load loss determinations, they should be considered disconnected.

22.4 D.C. reactors and d.c. filters – no-load stand-by

The d.c. reactors and d.c. filters should be connected. D.C. reactors, pumps and coolers should be in operation on a minimum level, as appropriate to the design of the reactors.

22.5 Réseau de puissance auxiliaire – veille à vide

Le réseau de puissance auxiliaire devra être totalement en état de fonctionnement, et prêt à fonctionner immédiatement à la charge nominale, par exemple avec tous les transformateurs de service du poste sous tension, les chargeurs de batterie en fonctionnement, etc.

22.6 Commande et protection – veille à vide

Tous les circuits de commande et de protection devront être en état de fonctionner.

SECTION HUIT — RÉSEAU ALTERNATIF

23. Généralités

Il convient de préciser ce qui suit pour les réseaux alternatifs aux deux extrémités, pour chaque phase du développement et pour les modifications futures prévues.

On décrira la disposition du poste alternatif auquel les convertisseurs et les filtres devront être connectés, ainsi que les lignes alternatives qui y sont connectées. Cette description devra aussi couvrir les différentes configurations de fonctionnement prévues du poste alternatif.

Des données spécifiques devront être fournies concernant les générateurs voisins, en particulier si le redresseur fournit la charge principale aux générateurs. On a également souvent besoin de données concernant la répartition des charges et les études de court-circuit.

24. Tension alternative

24.1 Tension alternative assignée

La tension alternative assignée est la tension efficace entre phases de la fréquence fondamentale pour laquelle le système est prévu et à laquelle se rapportent certaines caractéristiques du matériel alternatif tel qu'appareillage alternatif, filtres alternatifs, matériel de compensation réactive, enroulements primaires des transformateurs de convertisseur, etc.

On peut se servir de la tension assignée pour définir la puissance assignée de tels matériels alternatifs.

24.2 Plage des tensions en régime établi

La plage des tensions en régime établi est la plage dans laquelle le système de CCHT devra pouvoir transmettre la puissance assignée et dans laquelle il devra satisfaire à toutes les conditions de fonctionnement, sauf indication contraire.

Toute condition particulière de fonctionnement hors des limites de la plage des tensions en régime établi devrait être indiquée. Ces conditions peuvent influencer sur l'étude des matériels principaux, des transformateurs de convertisseur, des filtres, du matériel auxiliaire, etc.

24.3 Composante inverse de la tension

La composante inverse de tension alternative calculée selon la méthode des composantes symétriques est l'ensemble des tensions triphasées dont les maxima se présentent dans l'ordre inverse de celui des tensions de composante directe. On l'exprime généralement en pourcentage de la tension assignée.

Bien qu'il soit difficile d'obtenir une valeur réelle de ce paramètre, on précisera le maximum à utiliser pour la détermination des harmoniques non caractéristiques du côté continu. Ces courants et tensions harmoniques sont respectivement utilisés pour l'étude du filtre alternatif et du filtre continu (voir les sections seize et dix-sept).

22.5 Auxiliary power system – no-load stand-by

The auxiliary power system should be fully operative and ready to pick-up rated load, e.g., all station service transformers energized, battery chargers in operation, etc.

22.6 Control and protection – no-load stand-by

All control and protection circuits should be operative.

SECTION EIGHT – A.C. SYSTEM**23. General**

The following should be specified for a.c. systems at both ends for each stage of development as well as for expected future changes.

The arrangement of the a.c. switchyard to which the converter units and filters are to be connected, including a.c. lines, should be described. This should also be done for the planned operating schemes of the switchyard.

Specific data should be made available for generators in the close vicinity, particularly if the major load for the generators is served through the rectifier. Often all data pertinent to load flow and short-circuit studies are also needed.

24. A.C. voltage**24.1 Rated a.c. voltage**

Rated a.c. voltage is the r.m.s. phase-to-phase fundamental frequency voltage for which the system is designed and to which certain characteristics of the a.c. equipment are related, such as a.c. switchgear, a.c. filters, reactive power compensation equipment, primary windings of converter transformers, etc.

Rated voltage may be used to define the rated power of such a.c. equipment.

24.2 Steady-state voltage range

The steady-state voltage range is the range over which the HVDC system should be able to transmit rated power and over which all performance requirements are to be met, unless stated otherwise.

Any special performance requirements beyond the limits of the steady-state range should be specified. These may affect the design of main equipment, converter transformers, filters, auxiliary equipment, etc.

24.3 Negative sequence voltage

The negative sequence component of a.c. voltage calculated according to the method of symmetrical components is that balanced set of three-phase voltages whose maxima occur in the opposite order to that of the positive sequence voltages. It is generally expressed as a percentage of the rated voltage.

Although it is difficult to obtain an actual value of this parameter, the maximum to be used in determination of non-characteristic harmonics of the current on the a.c. side and the non-characteristic harmonic voltages on the d.c. side should be specified. These harmonic currents and voltages are respectively used for the design of the a.c. filter and d.c. filter (see Sections 16 and 17).

25. Fréquence

25.1 Fréquence assignée

Il convient d'indiquer la fréquence d'un système alternatif pour servir de base à l'estimation du matériel alternatif, du transformateur de convertisseur, etc., ainsi que des ponts convertisseurs et de la commande.

L'étude des filtres continus est également affectée par la fréquence du système alternatif.

25.2 Plage de fréquence en régime établi

La plage de fréquence en régime établi est la plage dans laquelle, conjointement à la plage de tension alternative en régime établi, on peut transmettre la puissance assignée et remplir toutes les conditions de fonctionnement.

25.3 Variation de fréquence de courte durée

Les limites et la durée des excursions de fréquence à court terme pour lesquelles le fonctionnement du système est prévu devront être indiquées. Cela peut être un paramètre important pour la conception des filtres continus et alternatifs. Le comportement des filtres au cours de telles variations peut être spécifié.

25.4 Variation de fréquence en cas d'urgence

En cas d'urgence, la fréquence du système alternatif peut atteindre des valeurs extrêmes pendant des temps limités. Il convient de préciser ces valeurs et leur durée prévue. Dans ces circonstances, le matériel devra rester en service sans dommage, mais on ne peut exiger qu'il ait le rendement prévu. Avec des excursions dépassant les limites de fréquences de fonctionnement spécifiées il peut être permis de déconnecter automatiquement le matériel.

26. Impédance du réseau à la fréquence fondamentale

Pour pouvoir analyser les conditions de commutation dans le convertisseur, il convient de préciser l'impédance du réseau à la fréquence fondamentale. Les valeurs minimales et maximales de l'impédance subtransitoire à la barre alternative, sans filtre ni matériel de compensation, sont nécessaires pour cette analyse.

L'impédance subtransitoire est l'impédance directe du système alternatif défini par la réactance subtransitoire des machines synchrones, la réactance de fuite des machines à induction et l'impédance directe des lignes de liaison.

27. Impédance du réseau aux fréquences harmoniques

L'impédance du réseau à toutes les fréquences harmoniques, de la deuxième à la cinquantième, est nécessaire pour l'étude des filtres alternatifs et le calcul du rendement.

On peut calculer cette impédance à l'aide des paramètres des lignes, des transformateurs et des générateurs jusqu'à cinq à huit barres à partir du poste CCHT. Néanmoins, cette impédance peut varier considérablement dans différentes conditions de charge et d'étapes d'extension du système. Il est donc généralement plus pratique de se servir d'un schéma $R-X$ et de tracer l'enveloppe du lieu d'impédance harmonique du réseau dans les conditions prévues. Les valeurs de $R_{\min}$ et $X_{\min}$ devront être incluses dans le schéma.

En pratique, ce schéma peut prendre plusieurs formes, par exemple un tracé circulaire, limité par le rapport constant R/X , ou la combinaison des deux.

28. Impédance d'onde directe et homopolaire

L'impédance d'onde directe et homopolaire est requise pour toutes les lignes alternatives entrant dans le poste, pour pouvoir évaluer les perturbations provoquées par les convertisseurs dans la bande des fréquences porteuses, et pour la construction de filtres appropriés.

25. Frequency

25.1 Rated frequency

The frequency of an a.c. system should be specified to give the basis of rating of the a.c. equipment, convertor transformer, etc., as well as convertor bridges and control.

The design of the d.c. filters is also influenced by the a.c. system frequency.

25.2 Steady-state frequency range

Steady-state frequency range is the range, in conjunction with the a.c. voltage steady-state range, over which the rated power may be transmitted and all performance requirements are to be met.

25.3 Short-term frequency variation

Limits and duration of short-term frequency excursions for which system performance is required should be specified. This can be a sensitive parameter for a.c. and d.c. filter design. Filtering performance during such variations may be specified.

25.4 Frequency variation during emergency

During an emergency the a.c. system frequency may reach extreme values for limited periods. These values and their expected durations should be specified. In this condition, the equipment should remain in service without damage, but should not be required to meet the performance specified. For excursions beyond the specified operating frequency limits it may be permissible to automatically disconnect the equipment.

26. System impedance at fundamental frequency

For the purpose of analysis of commutation conditions in the convertor the system impedance at fundamental frequency should be stated. Maximum and minimum values of the subtransient impedance at the a.c. bus, without any filter or compensating equipments, are needed for such analysis.

Subtransient impedance is the positive sequence impedance of the a.c. system as determined by the subtransient reactance of synchronous machines, leakage reactance of induction machines, and positive sequence impedance of connecting lines.

27. System impedance at harmonic frequencies

System impedance at all harmonic frequencies from the 2nd up to the 50th is needed for a.c. filter design and performance calculations.

This impedance may be calculated using the parameters of the lines, transformers and generators up to five to eight HVDC substation buses. However, this impedance may change considerably under different load conditions and extension stages of the system. Therefore, it is usually more convenient to use an R - X diagram and to plot the envelope of the locus of the system harmonic impedance under expected system conditions. The values of $R_{\min}$ and $X_{\min}$ should be included in the diagram.

In practice this diagram may take various forms such as a circular plot, limited by constant R/X ratio or the combination of both.

28. Positive and zero sequence surge impedance

The positive and zero sequence surge impedance is needed for all a.c. lines going into the station for evaluation of interference from convertors in the carrier frequency band and for design of appropriate filters.

29. Autres sources d'harmoniques

Il convient d'identifier les autres sources d'harmoniques électriquement proches de la sous-station CCHT. Leur influence devra être prise en compte dans le dimensionnement des filtres et condensateurs alternatifs. Les courants harmoniques résultants devront être indiqués pour les compensateurs de puissance réactive statique reliés aux barres de la station de conversion ou dans les postes voisins.

30. Résonance subsynchrone

Si l'on s'attend à des problèmes de résonance subsynchrone, il faut, en principe, fournir tous les renseignements qui s'y rapportent, résultant des études appropriées (voir aussi section neuf).

SECTION NEUF — PUISSANCE RÉACTIVE

31. Généralités

La commutation par le réseau des ponts de conversion, utilisée dans les systèmes CCHT, nécessite une consommation de puissance réactive pour le fonctionnement, tant des redresseurs que des onduleurs. A pleine charge, cette consommation représente de 50% à 60% de la puissance assignée pour les valeurs généralement utilisées d'impédance des transformateurs et d'angle d'allumage ou d'extinction.

Sous charge partielle, on peut modifier la consommation de puissance réactive selon les besoins du système continu, en utilisant une stratégie de commande appropriée. Avec celle qui est souvent adoptée, et qui consiste à conserver l'angle de retard α du redresseur ou l'angle d'extinction γ de l'onduleur dans des limites étroites, au moyen du changeur de prise du transformateur de convertisseur, la variation de la puissance réactive par rapport à la puissance réelle est indiquée dans la figure 15, courbe a), pour une tension continue constante et un angle γ d'extinction constant. On peut aussi obtenir une variation linéaire, comme indiqué dans la figure 15 courbe b) qui suppose un U_{d0} maintenu constant au moyen d'une augmentation de l'angle de retard α du redresseur, et de l'angle d'extinction γ de l'onduleur lorsqu'on réduit la charge.

Si l'on maintient constant le courant continu et si on obtient une charge partielle en augmentant l'angle de retard, réduisant ainsi la tension continue, on augmente la consommation de puissance réactive à charge réduite selon la courbe c) de la figure 15. On peut rendre effective n'importe quelle caractéristique entre les courbes a) et c) pour remplir des conditions particulières du système alternatif.

On peut combiner les modifications de l'angle d'allumage de la valve et du changeur de prise du transformateur de convertisseur pour contrôler la puissance absorbée par une sous-station CCHT. Cependant, comme cela exige une augmentation de l'angle d'allumage, on provoque une augmentation de courants et de tensions harmoniques et des pertes dans les circuits d'amortissement des valves.

En partant d'un autre point de vue, on obtient le filtrage du courant alternatif au moyen de filtres harmoniques qui créent également de la puissance réactive. Toutefois, la puissance réactive de fréquence fondamentale engendrée par les filtres et définie par les conditions de filtrage alternatif à pleine charge est généralement inférieure à la consommation de puissance réactive des convertisseurs. C'est pourquoi on prévoit généralement des bancs de condensateurs supplémentaires pour compenser la puissance réactive totale demandée par le convertisseur.

La puissance réactive nette des convertisseurs et des filtres, en tenant compte des considérations de filtrage, est réglable dans certaines limites, par commutation des bancs de condensateurs et également d'une partie des bancs de filtres, si nécessaire.

29. Other sources of harmonics

Other sources of harmonics electrically close to the HVDC substation should be identified. Their influence should be taken into account in a.c. filter and capacitor bank ratings. Generated harmonic currents should be stated for the static reactive power compensators connected to the converter substation bus or to nearby a.c. substations.

30. Subsynchronous resonance

If subsynchronous resonance problems are expected, all related information from the pertinent studies should be provided (see also Section Nine).

SECTION NINE — REACTIVE POWER**31. General**

Line commutation of converter bridges, as used in HVDC systems, requires a consumption of reactive power in both rectifier and inverter operation. At full load, this consumption represents 50% to 60% of rated power for commonly used values of transformer impedance and firing or extinction angle.

At partial load reactive power consumption can be varied according to a.c. system requirements by using an appropriate control strategy. With a control strategy often adopted, which is to maintain the delay angle α in the rectifier, or the extinction angle γ in the inverter, within narrow limits by means of the tap changer of the converter transformer, the variation of reactive power versus real power is shown in Figure 15, curve a), for constant direct voltage and constant extinction angle γ . As an alternative, a linear variation may be obtained, as shown on Figure 15, curve b), which involves maintaining constant U_{d0} by means of an increase of the delay angle α in the rectifier and extinction angle γ in the inverter, when the load is reduced.

If the direct current is kept constant and partial load is achieved by increasing the delay angle and thus reducing the direct voltage, reactive power consumption is increased at partial load according to curve c) in Figure 15. Any characteristic between curves a) and c) can be implemented to meet specific a.c. system requirements.

Combined changes of the valve firing angle and the load tap changer of the converter transformer may be used to control the reactive power demand of a HVDC substation. However, since this requires an increase of the firing angle it leads to an increased generation of harmonic currents and voltages and increased losses in the damping circuits of the valves.

Looked at another way, filtering of a.c. current is obtained through harmonic filters which also generate reactive power. However, the fundamental frequency reactive power generated by the filters as determined by the a.c. filtering requirements at full load is generally less than the reactive power consumption of the converter bridges. Therefore, additional capacitor banks are usually provided to meet the total reactive power demand of the converter.

The net reactive power of the converters and filters, taking into account filtering considerations, may be controlled within certain limits, by switching of capacitor banks and also part of the filter banks, if needed.

Pour définir une stratégie convenable de commande de la puissance réactive, il est nécessaire d'indiquer ce qui suit.

32. Consommation de puissance réactive du convertisseur

Il convient de déterminer la consommation de puissance réactive dans les diverses conditions de fonctionnement du redresseur et de l'onduleur sous charge partielle, à pleine charge et en surcharge. Il convient également d'indiquer la méthode de calcul et les paramètres utilisés pour ce calcul.

Les conditions de fonctionnement à prendre en compte comprennent le sens de circulation de la puissance, le retour monopolaire par la terre, le retour monopolaire par circuit métallique, le fonctionnement sous tension continue bipolaire et réduite, dans la gamme spécifiée des tensions de barre alternative en régime établi.

33. Echange de puissance réactive entre le réseau et la sous-station CCHT

Pour déterminer les sources de la puissance réactive à installer, il faut faire un bilan général de puissance réactive. A part les besoins en puissance réactive des convertisseurs, on tiendra compte de ce qui suit:

- plage des facteurs de puissance à conserver dans les lignes alternatives dans toutes les conditions de fonctionnement,
- plages des tensions de fonctionnement du réseau alternatif en état de charge légère et de charge de crête,
- puissance réactive disponible à partir d'alternateurs voisins,
- besoins de redondance.

Dans le cas où le redresseur est directement branché sur une centrale de production, on tiendra également compte des points suivants:

- capacité de l'alternateur au-delà de la plage des tensions maximales et minimales de fonctionnement autorisées,
- gamme des changeurs de prise disponibles dans le transformateur élévateur, et prise à utiliser à chaque étape du développement,
- besoin de puissance réactive des autres charges,
- puissance active minimale autorisée pour les alternateurs,
- limite d'auto-excitation des alternateurs,
- nombre minimum d'alternateurs à connecter.

34. Alimentation en puissance réactive

Les sources de puissance réactive répondant à l'ensemble des besoins devront comprendre l'ensemble le plus économique de filtres, de condensateurs shunt, de réactances shunt et de compensateurs synchrones et/ou statiques capables de satisfaire aux critères de rendement. Une grande partie de la puissance réactive devra être fournie sous forme de filtres pour répondre aux conditions harmoniques. Sous charge légère, une mesure minimale du banc de filtres branché peut provoquer un surplus de puissance réactive et par suite une tension excessive en régime établi, ce qui conduirait à prévoir des réserves de réactances shunt ou l'emploi d'un convertisseur capable de consommer une puissance réactive supérieure.

Les bancs de condensateurs shunt sont la source la plus économique de compensation du reliquat de puissance réactive nécessaire. On ne doit penser à des compensateurs synchrones et statiques que s'il y a un problème de tension dynamique et/ou un problème de stabilité (voir section huit). Il peut y avoir d'autres contraintes liées aux réseaux alternatifs voisins.

To define a suitable strategy of reactive power control, the following should be specified.

32. Convertor reactive power consumption

The reactive power consumption should be determined for the different operating conditions for the rectifier and inverter under partial load, full load and overload conditions. The method of calculation and the parameters used in the calculations should also be specified.

The operating conditions to be considered include direction of power flow, monopolar earth return, monopolar metallic return, bipolar and reduced direct voltage operation over the specified range of steady-state a.c. bus voltage.

33. Reactive power balance with the a.c. system

To determine the reactive power sources to be installed, an overall balance of reactive power has to be known. Apart from the reactive power needs of the convertors, consideration should be given to the following:

- the power factor range to be maintained in the a.c. lines for all operating conditions,
- the operating voltage ranges under light and peak load conditions of the a.c. system,
- reactive power available from nearby generators,
- redundancy requirements.

In case the rectifier is directly connected to a power station, the following points should also be considered:

- generator capability over the maximum and minimum permissible operating voltage range,
- tap changer range available in the step-up transformer, and the tap to be used for each development stage,
- reactive power requirement of other loads,
- minimum permissible active power for the generators,
- self-excitation limit of the generators,
- minimum number of generators to be connected.

34. Reactive power supply

The sources of reactive power supply to meet the set of requirements should include the most economical combination of filters, shunt capacitors, shunt reactors, synchronous and static reactive power compensators that meets the performance criteria. Much of the reactive power should be supplied in the form of filters to meet the harmonic performance. Under light load conditions, minimum size of available filter bank connected may lead to surplus reactive power and consequently excessive steady-state voltage. This may require provision of shunt reactors or use of convertor capability to consume greater reactive power.

Shunt capacitor banks are the most economical source for the required remaining reactive power. Synchronous and static reactive power compensators should be considered only if there is a dynamic voltage and/or stability problem (see Section Eight). There may be additional requirements associated with the adjacent a.c. systems.

35. Dimension maximale des bancs réactifs commutables

Il est possible de diviser les bancs de filtres et de condensateurs en bancs plus petits, commutables. La dimension de ces derniers dépend:

- a) des conditions de réglage de tension sur l'ensemble de la gamme de fonctionnement allant de la marche à vide à la marche à pleine charge et en surcharge,
- b) de la variation de tension acceptable lors des commutations. On notera que l'effet des commutations peut être atténué à l'aide de la commande du convertisseur,
- c) de la fréquence des commutations.

Lorsqu'on envisage une combinaison de filtres et de condensateurs shunt avec des compensateurs synchrones, il faut limiter la dimension des filtres et des condensateurs pour éviter une auto-excitation des machines synchrones.

SECTION DIX — LIGNE EN COURANT CONTINU, LIGNE D'ÉLECTRODE ET ÉLECTRODE DE TERRE

36. Généralités

Cette section identifie les caractéristiques de la ligne en courant continu, de la ligne d'électrode et de l'électrode de terre qui se rapportent à la définition du rendement du convertisseur en régime établi, y compris les conditions de fonctionnement et d'étude des transmissions par courant porteur sur la ligne de puissance. Elle ne couvre pas les renseignements que l'on devra fournir pour l'étude de la ligne continue, pour les lignes d'électrode et pour l'électrode de terre elle-même.

Les données des principales caractéristiques de fonctionnement de la ligne continue, de la ligne d'électrode ou de l'électrode de terre devront être déterminées à l'avance.

En indiquant ces données, la précision n'est pas nécessaire, car on peut aisément effectuer de petites modifications de ces paramètres lors de l'étude du convertisseur.

37. Ligne(s) aérienne(s)

37.1 Généralités

Il convient d'indiquer la longueur totale de la ligne, avec les détails de toutes les sections aériennes et des câbles. Il convient également de donner le détail de toute servitude d'utilisation collective. Les détails de tous les croisements et parallélismes sont nécessaires pour permettre l'évaluation des interactions et des perturbations électriques possibles. Au cas où l'on ne connaît pas la longueur exacte, il y a lieu d'indiquer la plage attendue pour cette longueur.

Pour les lignes bipolaires et multipolaires, on aura également besoin de renseignements concernant les espacements entre pôles et bipôles sur toute la longueur du tracé.

37.2 Paramètres électriques

- | | |
|---------------|---|
| 1) Résistance | valeurs continues maximales directes et homopolaires à courant minimal, courant assigné, courant maximal en surcharge en tenant bien compte des conditions ambiantes (température, radiation, vitesse du vent, etc.) existantes lors des conditions de charge considérées. Dépendance des courbes de fréquence jusqu'à 100 kHz pour le courant assigné; |
| 2) Capacité | capacité directe et homopolaire (C_1 et C_0); |
| 3) Inductance | inductance directe et homopolaire (L_1 et L_0), courbe de dépendance de la fréquence jusqu'à 100 kHz pour ces valeurs. |

35. Maximum size of switchable var banks

Filters and capacitor banks may be divided into small switchable banks. The size of switchable banks depends on:

- a) voltage control requirements over the whole operating range from no load to full load and overload,
- b) acceptable regulation step per switching operation. It should be noted that the regulating effect from switching reactive power banks can be modulated with the help of convertor control,
- c) frequency of switching.

When considering combinations of filters and shunt capacitors with synchronous compensators, the filters and shunt capacitors should be limited in size to avoid self-excitation of the synchronous machines.

SECTION TEN — D.C. LINE, ELECTRODE LINE AND EARTH ELECTRODE

36. General

This section identifies those characteristics of the d.c. line, the earth electrode and the electrode line that are relevant to the specification of the steady-state performance of the convertor, including power line carrier performance and design requirements. It does not provide the information that should be specified for the design of the d.c. line, electrode lines or earth electrodes themselves.

Key performance specification data for the d.c. line, the electrode line and the earth electrode should be determined in advance.

Precision in showing these data is not necessary, since small changes in these parameters can be easily accommodated during the convertor design stage.

37. Overhead line(s)

37.1 General

The total length of the line should be given, including details concerning any overhead and cable sections. Details should be provided of any right-of-way joint uses. Particulars of all crossings and parallelisms need to be given to enable assessment of possible electrical interactions and interference. In case the exact length is not known, the expected range for this length should be stated.

For bipole and multi-pole lines information on the spacings between poles and bipoles along the complete route will be needed.

37.2 Electrical parameters

- | | |
|----------------|---|
| 1) Resistance | maximum positive and zero sequence d.c. values at minimum current, rated current, maximum overload current with due consideration of the ambient conditions (temperature, radiation, wind velocity, etc.) prevailing during the load condition considered. Curve of frequency dependence up to 100 kHz for rated current; |
| 2) Capacitance | positive and zero sequence capacitance (C_1 and C_0); |
| 3) Inductance | positive and zero sequence inductance (L_1 and L_0), curve of frequency dependence up to 100 kHz for these. |

Si les renseignements ci-dessus ne sont pas disponibles, on pourra, comme solution de rechange, fournir les données nécessaires à leur calcul. Pour calculer ces paramètres, les données suivantes sont nécessaires:

- a) dimension, type et géométrie du conducteur (y compris le fil de garde),
- b) gabarit des pylônes, leur espacement et les profils de flèche,
- c) résistivité du sol le long du parcours,
- d) résistance des socles des pylônes,
- e) gradient maximal à la surface du conducteur dans le pire des cas, permettant le calcul des effets de couronne, par exemple si on utilise le courant porteur,
- f) niveau critique de contournement de l'isolation en onde de choc.

Il est fortement recommandé que la ligne continue soit correctement blindée contre les chocs directs de foudre le long des dix premiers kilomètres à partir de la sous-station CCHT et que la résistance des socles des pylônes de la ligne continue soit suffisamment faible, par exemple moins de 10 à 25 Ω .

Une troisième solution consisterait à fournir les renseignements nécessaires sous forme d'impédances individuelles ou mutuelles entre les conducteurs et la terre, au lieu des composants successifs.

38. Liaison(s) en câbles

38.1 Généralités

Il conviendra de spécifier la longueur des sections ou la longueur totale selon les besoins. Toutes limitations des conditions de service imposées par le fabricant du câble devront être indiquées.

Ces limitations pourraient comprendre, par exemple:

- a) des restrictions de changement de polarité,
- b) des restrictions de vitesse de décharge,
- c) les tensions limites et le niveau d'ondulation du courant,
- d) les limitations de surtensions et de surintensité.

38.2 Paramètres électriques

- a) résistance du conducteur continu, valeur maximale à courant assigné et au courant maximal de surcharge, valeur minimale au courant minimal,
- b) dépendance de la fréquence de résistance du conducteur jusqu'à 5 kHz,
- c) résistance de la gaine du câble et influence de la fréquence jusqu'à 5 kHz,
- d) inductance et influence de la fréquence sur celle-ci jusqu'à 20 kHz,
- e) capacité du conducteur par rapport à la gaine,
- f) capacité de la gaine par rapport à la terre (armure),
- g) impédance d'onde du câble entre conducteur et gaine,
- h) caractéristiques d'atténuation jusqu'à 50 kHz.

39. Ligne de terre

Pour évaluer les effets possibles de saturation du transformateur dus au passage du courant continu dans le circuit de terre du poste et dans les neutres mis à la terre, la longueur de la ligne d'électrode et de chacune de ses parties sur les pylônes de la ligne continue devront être précisées.

If the above information is not available, as an alternative, the necessary data to enable its calculation could be given. To calculate these parameters the following data will be required:

- a) conductor size, type, geometry (including the shield wire),
- b) tower outlines, spacing and sag profiles,
- c) soil resistivity along the route,
- d) tower footing resistance,
- e) the worst-case maximum conductor surface gradients to permit calculation of corona effects, e.g. if carrier is to be used,
- f) critical impulse flashover level of insulation.

It is strongly recommended that the d.c. line be adequately shielded from direct lightning strokes for the first 10 km from the HVDC substation and for the d.c. line tower footing resistance to be sufficiently low, e.g. less than 10 to 25 Ω .

As a third alternative, in place of sequence components, the information could be provided in the form of self and mutual impedance between conductors and earth.

38. Cable line(s)

38.1 General

Length of sections or total length should be specified as appropriate. Any restrictions on service conditions imposed by the cable supplier should be stated.

Examples of such restrictions might include:

- a) limitations on polarity reversal,
- b) limitations on discharge rate,
- c) limiting voltage and current ripple level,
- d) limitations on overvoltages and overcurrents.

38.2 Electrical parameters:

- a) d.c. resistance of conductor, maximum value at rated current and at maximum overload current, minimum value at minimum current,
- b) conductor resistance frequency dependence up to 5 kHz,
- c) cable sheath resistance and frequency dependence up to 5 kHz,
- d) inductance and frequency dependence up to 20 kHz,
- e) capacitance of conductor to sheath,
- f) capacitance of sheath to earth (armour),
- g) surge impedance of cable conductor to sheath,
- h) attenuation characteristics up to 50 kHz.

39. Electrode line

To evaluate possible transformer saturation effects due to direct current flowing via the station earthing system and earthed neutrals, the electrode line length, as well as the length of any part of it which is on the d.c. line towers should be specified.

On indiquera également la résistance de la ligne d'électrode, sa valeur maximale et les températures ambiantes estimées.

40. Electrode de terre

On indiquera la résistance maximale de l'électrode de terre par rapport à la terre éloignée. A noter que cette résistance pourrait augmenter avec le temps, les conditions ambiantes et/ou la charge.

SECTION ONZE — FIABILITÉ

41. Généralités

On entend par fiabilité d'un système CCHT sa capacité de transmettre une énergie donnée dans un temps donné dans des conditions spécifiées de réseau et d'environnement.

La présente section a pour objet d'établir des spécifications et d'évaluer la fiabilité. Cet article étudie les calculs de fiabilité au cours de la période de réception d'un système CCHT. Il se réfère au rapport CIGRÉ* qui se rapporte à une procédure de compte rendu des défaillances particulières et de la disponibilité d'ensemble des systèmes CCHT en fonctionnement. Sa portée est différente de celle du présent rapport.

Les termes et définitions applicables à la fiabilité des systèmes CCHT sont donnés ci-après. En ce qui concerne la fiabilité, deux éléments sont pris en considération:

- la disponibilité d'énergie,
- le nombre d'arrêts forcés.

Les articles suivants définissent divers types d'interruptions de service et les méthodes de calcul des deux éléments de fiabilité.

Note. — Pour assurer une fiabilité adéquate d'un système CCHT, il convient d'indiquer avec soin les caractéristiques de tous les éléments du système, surtout si les éléments principaux, tels que liaisons de télécommunication, compensations de force réactive, appareillage, auxiliaires, etc., proviennent d'une autre source que le fournisseur de la sous-station CCHT. Les télécommunications entre sous-stations CCHT peuvent jouer un rôle important dans la fiabilité, selon la conception du matériel de commande et de protection.

42. Interruptions de service

On entend par interruptions de service du système CCHT ce qui se passe lorsque la capacité de transmission tombe au-dessous d'un niveau de puissance de base défini P_B (article 44). Cela peut provenir de défauts des composants ou d'une pièce du matériel, d'une erreur humaine, d'une interruption de service du matériel pour entretien et réparation, d'une interruption de service provoquée par le fonctionnement d'un dispositif de sécurité, d'un défaut extérieur, etc. (voir paragraphe 48.2). Il conviendra de définir lesquelles de ces causes, ou d'autres, devront être incluses dans la disponibilité et dans le nombre annuel d'interruptions de service forcées. Si un certain défaut n'a pas pour conséquence une réduction de la capacité de transmission au-dessous du niveau de base de puissance P_B , il ne compte pas comme interruption de service. Un arrêt sera inclus dans les calculs en tant qu'interruption de service forcée ou prévue (voir les paragraphes 42.2 et 42.3).

42.1 Interruption de service partielle

Une interruption partielle est une interruption dans laquelle la capacité de transmission descend au-dessous de P_B mais reste supérieure à zéro.

* Document 14-80(WG 04)15: Protocole de compte-rendu du fonctionnement opérationnel des systèmes de transmission CCHT.

The electrode line resistance—maximum value and ambient temperature assumptions—should be stated.

40. Earth electrode

The maximum resistance of the earth electrode relative to the remote earth should be indicated. Note that this resistance may increase with time, environmental and/or load conditions.

SECTION ELEVEN — RELIABILITY

41. General

The reliability of a HVDC system is the ability to transmit a defined energy within a defined time under specified system and environmental conditions.

The purpose and scope of this section is for writing specifications and evaluating reliability. This clause defines reliability calculations during the acceptance period of a HVDC system. Reference is made to CIGRÉ* which deals with a reporting procedure of specific failures and overall availability of HVDC systems in operation. Its scope is different from this report.

Terms and definitions applicable to the reliability of HVDC systems are given below. With regard to reliability performance two elements are to be considered:

- energy availability,
- number of forced outages.

In the following clauses various types of outages and methods of calculating the two elements of reliability are defined.

Note. — To ensure adequate reliability for an HVDC system care should be exercised in drafting reliability specifications for all of the system elements, particularly if major elements, such as telecommunication links, reactive power compensation, switchgear, auxiliaries, etc., are obtained from a source other than the HVDC substation supplier. The telecommunications between HVDC substations can play an important reliability role, depending upon the design of the control and protection equipment.

42. Outage

An outage of the HVDC system is an event when the transmission capability falls below a defined base-power level P_B (Clause 44). This may be caused by defects of components or parts of the equipment, human errors, switching out of equipment for maintenance and repair, switching out caused by any operation of protection equipment, external fault, etc. (see Sub-clause 48.2). Consideration should be given to defining which of these or other causes should be included in the availability and annual number of forced outages. If a certain defect does not lead to reduction of transmission capability to below the base-power level P_B , then such an event does not count as an outage. An outage will be included in the calculations either as a forced outage or a scheduled outage (Sub-clauses 42.2 and 42.3 respectively).

42.1 Partial outage

A partial outage is an outage when the transmission capability falls below the base-power level P_B , but remains greater than zero.

* Reporting document 14-80(WG 04)15: Protocol for Reporting the Operational Performance of HVDC Transmission Systems.

42.2 *Interruption de service forcée*

Une interruption forcée est une interruption qui ne peut être retardée et qui dépasse une période de temps donnée. Il importe de définir la manière de calculer le temps d'interruption de service de chaque matériel important pour une réparation ou un remplacement, par rapport au temps réel nécessaire à la main-d'œuvre, aux pièces détachées et à l'outillage disponible.

42.3 *Interruption de service prévue*

Une interruption prévue est une interruption, partielle ou totale, nécessaire à l'entretien, aux essais, aux mesures et autres travaux, qui est planifiée à l'avance et peut être retardée jusqu'à un moment convenable qui ne devrait pas se situer au-delà d'une période donnée. Il importe de définir le mode de calcul de la durée d'interruption prévue par rapport au temps réellement utilisé et à la main-d'œuvre disponible. L'intervalle de temps autorisé pour les interruptions de service prévues du système de transmission ou d'une quelconque de ses parties devra également être défini. On arrêtera généralement des périodes d'interruptions de service prévues pour l'entretien courant une fois par an, chaque période couvrant une ou plusieurs équipes d'intervention. La durée par équipe et le nombre d'équipes par jour et par semaine devront aussi être précisés.

Selon la valeur et la complexité, les taux d'interruption et la possibilité de réparation d'un composant, certaines parties d'un équipement de convertisseur pourront avoir différentes périodes d'entretien, soit semestrielles, soit annuelles, ou bien même tous les trois à cinq ans.

Le nombre d'interruptions de service prévues et l'intervalle entre ces interruptions en cours d'année dépend dans une large mesure: des moyens d'entretien et de réparation existants pour le matériel CCHT, de la disponibilité du personnel qualifié, des moyens d'essai et de surveillance pour une identification rapide des défauts et des pannes du système; de l'outillage et des installations auxiliaires permettant le démontage et le remontage des pièces lourdes ou compliquées, ainsi que du type, du nombre et de la complexité des pièces de rechange disponibles sur place ou chez le fournisseur. Tous ces points devront être définis.

L'inclusion de la redondance de thyristors doit se fonder sur le taux de panne prévu des thyristors et sur les intervalles d'entretien programmés. Les thyristors défectueux peuvent être remplacés pendant les temps d'interruption prévus.

43. **Périodes horaires (PH)**

C'est le nombre d'heures du calendrier couvert par la période considérée. Une année complète couvre 8760 périodes horaires.

44. **Niveau de puissance de base (P_B)**

Niveau de puissance qui sert de référence de capacité pour le calcul de disponibilité. Le fonctionnement continu devra être possible à ce niveau dans des conditions normales. Il peut y avoir plusieurs niveaux de base, par exemple la puissance assignée, 50% de cette puissance, une capacité de surcharge permanente, etc.

45. **Indisponibilité d'énergie (IE)**

C'est la quantité mesurée d'énergie qui n'a pu être transmise par suite d'interruption de service.

L'indisponibilité d'énergie comprend l'indisponibilité d'énergie forcée *IEF* et l'indisponibilité d'énergie prévue *IEP*:

$$IE = IEF + IEP$$

Elle est habituellement exprimée en pourcentage.

42.2 *Forced outage*

A forced outage is an outage which cannot be deferred and which exceeds a specified time limit. It is important to define how the time of outage for repair-replacement of each major equipment item will be calculated in relation to the actual time taken, available manpower, spares and tools.

42.3 *Scheduled outage*

A scheduled outage is an outage, partial or full, necessary for the maintenance, tests, measurements and other work, which is planned beforehand or can be deferred for a convenient time which should be not less than a specified period. It is important to define how the time of scheduled outage will be calculated in relation to the actual time taken and available manpower. The permitted time interval for scheduled outages of the transmission system or any part of it should also be defined. Predetermined outage time periods will usually be scheduled for routine maintenance once per year, each comprising one or more working shifts. Time per shift and shifts per day and per week should also be defined.

Depending upon the value and complexity, the failure rates and the ability for repair of a component, some parts of converter equipment may have different maintenance periods, that is, half-yearly, yearly or as long as three to five years.

The number of scheduled outages and the outage time intervals per year are determined largely by: maintenance and repair facilities for the HVDC equipment; availability of trained personnel; test and monitoring facilities for rapid identification of faults and malfunctions in the system; auxiliary tools and installations for dismantling and reassembling of heavy or complex components as well as the type, number and complexity of spare parts available on site or from the supplier. All these matters should be defined.

The built-in thyristor redundancy should be based on the expected thyristor failure rate and planned maintenance intervals. Faulty thyristors may be replaced during scheduled outage times.

43. **Period hours (PH)**

The number of calendar hours in the period under consideration. In a full year there are 8760 period hours.

44. **Base-power level (P_B)**

The power level which is taken as a base capability for availability calculations. Continuous operation under normal conditions should be possible at this power level. There may be more than one base-power level P_B , for example rated power level, 50% of rated power level, continuous overload capability, etc.

45. **Energy unavailability (EU)**

This is a measure of energy which could not have been transmitted due to outages.

Energy unavailability consists of forced energy unavailability FEU and scheduled energy unavailability SEU :

$$EU = FEU + SEU$$

It is usually expressed in percentage values.

Il est essentiel, pour les études de fiabilité, de faire la distinction entre les effets des défauts de ligne sur les systèmes de transmission monopolaires et multipolaires (ou bipolaires).

Dans un système monopolaire, un défaut de ligne provoque une interruption totale de la transmission. Dans un système bipolaire, un défaut de ligne n'affecte, la plupart du temps, qu'un seul pôle du système de transmission, de sorte qu'il ne réduit en général la transmission que de 50%. Néanmoins, si le pôle restant de la ligne de transmission est prévu avec une certaine capacité de surintensité, et si l'on peut brancher en parallèle les groupes du convertisseur dans la sous-station CCHT, on pourra transmettre plus de 50% de l'énergie après avoir effectué les commutations nécessaires à la mise en parallèle des convertisseurs.

En cas de défaut d'un convertisseur, il peut être nécessaire d'arrêter celui-ci. Le pourcentage de perte de capacité de transmission est donné par le nombre de groupes convertisseurs mis hors service par rapport au nombre total des convertisseurs.

Il peut y avoir d'autres cas imprévus, par exemple la perte partielle des filtres, un défaut de ligne d'électrode de terre, etc. Leur influence sur la disponibilité sera définie.

45.1 Indisponibilité d'énergie forcée (IEF)

C'est la mesure de la quantité d'énergie qui n'aurait pu être transmise par suite d'interruptions de service forcées:

$$IEF = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_f}{P_B} \times \frac{OD}{PH} \right)_i \times 100,$$

où:

P_f est la réduction de capacité de transmission du niveau de puissance de base P_B , résultant d'interruptions forcées

OD est la durée d'interruption en heures, calculée selon une procédure admise

n est le nombre d'interruptions forcées pendant la période horaire PH

45.2 Indisponibilité d'énergie prévue (IEP)

C'est la mesure de l'énergie qui n'aurait pu être transmise par suite d'interruptions prévues:

$$IEP = \sum_{i=1}^m \left(\frac{P_s}{P_B} \times \frac{OD}{PH} \right)_i \times 100,$$

où:

P_s est la réduction de capacité de transmission du niveau de puissance de base P_B par suite d'interruptions prévues

m est le nombre d'interruptions prévues pendant la période horaire PH

46. Disponibilité d'énergie (DE)

C'est la mesure de l'énergie qui aurait pu être transmise par un système CCHT:

$$DE = 100 - IE$$

47. Nombre maximal autorisé d'interruptions de service forcées

Il ne s'agit pas de prendre en compte toutes les interruptions forcées. Pour ce calcul, une interruption de service forcée est une interruption qui ne peut être différée, qui dépasse la limite de durée spécifiée et pour laquelle la perte de capacité de transmission excède le niveau fixé. Le nombre maximal de telles interruptions forcées durant la période horaire PH devra être défini.

For reliability studies it is essential to distinguish between the effects of line faults on monopolar and on multipolar (bipolar) transmission systems.

In a monopolar system a line fault causes a complete collapse of the transmission. In a bipolar system for most cases, a line fault only affects one pole of the transmission system, so that line faults would in general reduce energy transmission by 50%. However, if the remaining transmission line pole is designed for some degree of overcurrent capability and if the converter groups in the HVDC substation can be connected in parallel, then more than 50% of the energy may be transmitted after necessary switching for paralleling the converters has been performed.

In the case of a fault in a converter unit, the affected unit may have to be switched out. The percentage loss of transmission capacity is given by the number of converter groups taken out of service related to the total number of converter units.

There may be other contingencies, such as partial loss of filters, faulted earth electrode line, etc. Their impact on availability should be defined.

45.1 Forced energy unavailability (FEU)

This is a measure of the energy which could not have been transmitted due to forced outages:

$$FEU = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_f}{P_B} \times \frac{OD}{PH} \right)_i \times 100,$$

where:

P_f is the reduction of transmission capability from the base-power level P_B due to forced outages

OD is outage duration in hours, calculated according to an agreed procedure

n is the number of forced outages during the period hours PH

45.2 Scheduled energy unavailability (SEU)

This is a measure of the energy which could not have been transmitted due to scheduled outages:

$$SEU = \sum_{i=1}^m \left(\frac{P_s}{P_B} \times \frac{OD}{PH} \right)_i \times 100,$$

where:

P_s is the reduction of the transmission capability from the base-power level P_B due to scheduled outages

m is the number of scheduled outages during the period hours PH

46. Energy availability (EA)

This is a measure of the energy which could have been transmitted by an HVDC system:

$$EA = 100 - EU$$

47. Maximum permitted number of forced outages

Not all the forced outages are to be counted. For this accounting, a forced outage is an outage which cannot be deferred, which exceeds the specified time limit and for which the fraction loss of the power capability exceeds a specified level. The maximum permitted number of such forced outages for the period hours PH should be defined.

48. Probabilité statistique des interruptions de service

48.1 Pannes de composants

En plus de la disponibilité du système dans son ensemble, on peut également considérer la fiabilité de divers composants particuliers.

On peut caractériser chaque composant du système par son taux de défaillance λ . Il est bon de faire la distinction entre les défaillances statistiques (interruptions aléatoires) et les interruptions en fin de vie des composants (par exemple les interruptions de diodes électroluminescentes dues au vieillissement). Pour stocker des pièces détachées, il est courant de faire la différence entre ces deux sortes de défaillances car, en fin de vie, tous les composants concernés seront remplacés.

48.2 Défauts extérieurs

Il serait bon de prévoir le nombre et la durée des interruptions qui pourraient influencer sur le fonctionnement du système CCHT. L'éventualité de telles interruptions devra être prise en compte pour arrêter le nombre autorisé d'interruptions forcées du système CCHT.

SECTION DOUZE — COMMANDE ET MESURE

49. Objet des circuits de commande

Dans une large mesure les avantages d'un système CCHT dépendent de l'utilisation de sa capacité de contrôle afin d'assurer une flexibilité maximale, ainsi que de la fiabilité et de la flexibilité des spécifications des divers systèmes.

Un système de commande CCHT doit avoir pour objet de permettre un fonctionnement efficace et une souplesse maximale de contrôle de puissance en amplitude, du taux et du sens des variations, sans compromettre la sécurité du matériel, tout en conservant l'indépendance maximale de chaque pôle. Le système de commande devra être capable de répondre très rapidement et efficacement à des perturbations des réseaux alternatif et continu. Il est reconnu que la transmission à longue distance nécessite un système de télécommunications très rapide pour obtenir le meilleur rendement possible. Cependant, le système CCHT devrait pouvoir fonctionner sans télécommunications et, dans ce cas, il faudra maximiser ses performances, autant que possible.

Le système de commande devra minimiser la consommation de puissance réactive. Il devra être également adaptable à:

- 1) une augmentation contrôlée de la consommation de puissance réactive, si besoin est, pour contrôler la tension alternative;
- 2) une commande de la fréquence;
- 3) une modulation de la puissance active;
- 4) une modulation combinée de puissance active et réactive;
- 5) un amortissement de résonance subsynchrone;
- 6) une télécommande.

50. Structure de la commande

Les divers circuits de commande d'une sous-station CCHT sont généralement structurés de manière hiérarchique. Ils sont généralement entièrement automatiques. Pour les systèmes de transmission CCHT une liaison de télécommunication est nécessaire pour coordonner le redresseur et l'onduleur. Nous décrirons ici les divers niveaux, en commençant par le plus bas (figure 16).

48. Statistical probability of outages

48.1 Component faults

In addition to the availability of overall system, reliability of some individual components may also be considered.

Every component in the system can be characterized by its failure rate λ . It is well to distinguish between statistical failures (random outages) and failures at the end of the component lifetime (e.g. outages of luminescent diodes because of ageing). To stock spare parts, good practice differentiates between these two kinds of failures, since at the end of lifetime all of the concerned components should be replaced.

48.2 External faults

The expected number of a.c. system faults and their duration which may detrimentally influence the behaviour of an HVDC system should be stated. The probability of the occurrence of such faults should be considered when stating the permitted number of HVDC system forced outages.

SECTION TWELVE — CONTROL AND METERING

49. Control objectives

The advantages of a HVDC system very much depend on the utilization of its controllability in ensuring maximum flexibility, reliability and adaptability for different system requirements.

The objective of an HVDC control system should be to provide efficient operation and maximum flexibility of power control in magnitude, rate of change and direction without compromising the safety of the equipment, while maintaining the maximum independence of each pole. The control system should be suitable for high speed control such that it can effectively respond to disturbances in the a.c. and d.c. systems. It is recognized that long distance transmission requires a high speed telecommunication system for the most effective operation. However, the HVDC system should be operable without telecommunication and for this case the performance should be maximized to the extent possible.

The control system should minimize reactive power consumption. It also should be adaptable for:

- 1) increased and controlled reactive power consumption, if necessary, to control the a.c. voltage;
- 2) frequency control;
- 3) active power modulation;
- 4) combined active and reactive power modulation;
- 5) subsynchronous resonance (SSR) damping;
- 6) remote operation.

50. Control structure

The various control circuits of an HVDC substation are generally structured in a hierarchical manner. They normally operate fully automatically. For HVDC transmission systems a telecommunication link is needed to coordinate between rectifier and inverter. The various levels are described subsequently, starting with the lowest level (Figure 16).

50.1 *Commande du convertisseur*

La commande du convertisseur est essentiellement une commande en boucle ouverte. Ses sorties sont les impulsions d'allumage des valves individuelles d'un convertisseur à 12 impulsions, synchronisées avec la tension du réseau alternatif. L'entrée est l'angle de retard α ou l'angle d'avance β fourni par le niveau immédiatement supérieur.

On rencontre essentiellement deux principes de commande d'allumage de convertisseurs utilisés en CCHT:

- la commande par angles de retard égaux,
- la commande par allumage équidistant.

Dans le premier cas, il s'agit d'une méthode de synchronisation des impulsions de commande des valves de manière que les angles de retard de celles-ci dans le convertisseur soient essentiellement égaux, quel que soit le déséquilibre de tension dans le réseau alternatif.

Dans le deuxième cas, on synchronise les impulsions de manière qu'elles soient parfaitement équidistantes dans le temps, quels que soient le déséquilibre et la distorsion de tension dans le réseau alternatif.

Les spécifications de fonctionnement de la commande d'allumage du convertisseur sont les suivantes:

- a) Fonctionnement avec consommation minimale de puissance réactive, c'est-à-dire avec l'angle de retard α et l'angle d'extinction γ les plus petits possibles.
- b) Fonctionnement réduit aux faibles valeurs (soit 2 à 3) du rapport entre la puissance de court-circuit du réseau alternatif et la puissance continue transmise.
- c) Déviation autorisée par rapport à l'allumage équidistant égale à $\pm \Delta^0$ c'est-à-dire que chaque allumage dans les conditions spécifiées doit avoir lieu à $30 \pm \Delta^0$ après l'allumage précédent (pour un convertisseur à 12 impulsions). On notera que les conditions diffèrent, en ce qui concerne une valeur raisonnable de Δ^0 , avec les divers modes de fonctionnement du convertisseur, c'est-à-dire avec α minimal, avec commande du courant ou avec commande de l'angle de marge de commutation.

Une déviation à partir de l'allumage équidistant provoque le transfert d'harmoniques non caractéristiques au réseau alternatif ainsi qu'à la ligne continue. $0,2^\circ$ est normalement la valeur maximale autorisée de Δ^0 , en supposant que la tension et les impédances du réseau alternatif soient équilibrées.

- d) La déviation entre la consigne de courant donnée et le courant réel dépend de la tolérance du système de commande du courant et du détecteur de courant. La tolérance est, en général, inférieure à 1%, au courant assigné.

50.2 *Commande de pôle*

La commande de pôle fournit la valeur étalon par pôle pour toutes les séries de convertisseurs connectés, s'il y en a.

La commande de pôle est une commande en boucle fermée qui couvre les fonctions essentielles de commande nécessaires au fonctionnement stable du système CCHT.

Chaque pôle de sous-station est généralement pourvu d'une commande de pôle (figure 16) qui commande la sortie de tension continue du convertisseur en déterminant l'instant d'allumage des valves. La commande de pôle détecte la différence entre la consigne donnée et la réponse et ajuste en conséquence la tension de sortie du convertisseur continu. Si la consigne est supérieure à la réponse dans le convertisseur, la commande d'allumage augmente la tension continue en réduisant l'angle de retard, ce qui augmente le courant continu. La tension continue augmentera jusqu'à ce que le courant de réponse atteigne le niveau de la consigne donnée, ou la tension maximale lors de l'allumage sous l'angle de retard minimal (tension minimale capable d'allumer la valve). D'autre part, si le courant de réponse est

50.1 Converter unit control

The converter unit control is essentially an open loop control. Its outputs are the firing pulses to the individual valves in a 12-pulse converter unit. These are synchronized to the a.c. system voltage. The input is the delay angle α or the angle of advance β , as provided by the next higher level.

There are mainly two types of converter unit firing control principles which have been used for HVDC:

- equal delay angle control,
- equidistant firing control.

Equal delay angle control is a method of timing the valve control pulses so that the delay angles of the valves in the converter unit are essentially equal, regardless of unbalances in the a.c. system voltages.

Equidistant firing control is a method of timing the valve control pulses such that they are essentially equidistant in time, regardless of unbalances or distortion in the a.c. system voltages.

The functional requirements of the converter firing control are:

- a) Operation with lowest possible consumption of reactive power, i.e. with smallest possible delay angle α and extinction angle γ .
- b) Operation down to low values (i.e. 2 to 3) of the ratio between the short-circuit capacity of the a.c. network and the transmitted d.c. power.
- c) That the permitted deviation from equidistant firing should be $\pm \Delta^0$ i.e. each firing during conditions specified shall occur $30 \pm \Delta^0$ after the preceding firing (for a 12-pulse converter unit). It should be noted that the conditions are different with regard to a reasonable value for Δ^0 for different converter modes of operation, i.e. operation with minimum α , current control or commutation margin angle control.

Deviation from equidistant firing gives rise to non-characteristic harmonics transferred to the a.c. network as well as to the d.c. line. A typical permitted maximum value of Δ^0 is 0.2° , assuming that the a.c. system voltage and impedances are balanced.

- d) Deviation between the set current order and the actual current is dependent upon the tolerance of the current control system and the current sensor. A typical tolerance requirement is less than 1% at rated current.

50.2 Pole control

Pole control provides the reference value per pole for all series connected converter units, if any.

Pole control is a closed loop control and includes the basic control functions that are required for stable operation of the HVDC system.

Generally each substation pole is provided with a pole control (Figure 16) that controls the d.c. voltage output of the converter by determining the firing instant of the valves. The pole control senses the difference between the order and response and adjusts the converter d.c. output voltage accordingly. If the current order in the rectifier is larger than the current response, the firing control increases the direct voltage by decreasing the delay angle thus increasing the direct current. The direct voltage is increased until the current response equals the current order or the maximum voltage is reached when firing at minimum delay angle, (minimum voltage across the valve capable to fire it). On the other hand, if the current response is larger than the current order, the direct voltage is correspondingly decreased. The

supérieur à la consigne donnée, la tension continue décroît de manière correspondante. La réduction est limitée lorsque le fonctionnement du convertisseur est passé du mode redresseur au mode onduleur et que l'on a donné à l'allumage la marge minimale de commutation admise (pour assurer la sécurité de recouvrement de la valve).

Les caractéristiques tension-courant d'un redresseur et d'un onduleur sont indiquées dans les figures 17a et 17b.

Normalement, la limite de tension maximale dans l'onduleur est inférieure à celle du redresseur et le courant est commandé par le redresseur. Autrement dit, l'onduleur maintient la tension et le redresseur ajuste sa propre tension jusqu'à ce que le courant devienne égal à l'ordre reçu et que soit atteint un point stable de fonctionnement A (figure 17a).

Si la limite de tension de l'onduleur est supérieure à celle du redresseur, l'onduleur commande le courant et le redresseur conserve une tension maximale et un point stable de fonctionnement B s'établit (figure 17b).

Comme nous l'avons vu, le redresseur commande généralement le courant et l'onduleur définit la tension. La consigne de courant donnée par l'onduleur est égale à celle qui est donnée par le redresseur moins la «marge de courant» ($\Delta I = I_R - I_d$), (figure 17a). L'onduleur est forcé de s'allumer au plus petit angle d'avance β admis, en conservant la marge de commutation constante à $\gamma_{\min}$, et l'onduleur établit la tension en conséquence sur la ligne continue. Dans certains systèmes, l'onduleur est lui-même commandé pour maintenir constante la tension de ligne continue. Dans ce cas, l'angle de marge peut dépasser $\gamma_{\min}$.

Pour la transmission à longue distance, on maintient la tension continue à niveau constant par une commande appropriée du changeur de prise du transformateur du côté onduleur.

On maintient l'angle de retard du redresseur dans une bande étroite (valeur nominale $\alpha \pm \Delta\alpha$) en ajustant les changeurs de prise des transformateurs du convertisseur. La variation de courant continu due à la modification de l'angle de retard de $\Delta\alpha$ correspond normalement à un pas du changeur de prise. On peut aussi maintenir constante la tension continue à vide du convertisseur par réglage du changeur de prise.

On peut avoir besoin d'une tension continue réduite, par exemple en cas de réduction de la tenue à la tension de la ligne continue. On peut l'obtenir aussi bien dans le redresseur que dans l'onduleur, à l'aide du changeur de prise du transformateur du convertisseur, en ajustant l'angle de retard ou en déconnectant une série de groupes de convertisseurs connectés, s'il y en a.

50.3 Commande de sous-station CCHT

La commande de sous-station CCHT est une commande en boucle fermée. Elle comprend:

- la coordination des ordres de courant entre les deux extrémités par l'intermédiaire de la ligne de télécommunication, probablement pôle par pôle,
- la commande de puissance,
- la coordination entre les pôles d'une sous-station CCHT (s'il y a plusieurs pôles),
- des stratégies de commande plus compliquées.

Nous donnerons ci-après des exemples de ces stratégies de commande.

La consommation de puissance réactive d'une sous-station CCHT dépend de l'angle d'allumage et de la circulation du courant continu. On peut ainsi utiliser la liaison continue pour la commande de la puissance réactive ou pour celle de la tension dans le réseau alternatif.

On peut coordonner la commande de la sous-station CCHT par une commande extérieure à cette sous-station, par exemple le régulateur de la turbine d'une centrale de production. La sous-station CCHT peut aussi comporter des commandes permettant d'éviter la résonance subsynchrone de torsion d'un arbre de turbo-alternateur.

decreasing action is limited when the converter operation has been transferred from rectification to inversion and firing given the least permitted margin of commutation (to assure safe valve recovery).

The voltage-current characteristics of a rectifier and an inverter are shown in Figures 17a and 17b.

Normally, the maximum voltage limit in the inverter is lower than that of the rectifier and the current will be controlled by the rectifier. That is, the inverter will maintain the voltage, and the rectifier will adjust its voltage until the current becomes equal to the order input, and a stable working point A is established (Figure 17a).

If the inverter voltage limit is larger than the rectifier voltage limit, the inverter controls the current and the rectifier maintains a maximum voltage, hence a stable working point B is established (Figure 17b).

As noted, the rectifier usually controls the current and the inverter determines the voltage. The inverter current order equals the rectifier current order less the "current margin" ($\Delta I = I_R - I_I$) (Figure 17a). The inverter is forced to fire at the lowest allowed angle of advance β keeping the margin of commutation constant at $\gamma_{\min}$, and accordingly the inverter establishes the voltage on the d.c. line. In some systems the inverter is controlled so as to keep the d.c. line voltage constant. In this case, the margin angle is allowed to increase above $\gamma_{\min}$.

For long distance transmission the d.c. voltage is usually kept constant by appropriate control of the inverter transformer tap changer.

The delay angle in the rectifier is kept within a narrow band (nominal $\alpha \pm \Delta\alpha$) by means of adjustment of the tap changers of the converter transformers. D.C. voltage variation by changing the delay angle by $\Delta\alpha$ normally corresponds to one tap changer step. Alternatively the converter no-load direct voltage may be kept constant by means of adjustment of the tap changer.

Reduced d.c. voltage may be needed, for example, at times of reduced voltage withstand capability of the d.c. line. This can be accomplished in the rectifier as well as in the inverter by tap change in the converter transformer, by adjustment of the delay angle or by switching off one series connected converter group, if any.

50.3 HVDC substation control

The HVDC substation control is a closed loop control. It includes:

- a) coordination of current orders between the two ends via the telecommunication link, most likely on a per pole basis,
- b) power control,
- c) coordination between the poles of a HVDC substation (if there is more than one pole),
- d) more sophisticated control strategies.

Examples of the more sophisticated control strategies are described below.

The reactive power consumption of a HVDC substation is dependent upon the firing angle and the direct current flowing. Thus the d.c. link can be used for control of reactive power or for voltage control in the a.c. network.

The HVDC substation control can be coordinated with control external to the HVDC substation, for example the turbine governor of a generator station. The HVDC substation can also be provided with controls to avoid subsynchronous torsional shaft resonance (SSR) of a turbine-generator.

On peut spécifier la commande d'équilibrage des pôles pour minimiser le courant de ligne de terre (égal au courant de déséquilibre entre deux pôles d'une transmission bipolaire CCHT), pour éviter les problèmes de corrosion provenant du passage du courant de terre dans des structures souterraines. On pourrait prendre comme limite intrinsèque de déséquilibre du courant entre les deux pôles d'un système bipolaire, sans commande d'équilibre, une valeur de 3% du courant assigné.

Il convient de préciser les stratégies de commande que l'on a l'intention d'appliquer et dans quel ordre de priorité sous diverses conditions de fonctionnement et de réseau alternatif elles doivent fonctionner.

La tolérance de la commande de puissance dépend de la précision du diviseur de tension, du détecteur de courant et de la définition de l'ordre de commande de puissance. Environ 1,5% représente un niveau de tolérance courant à la puissance assignée.

50.4 Commande principale

La commande principale est normalement intégrée à la commande de la sous-station CCHT. Néanmoins, si deux ou plusieurs sous-stations sont branchées sur les mêmes barres alternatives, la commande principale se situe à un niveau supérieur à celui de la commande de sous-station et comporte des stratégies de commandes plus complexes. Elle sert d'interface avec le réseau alternatif et coordonne les diverses sous-stations. La commande principale peut aussi être située à distance, par exemple dans un centre de conduite. Dans ce cas, il faut prévoir une télécommunication entre ce centre et la sous-station CCHT.

51. Réglage des ordres de commande

D'une manière générale, les deux convertisseurs d'un système CCHT sont équipés d'un dispositif de commande identique, la plupart des systèmes CCHT étant conçus pour transmettre de la puissance dans les deux sens.

La commande ne peut être assurée que de l'un des deux emplacements à la fois. Le réglage de la consigne de puissance et du taux de variation se fait généralement manuellement depuis le poste principal. Les changements d'ordres sont alors exécutés dans l'autre (ou les autres) sous-station(s) par l'intermédiaire de la télécommunication. On peut aussi transférer la capacité de réglage du poste principal à un emplacement éloigné, par exemple à un centre de conduite.

En mode de commande de courant, on peut régler manuellement l'ordre de courant dans les deux sous-stations, si l'on dispose d'une communication vocale pour la coordination. Mais on peut aussi assurer la commande du courant à distance, par exemple à partir d'un centre de conduite.

La commutation du mode puissance au mode commande de courant peut être à commande automatique après une défaillance du canal de télécommunication, ou sur ordre de la commande de la sous-station.

La définition du réglage de l'ordre de puissance peut être précisée (valeur normale: 10 MW à la puissance assignée de 1000 MW). Son taux de variation peut aussi l'être (par exemple, entre 1 MW/min et 99 MW/min par pas de 1 MW/min).

Le changement de sens de la puissance est normalement provoqué par le poste principal, mais peut aussi l'être automatiquement en cas de nécessité, par exemple suite à une perturbation dans l'un des deux réseaux alternatifs.

52. Limites du courant

On peut appliquer diverses limites à l'ordre de courant. L'objet principal de ces limites est d'optimiser le courant admissible par rapport aux principaux composants des circuits et aux conditions de refroidissement. On peut citer, comme exemples de limitations:

Pole balance control can be specified to minimize electrode line current (equal to the unbalance current between two poles of a bipolar HVDC transmission), to avoid corrosion problems from earth current flow through underground structures. A typical unbalance current limit between the two poles of a bipolar system without balance control might be 3% of rated current.

It should be specified which control strategies are intended to be used and at which priority they should be operable under different operating and a.c. system conditions.

The power control tolerance is dependent upon the accuracy of the voltage divider, the current sensor and the resolution of the power order. A typical tolerance value is about 1.5% at rated power.

50.4 Master control

Master control is usually integrated into the HVDC substation control. However, if two or more HVDC substations are connected to the same a.c. bus, the master control would be a separate level above substation control and include more sophisticated control strategies. It would interface with the a.c. system and coordinate the various substations. Master control can also be provided remotely, for example at a dispatch centre. In this case telecommunication must be provided from the dispatch centre to the HVDC substation.

51. Control order settings

Generally, both convertors of an HVDC system are equipped with identical control equipment since most HVDC systems are designed to transmit power in both directions.

Only the substation control in one location can be in the lead at one time. Generally the setting of the substation control order and rate of change are provided manually at the lead station. The changes in order are then executed in the other substation(s) via the telecommunication. Capability of the lead station for setting can also be transferred to a remote location, for example a dispatch centre.

In the current control mode the current order can be set manually in both substations, if voice communication is available for coordination purposes. Current control can also be provided remotely, e.g. at a dispatch centre.

Switching from power to current control mode may be ordered automatically after failure of the telecommunication channel or by command from the substation control.

The resolution in power order setting may be specified (typically 10 MW at a rated power of 1000 MW). Its rate of change may be specified as well (e.g., between 1 MW/min and 99 MW/min in steps of 1 MW/min).

Change in power direction is normally initiated from the lead substation, but could also be ordered automatically, if emergency reversal is called for, for example after a disturbance in one of the a.c. systems.

52. Current limits

Various limits can be applied to the current order. The main objective of these is to optimize the permissible current with respect to main circuit components and cooling conditions. Examples of such limits are:

- a) des surcharges de durée limitée — permettant une surcharge pendant un temps fixé par périodes de 24 h, par exemple pour tenir compte des limites d'échauffement des transformateurs;
- b) une surcharge d'hiver — permettant une surcharge lorsque les conditions de refroidissement des valves sont favorables pendant des périodes de basse température ambiante;
- c) une surcharge dynamique — permettant une surcharge de courte durée fondée sur les propriétés thermiques transitoires des thyristors et de leurs refroidisseurs;
- d) d'autres limitations de courant, à cause des limites de charge des générateurs connectés à la sous-station de redressement, ou pour un fonctionnement sous tension continue réduite, ou d'autres prescriptions de performance dynamique;
- e) une limitation du courant minimal — normalement d'un facteur de 0,05 à 0,1.

L'ordre de limitation du courant peut être envoyé entre les deux sous-stations en utilisant un dispositif de synchronisation qui s'assurera que les deux sous-stations reçoivent à tout moment des ordres de courant identiques.

53. Redondance du circuit de commande

Les circuits de commande des sous-stations CCHT sont normalement structurés de manière à éviter qu'une défaillance ou un mauvais fonctionnement d'un circuit ait pour résultat une perte totale de transmission. De plus, on peut prévoir des circuits redondants pour minimiser les coupures partielles dans un système CCHT.

54. Mesures

Les grandeurs intéressantes dans un système CCHT sont les suivantes:

- le courant continu,
- la tension et la polarité continues,
- la puissance et le sens du courant continu,
- la puissance réactive consommée par les convertisseurs,
- la puissance réactive nette, comprenant les batteries de compensation et les filtres,
- le courant alternatif,
- la tension alternative,
- la puissance alternative,
- l'énergie,
- le courant de terre,
- l'angle de retard,
- l'angle de marge,
- les positions du changeur de prise.

Il convient de décider sur laquelle de ces grandeurs s'effectueront les mesures, et si elles devront être faites pôle par pôle et avec quelle précision.

SECTION TREIZE — TÉLÉCOMMUNICATIONS

55. Types de liaisons de télécommunications

On peut utiliser divers types de télécommunications pour la commande et l'exploitation d'une transmission CCHT:

- a) le téléphone,
- b) le courant porteur de ligne (CPL),

- a) overload of limited duration — permits overload for a fixed duration per 24 h period, e.g. to take account of transformer temperature-rise limits;
- b) winter overload — permits overload when valve cooling conditions are favourable during low ambient temperature periods;
- c) dynamic overload — permits overload for short times based on transient thermal properties of thyristors and their coolers;
- d) other current limitation — because of loading limits for generators connected to the rectifier substation or for operation with reduced d.c. voltage or other system dynamic performance requirements;
- e) minimum current limitation — normally 0.05 to 0.1 per unit.

The limited current order can be transmitted between the two substations and synchronizing equipment ensures that the two substations at any particular time will be given identical current orders.

53. Control circuit redundancy

Control circuits in HVDC substations are normally structured such that failure or malfunction of one circuit does not result in complete loss of transmission. In addition, redundant control circuits may be provided to minimize partial HVDC system outages.

54. Metering

Metering items of interest in an HVDC system are as follows:

- d.c. current,
- d.c. voltage and polarity,
- d.c. power and direction,
- reactive power consumed by the convertors,
- net reactive power including var banks and filters,
- a.c. current,
- a.c. voltage,
- a.c. power,
- energy,
- earth current,
- delay angle,
- margin angle,
- tap changer positions.

A decision should be made on which of these items metering is required, and whether measurements should be made on a per pole basis, and at what accuracy.

SECTION THIRTEEN — TELECOMMUNICATION

55. Types of telecommunication links

Alternative types of telecommunication can be used for control and operation of an HVDC transmission:

- a) telephone,
- b) power line carrier (PLC),

- c) les micro-ondes,
- d) le faisceau hertzien,
- e) la télécommunication optique.

On devra préciser le type de télécommunication à utiliser, et l'on pourra utiliser plusieurs systèmes.

56. Téléphone

Le réseau téléphonique public est une possibilité de communication pour le contrôle des transmissions du CCHT, spécialement pour la redondance, et même comme liaison en fonctionnement continu. On a essentiellement besoin d'un canal de communications vocales entre les postes pour la synchronisation correcte des mesures à prendre dans les postes au moment des changements d'exploitation. Cependant, pour l'exploitation de la transmission CCHT à partir d'un centre de conduite entre des postes automatiques, et pour profiter de la vitesse de réponse inhérente aux systèmes CCHT pour la commande de la puissance transmise, on a besoin d'un meilleur système de télécommunication (voir les articles 57, 58 et 59).

57. Courant porteur de ligne (CPL)

Le CPL est un moyen de communication utilisable pour la transmission de puissance sur les lignes aériennes, mais ses capacités peuvent être limitées lorsqu'une commande de modulation à grande vitesse est nécessaire.

Avec un système CCHT par câble, la capacité de transmission d'un CPL diminue sur de longues distances. La limite approximative d'un même canal CPL en duplex est de 150 km de câble.

Lors de l'attribution de fréquences à un système CPL utilisant la ligne continue pour la transmission de son signal porteur, il faut prendre en compte la coordination de la fréquence avec celle des autres systèmes CPL d'intercommunication des réseaux alternatifs pour éviter des interférences.

Le CPL de la ligne continue pourrait bien utiliser une fréquence porteuse plus élevée aux abords des sous-stations CCHT pour obtenir un rapport signal/bruit satisfaisant en ce qui concerne les interférences possibles des convertisseurs. On pourra utiliser des fréquences porteuses moins élevées à une certaine distance des sous-stations CCHT, car des fréquences plus faibles ont une atténuation plus faible. On devra également tenir compte des parasites possibles aux croisements des lignes continues et alternatives.

58. Micro-ondes

Bien qu'elle ne soit pas nécessairement essentielle pour la commande des transmissions en courant continu, une liaison en hyperfréquence peut être la bonne solution pour la transmission rapide de nombreuses données nécessaires pour réaliser une commande plus complexe et la protection des systèmes CCHT.

59. Faisceau hertzien

On pourra envisager un faisceau hertzien sur de longues distances au-dessus de la mer pour des transmissions CCHT par câble, lorsque le CPL n'offre pas une vitesse suffisante.

60. Télécommunications optiques

Si l'on en dispose, on pourra se servir d'une liaison par télécommunication optique pour la commande et la protection des systèmes CCHT.

- c) microwave,
- d) radio link,
- e) optical telecommunication.

The types of telecommunication systems to be used should be specified. More than one system may be used.

56. Telephone

A public telephone network is one alternative communication link for HVDC transmission control, especially for redundancy, even as a link for continuous operation. The basic need is a voice communication channel between the stations for the correct timing of measures to be taken in the stations at operational changes. However, for the operation of the HVDC transmission from a dispatch centre with unmanned HVDC substations and to make use of the inherent HVDC system speed of response for control of transmitted power, a better telecommunication system is needed (see Clauses 57, 58 and 59).

57. Power line carrier (PLC)

PLC is one means of communication for an HVDC transmission with overhead lines; however, its capabilities may be insufficient to meet the requirements of high speed modulation control.

For an HVDC cable system the transmission capacity of a PLC will be reduced for longer cable distances. A cable distance of about 150 km is the approximate limit for one duplex PLC channel.

When allocating frequencies for a PLC system which utilizes the d.c. line for its carrier signal transmission, consideration should be given to the frequency coordination with other PLC systems of interconnected a.c. networks to avoid interference.

PLC over the d.c. line might well use a higher carrier frequency close to the HVDC substations to achieve a satisfactory signal-to-noise ratio with respect to possible converter interference. Lower carrier frequencies may be used at some distance from the HVDC substations because the lower frequencies have lower attenuation. Due consideration should also be given to possible interference at crossings between the d.c. and a.c. lines.

58. Microwave

While not necessarily essential for control of d.c. transmission, a microwave link may be the correct alternative for fast transmission of the large amounts of information needed to implement a more sophisticated control and protection of HVDC systems.

59. Radio link

A radio link may be considered at long sea crossings with HVDC cable transmissions, when PLC does not provide sufficient speed.

60. Optical telecommunication

If available, an optical telecommunication link may be used for control and protection of HVDC systems.

La télécommunication optique peut être une solution de remplacement pour la transmission rapide d'un grand nombre de données et assure une parfaite immunité contre les parasites.

61. Classification des données à transmettre

Nous donnons ci-après une liste des classes de divers types de données à transmettre entre les sous-stations CCHT. Il faudra préciser les diverses conditions requises dans chacune de ces classes, telles que la vitesse, la définition et la fiabilité:

a) *signaux de consigne pour la commande continue:*

- consigne de puissance,
- consigne de courant,
- commande de fréquence,
- commande d'amortissement;

b) *ordres d'exploitation:*

- changement de mode de commande de fonctionnement,
- verrouillage des protections,
- fonctionnement des sectionneurs,
- blocage/déblocage;

c) *indications d'état:*

- position des sectionneurs,
- nombre de convertisseurs en fonctionnement;

d) *valeurs mesurées;*

e) *signaux d'alarme;*

f) *communication vocale;*

g) *localisation des défauts de ligne continue.*

62. Télécommunication rapide

Les types de commande suivants peuvent nécessiter un moyen de télécommunication rapide tel que l'hyperfréquence (canal à plus de 1200 bauds), par exemple:

- a) la commande d'amortissement des réseaux alternatifs,
- b) la commande de fréquence des réseaux alternatifs,
- c) la commande rapide de puissance des réseaux alternatifs et continus,
- d) la localisation de défauts de ligne continue.

63. Fiabilité

Un système de télécommunication est généralement muni d'un système d'auto-contrôle automatique.

Si l'on dispose d'un système de télécommunication redondant (de secours), il faudra prévoir une commutation automatique pour conserver totalement la commande du système CCHT. Dans le cas contraire, le système CCHT devrait continuer à fonctionner sans interruption après la perte de communication, dans les conditions de contrôle définies ne nécessitant pas de télécommunication.

Optical telecommunication may be an alternative for fast transmission of large amounts of information with high immunity from interference.

61. Classification of data to be transmitted

A list of classes of the different types of information to be transmitted between the HVDC substations is given below. For each of these classes the different requirements should be identified such as speed, resolution and reliability:

a) order signals for continuous control:

- power order,
- current order,
- frequency control,
- damping control;

b) operation orders:

- change of control mode of operation,
- interlocking of protection,
- operation of switches,
- block/deblock;

c) state indications:

- position of switches,
- number of convertors in operation;

d) measured values;

e) alarm signals;

f) voice communication;

g) d.c. line fault location.

62. Fast response telecommunication

The following types of control may require a fast telecommunication such as microwave (greater than 1200 baud channel) for example:

- a) damping control of a.c. systems,*
- b) frequency control of a.c. systems,*
- c) fast power control of a.c. and d.c. systems,*
- d) d.c. line fault location.*

63. Reliability

Generally a telecommunication system can be provided with an automatic self-checking system.

If a redundant (stand-by) telecommunication system is available, automatic switch-over should be provided, thus maintaining the full degree of control of the HVDC system. If a redundant system is not available, then after loss of communication the operation of the HVDC system should continue uninterrupted under the defined control strategy not requiring telecommunication.

SECTION QUATORZE — ALIMENTATIONS AUXILIAIRES

64. Généralités

Les alimentations auxiliaires, qui ont généralement une puissance nominale totale équivalente à de 0,2% à 1% de la sous-station CCHT, sont nécessaires pour refroidir les pompes et les ventilateurs, la commande, la protection et les entraînements motorisés des sectionneurs, etc., et pour les besoins des services généraux de la sous-station. Pour assurer une sécurité adéquate des alimentations et éviter des interruptions, ces alimentations sont généralement prises en dérivation directe du réseau alternatif haute tension à la sous-station.

Lorsqu'on dispose d'une alimentation par réseau de distribution alimenté séparément et indépendamment, il conviendra de l'utiliser comme source d'appoint pour avoir une protection supplémentaire contre les défaillances de l'appareillage moyenne et basse tension et des transformateurs d'alimentation.

65. Fiabilité et classification des charges

De brèves interruptions d'alimentations auxiliaires ne devront pas affecter le débit du CCHT. L'arrêt de la sous-station CCHT devra se produire en toute sécurité lorsque les barres alternatives ont été déclenchées par la protection. (Comme les convertisseurs CCHT sont toujours commutés par le réseau, il ne peut y avoir aucun maintien de transmission en cas de perte de production alternative, bien qu'une protection puisse être nécessaire pour prévenir une pseudo-commutation par les filtres ou les compensateurs de puissance réactive.)

Les systèmes de commande, de protection et d'enregistrement de données ne sont habituellement pas capables de s'adapter à une interruption de leur alimentation, même très brève. Par conséquent, ils sont alimentés par des accumulateurs de station ou, si du courant alternatif est nécessaire, par un système d'alimentation sans coupure. La redondance des batteries d'accumulateurs n'est pas toujours nécessaire, mais celle des chargeurs de batterie et des alimentations sans coupure peut être requise pour répondre aux critères de la fiabilité souhaitée. Tous les disjoncteurs et interrupteurs essentiels à la sécurité de l'interruption de service après un défaut devront être commandés par énergie accumulée, par exemple à air comprimé ou à accumulateur.

Diverses considérations s'appliquent au fonctionnement des interrupteurs et à la fermeture des disjoncteurs pour restaurer la capacité de transmission de puissance à la suite d'un délestage, éventuellement à capacité réduite. Si l'on peut s'attendre à devoir relancer le réseau à partir d'une barre omnibus hors tension, un groupe Diesel peut être nécessaire lorsque la capacité adéquate des accumulateurs est hors de proportion.

Seules de brèves coupures d'alimentation des ventilateurs et des pompes de refroidissement des valves sont admissibles, en raison de la courte constante de temps thermique des valves à thyristors. Un transfert automatique entre deux sources d'alimentation indépendantes est préférable; mais si l'une dépend du réseau de distribution, il faut admettre que la sûreté d'une telle alimentation sera assez faible et le transfert devra être tel que le rétablissement de la liaison à la source principale du système soit automatiquement réalisé dans les plus brefs délais.

Etant donné que la transmission de puissance CCHT n'est possible que lorsque les barres du réseau alternatif sont alimentées, la perte des alimentations auxiliaires pendant une perturbation du réseau alternatif ou la déconnexion d'un convertisseur ne provoque pas de perte supplémentaire de disponibilité, à moins que le redémarrage subséquent des charges auxiliaires ne soit différé.

On peut accepter une moindre sécurité de l'alimentation pour les services généraux de poste dont la perte n'affecte pas directement la circulation de puissance. Et même dans ce cas,

SECTION FOURTEEN — AUXILIARY POWER SUPPLIES

64. General

Auxiliary power supplies, which usually have a total rating equivalent to 0.2% to 1% of the HVDC substation, are needed for cooling pumps and fans, control, protection and motorized drives of disconnectors, etc., and for general substation service needs. To ensure adequate security of supply and freedom from interruption, these supplies are usually derived directly from the high voltage a.c. network at the substation.

Where a separately and independently energized distribution network supply is available, this should be utilized as a back-up source to give added protection against failure of medium and low voltage switchgear and supply transformers.

65. Reliability and load classification

Short interruptions in the auxiliary supply should not disturb the HVDC power flow. Safe controlled shutdown of the HVDC substation should take place in the event that the a.c. bus has been tripped by the protection. (Since HVDC converters are line-commutated there can be no sustained transmission if the a.c. system generation is lost, although protection may be needed to prevent pseudo-commutation by filters or reactive power compensators.)

Control, protection and data recording systems are not usually able to accommodate even a very brief interruption in their power supplies. Accordingly, they are supplied from station batteries or, when a.c. supplies are needed, from an uninterruptible power system (UPS). Duplication of batteries is not always necessary, but full redundancy of the battery chargers and the UPS may be required to meet the desired reliability criteria. All breakers and disconnectors essential to the safe shutdown following a fault should be operated by stored energy, e.g. compressed air or battery supplies.

Different considerations apply to the operation of disconnect switches and the closing of breakers to reinstate the transmission capability following a fault-caused shutdown perhaps at a lower capacity. If the requirement for a restart from a totally dead bus can be expected, a diesel generator may be necessary when adequate battery capacity is unrealistic.

Only brief interruptions in power for valve cooling fans and pumps can be allowed because of the short thermal time constant of thyristor valves. Automatic changeover between two independently derived supplies is preferable; but if one is dependent upon the distribution network, it must be recognized that the security of such a supply will be rather low and the changeover should be such that reconnection to the primary system source is automatically accomplished as quickly as possible.

Since HVDC power transmission is possible only when the a.c. system bus is energized, the loss of auxiliary supplies during an a.c. system disturbance or converter disconnection does not cause a further loss of availability, unless the subsequent restart of auxiliary loads is delayed.

A lower security of supply can be accepted for those general station services the loss of which does not directly jeopardize the power flow. Even so, changeover capability between

la capacité de commutation entre les alimentations alternatives et indépendantes devra être considérée comme normale, mais peut n'être pas nécessairement automatique.

Une alimentation de secours disponible même lorsque la sous-station CCHT est isolée du réseau alternatif peut s'avérer nécessaire. Cette alimentation de secours sera normalement fournie par des générateurs Diesel et pourra être utilisée pour alimenter, outre les services généraux, les chargeurs de batteries, surtout si l'on prévoit des coupures prolongées.

66. Alimentations auxiliaires alternatives

La charge auxiliaire totale de la sous-station CCHT, le nombre et le calibre des moteurs de plus de 30 kW devront être connus à l'avance pour pouvoir définir approximativement toutes les spécifications de la barre auxiliaire. Il faut ensuite définir les détails des sources d'alimentation possibles et la capacité, le niveau de panne et la relation avec le point de couplage du convertisseur au réseau alternatif. Cette information devra être complétée par un schéma unifilaire. A partir de ces données, il sera possible de préciser la sécurité des alimentations, la durée des interruptions dues à un dépannage, les limites de distorsion, de tension et de fréquence. Il conviendra de faire une analyse de la stabilité de tension pour chaque étude proposée, pour s'assurer que les temps de commutation et les déphasages entre les alimentations de remplacement, les réductions de tension au moment des démarrages des moteurs et des dépannages restent dans des limites acceptables.

En particulier, les moteurs à induction peuvent être sensibles à l'amplitude des tensions inverses, à la baisse de tension ou aux excursions de fréquence extrêmes. Enfin, on aura besoin d'un chiffre précis pour garantir les pertes.

67. Batteries et alimentations sans coupure

On utilise généralement des batteries séparées et spécialisées pour limiter les interférences réciproques, au moins pour:

- la commande des systèmes CCHT pour chaque pôle,
- la commande et la protection des autres sous-stations,
- le matériel de télécommunication.

Ces batteries sont généralement de tension assignée différente. Le temps durant lequel chaque batterie peut fournir sa charge assignée, dans la gamme des tensions assignées en cas de défaillance du chargeur ou de son alimentation, devra être indiqué. Six heures est une durée normale. Le temps de recharge pendant lequel la batterie fournit sa charge assignée et la tension d'ondulation acceptable devront aussi être précisés. Une salle devra être réservée pour les batteries et les chargeurs mais, avec les matériels modernes, la séparation des deux éléments n'est plus justifiée.

Pour les batteries, il est nécessaire de prévoir et préciser:

- la tension nominale,
- la capacité (en ampères-heures),
- la plage des tensions de la charge (avec surtension si nécessaire) à la décharge,
- le type de cellule.

Le système de charge devra correspondre aux besoins de la batterie et de la charge.

Les alimentations sans coupure pour charge alternative peuvent être prévues pour des appareils particuliers ou pour un ensemble commun de la sous-station CCHT. On préfère généralement ce dernier type car il rend plus réaliste l'utilisation d'une redondance adéquate. Le dispositif d'alimentation sans coupure comporte généralement sa propre batterie.

Il conviendra de préciser ce qui suit:

- la tension assignée, le nombre des phases et la distorsion acceptable,

alternative and independent supplies should be regarded as the norm, but may not necessarily be automatic.

An emergency supply that will be maintained even when the HVDC substation is isolated from the a.c. network may be needed. Typically, this emergency supply will be from diesel generators and apart from supplying general services may be arranged to power the battery chargers, particularly if the possibility of prolonged outages can be anticipated.

66. A.C. auxiliary supplies

The total auxiliary load of the HVDC substation and the number and rating of motors larger than 30 kW should be established, at first to define approximately the overall auxiliary bus requirements. Secondly, details of possible sources of supply and the capacity, fault level and relationship to the point of coupling of the converter to the a.c. network need to be defined. This should be augmented with the aid of a single line diagram. From these data it will be possible to specify security of supplies, duration of interruptions due to fault clearance, distortion, voltage and frequency limits. A voltage stability analysis should be carried out on any design proposal to ensure that changeover times and phase differences between alternative supplies, voltage reductions on motor starting and fault clearance are within acceptable limits.

Induction motors particularly may be sensitive to the amplitude of negative sequence voltage, low voltage or extreme frequency excursions. Finally, an accurate figure will be needed for loss guarantee purposes.

67. Batteries and uninterruptible supplies (UPS)

It is usual to have separately assigned batteries to limit mutual interference for at least:

- HVDC system control for each pole,
- other substation control and protection,
- telecommunication equipment.

These batteries will usually be of different rated voltages. The time for which each battery can supply its rated load, within the rated voltage range in the event of failure of the charger or its supply, should be specified. A typical time is 6 h. The recharging time, while the battery is also supplying rated load, and acceptable ripple voltage should also be specified. A room should be set aside for batteries and chargers, but with modern equipment there is no justification for separating the two items.

For batteries it is necessary to consider and specify:

- nominal voltage,
- capacity (ampere-hours),
- voltage range from charge (with boost if necessary) to discharge,
- type of cell.

The charging system should meet the requirements of the battery and the load.

The UPS for a.c. loads can be based upon dedicated units or a common system for the HVDC substation. The latter is usually preferred because it makes the provision of adequate redundancy more realistic. Usually the UPS will include its own assigned battery.

The following should be specified for the UPS:

- rated voltage, number of phases and permissible distortion,

- la tolérance de tension,
- la fréquence assignée et la tolérance,
- la charge assignée et maximale,
- le type de charge,
- l'interruption maximale autorisée pendant laquelle les alimentations sans coupure devront fonctionner.

On portera une attention particulière aux trois derniers points. Les alimentations sans coupure sont souvent très sensibles aux surcharges et aux surintensités de démarrage des moteurs à induction, aux gros condensateurs à accumulation ou à tout autre type de charge doté de caractéristique de type non linéaire. Avec de nombreuses alimentations sans coupure, la continuité de l'alimentation n'existe que dans les limites spécifiées pour le matériel et n'est pas généralement ininterrompue au sens propre du terme. Il faut donc prendre soin de s'assurer que l'alimentation sans coupure est correctement définie pour les besoins du système.

On évaluera également avec soin la fiabilité des alimentations sans coupure. De nombreux dispositifs du commerce prévus pour améliorer la qualité de l'alimentation des systèmes de distribution peuvent, en réalité, réduire la sécurité de l'alimentation auxiliaire d'un poste de conversion dérivée directement du réseau HT, qui est donc très sûre intrinsèquement, mais peut être interrompue.

68. Alimentation de secours

Si un groupe Diesel s'avère nécessaire, il faudra tenir compte des points suivants pour préparer ses spécifications:

- quelle part de la charge auxiliaire totale devra-t-il fournir?
- le démarrage, la commutation et/ou l'interruption de service devront-ils être automatiques?
- si oui, on devra s'assurer que les conditions qui provoquent des redémarrages fréquents ne peuvent se présenter, sans quoi la batterie de démarrage pourrait se décharger complètement,
- combien de carburant faudra-t-il stocker sur place?

Pour assurer un fonctionnement fiable en cas d'urgence il est souhaitable que le groupe soit mis en marche et chargé de manière à pouvoir systématiquement atteindre des conditions de fonctionnement correctes. On concevra le système auxiliaire de sorte qu'il puisse remplir ces conditions sans exposer la transmission à un risque quelconque par suite de l'incapacité du matériel d'alimentation auxiliaire de réaliser une commutation correcte.

SECTION QUINZE — BRUIT AUDIBLE

69. Généralités

Le bruit de la sous-station CCHT pourrait être gênant et pourrait faire l'objet de prescriptions obligatoires qu'il serait difficile de satisfaire après la construction du poste. C'est pourquoi il convient de préparer les spécifications de limitation de bruit dès le début du projet, en tenant compte des conditions imposées par les règlements ou les règles de l'art applicables. Les effets du bruit sont généralement assimilés à ceux qui concernent les nuisances publiques hors des limites de la sous-station CCHT et les effets du bruit dans le lieu de travail. Alors que ces derniers sont importants, les limites de nuisance publique sont souvent plus difficiles à définir.

- voltage tolerance,
- rated frequency and tolerance,
- rated and maximum load,
- type of load,
- maximum allowable interruption for which the UPS should function.

Special consideration should be given to the last three items. UPS are often very sensitive to overload and surge starting conditions of induction motors, large storage capacitors or any other type of load having a substantial non-linear type characteristic. With many UPS the continuity of supply is only within the specified limits for the equipment and is not generally uninterruptible in an absolute sense. Care should therefore be taken that the UPS is correctly specified for the system requirements.

Reliability of the UPS shall also be carefully assessed. Many commercial quality systems suitable for enhancing the quality of distribution system supplies may actually degrade the security of the auxiliary supply in a converter substation where this is derived directly from the high voltage system and is therefore inherently very secure, but not non-interruptible.

68. Emergency supply

If a diesel generator is necessary, then consideration should be given to the following when preparing its specification:

- how much of the total auxiliary load should be supplied?
- should start-up, changeover and/or shutdown be automatic?
- if automatic, care should be taken to ensure that conditions causing frequent restarting cannot occur, otherwise the starting battery might become fully discharged,
- how much fuel should be stored on-site?

To ensure reliable operation when required by emergency conditions, it is desirable that the generator is started and loaded so that it reaches correct operating conditions periodically on a systematic basis. The auxiliary system should be designed to achieve this without in any way putting the transmission at risk by the failure of auxiliary supply equipment to make a correct changeover.

SECTION FIFTEEN — AUDIBLE NOISE

69. General

Noise from the HVDC substation could be troublesome and might incur prescriptive mandatory sanctions which may be difficult to resolve once the station is built. Therefore, limiting specifications should be prepared at the start of the project taking into account requirements of any applicable regulations or codes of practice. The effects of noise are generally treated as those concerning nuisance to the public outside the boundary of the HVDC substation and noise effects in the working environment. While the latter are important, public nuisance limits are often more difficult to specify.

70. Nuisances publiques

L'influence du bruit d'une sous-station CCHT sur le public hors des limites du poste, et le fait qu'il soit ou non considéré comme une nuisance, dépend du niveau de bruit, du niveau préexistant, de la nature de la zone environnante et de la proximité de bâtiments résidentiels.

Il faudra en premier lieu définir le niveau de bruit acceptable à la limite du poste en tenant compte des facteurs déterminants. La Norme ISO 1996/1 indique une méthode de détermination d'un niveau acceptable. Il faudra ensuite définir le niveau et le spectre du bruit envisagés de chaque source principale. On pourra alors les additionner pour savoir si le niveau global de bruit sera acceptable ou non. L'emplacement des matériels, c'est-à-dire la distance à partir des limites du terrain du poste, revêt une importance particulière. Des mesures particulières de réduction du bruit pourraient s'avérer nécessaires pour conserver un niveau général acceptable.

D'autres matériels générateurs de bruit pourraient être montés au même emplacement et, dans ce cas, il faudra en tenir compte, par exemple des transformateurs de réseau alternatif et des compensateurs de puissance réactive. Nous mentionnerons aux articles suivants un certain nombre de matériels de sous-station CCHT susceptibles de produire un bruit important.

70.1 Valves et refroidisseurs de valves

Le bruit lié aux valves situées dans un local peut habituellement être négligé en ce qui concerne le public, car dans la plupart des cas l'atténuation due à la salle des valves le réduit suffisamment. Une des principales sources de bruit proviendra probablement des ventilateurs de refroidissement extérieurs ou à air forcé de modèle standard et, dans ce cas, le fabricant devrait être en mesure de donner le spectre de bruit et son niveau. Les refroidisseurs à évaporation sont généralement moins bruyants. Avec les deux types, on peut réduire le niveau de bruit en utilisant des ventilateurs de taille supérieure et moins rapides. On peut également obtenir une réduction substantielle du bruit en utilisant des murs-écrans pour détourner le bruit vers le haut.

70.2 Transformateurs de convertisseurs

Le niveau de bruit d'un transformateur de convertisseur est probablement comparable à celui d'un transformateur de réseau alternatif de même taille. Mais par suite des effets des courants harmoniques, surtout d'ordre 5, 7, 11 et 13 et du faible courant continu résiduel dans les enroulements de la valve du transformateur de convertisseur, son spectre de bruit sera différent en fonctionnement réel et pourra être de 10 dB supérieur à la mesure effectuée au cours des essais à courant alternatif en usine. On peut réduire les niveaux de bruit de la cuve et du refroidisseur par des moyens conventionnels, si nécessaire, tels qu'enceintes, étouffoirs et ventilateurs moins rapides.

70.3 Inductances de lissage

Le bruit proviendra du noyau, de la structure et des refroidisseurs des inductances de lissage. On peut s'attendre à ce que le bruit du noyau et de la structure ait des crêtes aux fréquences d'ondulation correspondant aux harmoniques d'ordres 6 et 12. Il est probablement difficile de faire en usine des essais valables du bruit des inductances de lissage. On peut réduire ce niveau de bruit, si nécessaire, par les mêmes moyens que ceux employés pour les transformateurs, par exemple des enceintes.

70.4 Inductances de filtrage de courant alternatif

Les inductances de filtrage sont généralement à noyau d'air. Leur bruit ne pose généralement pas de problème, sauf si l'on requiert un niveau de bruit extrêmement bas.

70. Public nuisance

The impact of HVDC substation noise on the public outside the confines of the substation, and whether or not it is seen as a nuisance, depends upon the noise level, the pre-existing level, the nature of the surrounding area and the nearness of residential property.

As a first step the acceptable noise level at the boundary shall be specified having regard to the relevant factors. ISO Standard 1996/1 gives a method for determination of an acceptable level. Next the level and spectrum of noise expected from each major source should be defined. These can then be summed to decide whether or not the total noise will be acceptable. The location of equipment, that is the distance from the property line, is of particular importance. Special noise abatement measures may need to be used to keep the total to an acceptable figure.

Other noise-producing equipment may be installed at the same location and if so should also be considered, e.g., a.c. system transformers and reactive power compensators. Typical HVDC substation plant items most likely to produce significant noise are discussed below.

70.1 Valves and valve coolers

The noise associated with indoor valves can usually be disregarded so far as the public is concerned, since in most cases the attenuation introduced by the valve hall will adequately suppress it. A main source of noise will probably be from the fans of outdoor coolers. These will usually be closed-cycle evaporative coolers or forced air coolers drawn from a standard product range and, as such, the cooling equipment manufacturer should be able to supply noise spectrum and level data. Evaporative coolers are generally less noisy. In both types, the noise level can be reduced by using larger, lower-speed fans. Substantial noise reduction can also be achieved by using screen walls to deflect the noise upwards.

70.2 Converter transformers

Converter transformer noise level is likely to be comparable to similarly sized a.c. system transformers. But because of the effects of the harmonic currents, principally of order 5, 7, 11 and 13 and the small residual direct current in the converter transformer valve windings, its noise spectrum will be different in actual operation and may be about 10 dB higher than would be measured in factory a.c. tests. The tank and cooler noise levels can be reduced by conventional means, if necessary, e.g., enclosure, mufflers and lower-speed fans.

70.3 D.C. reactors

Noise will come from the core, structure and coolers of the d.c. reactors. Core and structure noise can be expected to have peaks at ripple frequencies corresponding to harmonic order of 6 and 12. It is probably not practicable to carry out valid factory tests of d.c. reactor noise. The noise level can be reduced, if necessary, by some of the same measures as are applicable to transformers, e.g. enclosures.

70.4 A.C. filter reactors

Filter reactors are usually air cored. For these noise is not likely to be a problem, except where extremely low noise levels are required.

71. Bruit dans les zones de travail

Le niveau de bruit auquel les personnes présentes dans les limites de la sous-station CCHT peuvent être soumises devra faire l'objet d'un examen en ce qui concerne la sécurité, la diminution du niveau d'audition et l'effet que peut avoir le bruit sur l'efficacité du travail.

De nombreux pays ont défini des codes ou des règlements obligatoires qui tendent à protéger l'audition des personnes exposées à des niveaux de bruit élevé, et l'on devra étudier ces normes et les inclure dans les spécifications selon le cas. Des problèmes de ce genre sont improbables dans les sous-stations CCHT sauf pendant les opérations d'entretien et dans le voisinage immédiat de certains types de ventilateurs utilisés pour les valves à refroidissement par air. Dans la plupart des cas, il sera possible de satisfaire aux règlements si le personnel d'entretien porte les protections nécessaires.

Le niveau de bruit général à l'intérieur des bâtiments dépend en premier lieu des valves et de la partie intérieure de leurs dispositifs de refroidissement, des diverses machines tournantes et des inductances de lissage continues (et des transformateurs) lorsque ceux-ci sont partiellement ou entièrement situés dans le bâtiment. Il conviendra de spécifier les faibles niveaux de bruit dans les lieux où une concentration mentale est couramment prévue, par exemple dans les salles de commande.

SECTION SEIZE — PERTURBATIONS HARMONIQUES EN COURANT ALTERNATIF

72. Production d'harmoniques du côté courant alternatif

Les systèmes à convertisseur de tous types sont la source de tensions et de courants harmoniques. Pour un réseau alternatif, la sous-station CCHT se comporte comme une source de courants harmoniques. Ces courants, qui passent dans l'impédance du réseau alternatif, provoquent une distorsion de tension harmonique. De plus, ils peuvent se propager dans tout le réseau alternatif, donnant lieu à des résonances locales ou à des interférences téléphoniques.

Si l'on alimente un convertisseur à partir d'une source de tension triphasée, si l'impédance des trois phases est égale, et si les angles de commande du convertisseur sont égaux, cela crée des harmoniques caractéristiques du côté courant alternatif, d'ordre $kp \pm 1$, k étant un nombre entier, définies par le nombre d'impulsions p du convertisseur. Dans le cas idéal, l'amplitude et la phase des harmoniques caractéristiques produites par rapport à la composante fondamentale ne dépendent que de l'angle (α ou β) et de l'angle de recouvrement μ .

Mais, dans la pratique, les réseaux alternatifs couplés avec des convertisseurs CCHT ne sont pas parfaitement équilibrés en tension ou en phase. Cela donne des séquences de tension négatives principalement dans le domaine de 0,25% à 1% de la séquence positive du système. Parmi les autres sources de déséquilibre on trouve les différences d'inductance de commutation des transformateurs de convertisseur (normalement de $\pm 2\%$ à $\pm 5\%$) et les déséquilibres d'angle d'allumage (normalement de $0,1^\circ$ à $0,25^\circ$ en régime établi pour les systèmes de commande CCHT modernes). Ces déséquilibres ont pour résultat la création d'harmoniques non caractéristiques, qui s'ajoutent aux interférences du convertisseur.

73. Filtrage

Les filtres d'harmoniques alternatifs sont généralement prévus dans les sous-stations CCHT pour absorber les harmoniques engendrés par les convertisseurs, et également pour compenser la puissance réactive (voir la section neuf). La figure 18 montre un exemple de filtre harmonique alternatif relié aux sources alternatives d'un système CCHT bipolaire.

Pour que la perte d'un filtre unique quelconque n'empêche pas le fonctionnement du système à pleine charge, on peut spécifier deux bras de filtrage de chaque type. On peut rendre

71. Noise in working areas

The noise level to which persons within the boundary of the HVDC substation may be subjected should be considered with regard to safety, hearing impairment, and the effects noise can have on working efficiency.

Many countries have established codes or mandatory regulations which seek to safeguard the hearing of those exposed to high noise levels and these should be examined and incorporated within the specification as appropriate. Problems of this kind are unlikely in HVDC substations other than during maintenance procedures and in the immediate vicinity of certain types of fans used for cooling of air-cooled valves. In most cases it will be possible to meet the requirements of the regulations if maintenance personnel wear hearing protectors as necessary.

The general noise level within the building will be determined primarily by the valves and the indoor part of their cooling systems, any rotating machinery and by the d.c. reactors (and transformers) where these are partially or fully enclosed within the building. Low noise levels should be specified where mental concentration is routinely expected, as in control rooms.

SECTION SIXTEEN — HARMONIC INTERFERENCE — A.C.

72. A.C. side harmonic generation

Converter systems of all types are sources of voltage and current harmonics. To an a.c. network the HVDC substation acts as a source of harmonic currents. These harmonic currents flowing into the a.c. system impedance give rise to harmonic voltage distortion. In addition, they can propagate throughout the a.c. system giving rise to local resonances or telephone interference.

If a converter is fed from a balanced three-phase source of voltage, if the impedances of the three phases are equal, and if the converter control angles are equal, characteristic a.c. side harmonics are generated of an order, determined by the pulse number, p , of the converter, $kp \pm 1$, where k is an integer. For the ideal case the amplitude and phase of the generated characteristic harmonics in relation to the fundamental component depend solely on the control angle (α or β) and the angle of overlap μ .

However, in practice, a.c. systems that are coupled with HVDC converters are not perfectly balanced in voltage or phase. This leads to negative sequence voltage system typically in the range 0.25% to 1% of the positive sequence system. Other sources of unbalance include converter transformer commutation inductance differences (typically $\pm 2\%$ to $\pm 5\%$), and control angle unbalances (typically 0.1° to 0.25° in steady state for modern HVDC control systems). These unbalances result in generation of non-characteristic harmonics, thus adding to the harmonic interference from the converter.

73. Filters

A.C. harmonic filters are generally provided at HVDC substations for absorbing the harmonics generated by the converters, and in addition for reactive power compensation (see Section Nine). An example of a.c. harmonic filter connected to the a.c. feeders for a bipolar HVDC system is shown in Figure 18.

In order that the loss of any filter will not prevent system operation at full power, two filter arms of each type may be specified. The filter arms may be made switchable on the basis of

les bras de filtrage de chaque type commutables sur la base des bras individuels sur chaque pôle. Le dimensionnement de chaque filtre devra tenir compte:

- des conditions de régulation de puissance réactive et de tension,
- des conditions de charge réduite et de charge légère,
- d'une résonance possible entre les filtres et l'impédance du réseau alternatif dans chaque configuration de commutation,
- des critères de fiabilité,
- des contraintes économiques.

On utilise généralement dans les systèmes CCHT des filtres de type RLC à résonance en série ou de type passe-haut amorti. La figure 19 donne des exemples des types de filtres les plus souvent utilisés.

Pour la conception optimale des filtres d'harmoniques, il convient de connaître l'impédance du réseau aux fréquences harmoniques sur toute la gamme des fréquences intéressantes. On pourra préciser l'impédance du réseau alternatif de la sous-station CCHT par un diagramme circulaire d'impédance (R/X) sur la gamme des fréquences de la fondamentale au 50^e harmonique.

En variante, on peut définir le réseau en détail par les impédances harmoniques des lignes et des alternateurs, etc., en les étendant jusqu'à cinq ou huit barres à partir de la sous-station CCHT, comme indiqué à la section huit. L'étude des filtres harmoniques alternatifs devra également tenir compte des harmoniques qui pourraient passer dans les filtres à partir d'autres sources harmoniques.

74. Critères de perturbations parasites

On définit le niveau des perturbations en termes de distorsion harmonique individuelle D_n , de distorsion harmonique effective globale D_{eff} , de facteur d'interférence téléphonique FIT , de facteur de forme harmonique téléphonique $FFHT$ et de produit pondéré IT . Pour l'interférence téléphonique, on utilise deux systèmes de pondération qui tiennent compte de la réponse du matériel téléphonique et de la sensibilité de l'oreille humaine: pondération psophométrique recommandée par le Comité Consultatif International Télégraphique et Téléphonique (CCITT) et la pondération «C» des messages mise au point par Bell Telephone Systems (BTS) et l'Institut Electric Edison (IEE). Chacun des termes ci-dessus se définit comme suit:

Distorsion harmonique individuelle selon le CCITT ou le BTS:

$$D_{n\%} = \frac{U_n \times 100}{U_1}$$

U_1 se rapporte à la tension efficace fondamentale assignée et U_n à la tension efficace du $n^{\text{ième}}$ harmonique considéré.

Distorsion harmonique efficace totale:

$$D_{eff\%} = \sqrt{\sum_{n=2}^{n=50} \left(\frac{U_n \times 100}{U_1} \right)^2}$$

On utilise le facteur de forme harmonique téléphonique ($FFHT$ dans le système CCITT) et le facteur d'interférence téléphonique (FIT dans le système BTS) pour décrire l'influence des interférences d'une ligne de transmission de puissance sur une ligne téléphonique, et ils servent de guide pour préciser la qualité des interférences. On définit de la même manière $FFHT$ et FIT à la seule différence du facteur de pondération:

individual arms on each pole. Sizing the individual filter to be switchable should take into consideration:

- reactive power and voltage regulation requirements,
- reduced and light load conditions,
- possible resonance between the filters and the a.c. network impedance with each switched configuration,
- reliability criteria,
- economic constraints.

Filters of either the series-resonant RLC or the damped high pass type are generally used on HVDC systems. Examples of the most frequently used filter types are shown in Figure 19.

For optimum harmonic filter design, the system impedance at harmonic frequencies should be known over the frequency range of interest. The a.c. system impedance of the HVDC substation may be specified by an impedance (R/X) circle diagram over the frequency range from fundamental to the 50th harmonic.

Alternatively, the system may be specified in detail by harmonic impedances of lines and generators, etc., normally extending to five to eight buses from the HVDC substation, as discussed in Section Eight. The design of a.c. harmonic filters should also take into account any harmonics that may flow into the filters from other harmonic sources.

74. Interference disturbance criteria

Interference performance is defined in terms of individual harmonic distortion D_n , total effective harmonic distortion D_{eff} , telephone interference factor TIF , telephone harmonic form factor $THFF$ and weighted IT product. For telephone interference, two systems of weighting are used. These take into account the response of telephone equipment and the sensitivity of the human ear, namely, psophometric weighting as recommended by the International Telegraph and Telephone Consultative Committee (CCITT) and "C" – message weighting developed by Bell Telephone Systems (BTS) and the Edison Electric Institute (EEI). Each of the above terms is defined as follows:

Individual harmonic distortion according to CCITT or BTS:

$$D_{n\%} = \frac{U_n \times 100}{U_1}$$

U_1 refers to rated fundamental r.m.s. voltage and U_n to the n th harmonic r.m.s. voltage considered.

Total effective harmonic distortion:

$$D_{\text{eff}\%} = \sqrt{\sum_{n=2}^{n=50} \left(\frac{U_n \times 100}{U_1} \right)^2}$$

The telephone harmonic form factor ($THFF$ in the CCITT system) and the telephone interference factor (TIF in the BTS system) are both used to describe the interference influence of a power transmission line on a telephone line, and serve as guidelines for specifying interference performance. $THFF$ and TIF are defined in the same way with the only difference being the weighting factor:

$$FIT = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} \left(\frac{U_n \times F_n}{U_1} \right)^2}$$

où:

F_n est le facteur de pondération de chaque harmonique n selon la Publication 60-68(1960) de l'IEE

$$FFHT = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} \left(k_f \times P_f \times \frac{U_n}{U_1} \right)^2}$$

où:

k_f est égal à $\frac{f}{800}$

f est la fréquence harmonique

P_f est le poids psophométrique divisé par 1000

Pour des raisons pratiques, la limite de $n = 50$ est recommandée.

La relation approximative entre FIT et $FFHT$ est de $\frac{FIT}{FFHT} = 4000$, ainsi, par exemple, un FIT égal à 40 est à peu près équivalent à un $FFHT$ de 1%.

Les courants harmoniques des lignes de transmission sont représentés par un courant unique obtenu en pondérant chaque courant harmonique avec le facteur correspondant au système utilisé.

Le produit du courant pondéré (IT) se calcule comme suit:

$$IT = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} (F_n \times I_n)^2}$$

où:

I_n est le courant efficace du $n^{\text{ième}}$ harmonique

F_n est comme défini pour FIT .

Le calcul du produit de courant pondéré (IT) dans chaque ligne requiert une connaissance des impédances harmoniques de chaque ligne reliée à la barre alternative du convertisseur pour être valable dans la spécification du niveau des interférences dans les installations CCHT. Il conviendra de préciser le produit IT pour les lignes individuelles, mais seulement si les impédances harmoniques de toutes les lignes partant des barres alternatives de la sous-station CCHT sont indiquées.

Il peut s'avérer difficile, en pratique, de préciser les limites de niveau simultanément pour tous les facteurs d'interférences harmoniques (D_n , FIT et IT) si les valeurs ont à refléter l'influence réelle des harmoniques injectés sur le couplage inductif. Ceci est particulièrement vrai lorsque IT est précisé pour les réseaux maillés. Ces valeurs varient d'une barre de poste à l'autre et le long de la ligne; l'on ne peut ainsi garantir un niveau acceptable que si l'on connaît avec précision les paramètres de la ligne, la résistivité du sol le long de la ligne de transmission, les facteurs géométriques de couplage, etc.

75. Niveaux d'interférences

Les exemples de niveaux maximaux typiques des facteurs d'interférence harmonique qui ont été indiqués pour une sous-station CCHT sont les suivants (il ne s'agit pas ici de valeurs de spécifications recommandées, et elles sont pas à considérer comme limitatives avant une étude particulière d'un système donné):

- a) distorsion individuelle D_n , 1 % à tout harmonique,
- b) distorsion harmonique effective D_{eff} , de 2 % à 5 %,

$$TIF = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} \left(\frac{U_n \times F_n}{U_1} \right)^2}$$

where:

F_n is the weighting factor for each harmonic n according to EEI Publication 60-68(1960)

$$THFF = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} \left(k_f \times P_f \times \frac{U_n}{U_1} \right)^2}$$

where:

k_f is equal to $\frac{f}{800}$

f is the harmonic frequency

P_f is the psophometric weight divided by 1000

For practical reasons the upper limit of $n = 50$ is recommended.

The approximate relationship between TIF and $THFF$ is: $\frac{TIF}{THFF} = 4000$, that is, for example, a TIF equal to 40 is roughly equivalent to a $THFF$ equal to 1%.

The harmonic currents of power transmission lines are represented by a single current obtained by weighting each harmonic current with the corresponding factor of the system used.

The weighted current product (IT) is computed as follows:

$$IT = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} (F_n \times I_n)^2}$$

where:

I_n is the n th harmonic r.m.s. current

F_n is the same as defined before for TIF .

Calculation of the weighted current product (IT) in individual lines requires a knowledge of the harmonic impedances of individual lines connected to the converter a.c. bus in order to be meaningful in specifying interference performance for HVDC installations. The IT product should be specified for individual lines, but only if the harmonic impedances of all lines from HVDC substation a.c. bus are specified.

Specifying performance limits simultaneously for all harmonic interference factors (D_n , TIF and IT) may not be practical if the values have to reflect the real impact of the injected harmonics on inductive coupling. This is particularly true if IT is specified for meshed systems. These values vary from station bus to station bus and along the line; thus acceptable performance can only be assured in the design if line parameters, soil resistivity along the transmission line, geometric coupling factors, etc., are accurately known.

75. Levels for interference

Examples of typical maximum levels of harmonic interference factors that have been specified for a HVDC substation are as follows (these are not recommended specification values and should not be taken as limits without specific studies of a given system):

- a) individual distortion D_n , 1% at any harmonic,
- b) effective harmonic distortion D_{eff} , 2% to 5%,

- c) facteur d'influence téléphonique *FIT* de 25 à 50; *FFHT* sur une plage de 0,6 % à 1,25 %,
- d) produit *IT* de 25 000 à 50 000 par ligne.

Si des alternateurs sont connectés près de la sous-station CCHT, la somme des séquences négatives de 5^e ordre et des séquences positives de 7^e ordre, des courants harmoniques non caractéristiques traversant un groupe quelconque, devra être prise en compte dans l'étude des sous-stations CCHT.

76. Performance des filtres

Les conditions de fonctionnement du système CCHT à prendre en compte pour la définition des performances des filtres d'harmoniques alternatifs comprennent:

- la plage des valeurs du courant continu entre le minimum et la surcharge spécifiée,
- le fonctionnement sous tension continue réduite sur la plage des valeurs de courant continu nécessaire au fonctionnement sous tension réduite,
- le fonctionnement sous des angles supérieurs à la normale pour l'absorption de puissance réactive définie,
- le fonctionnement avec un banc de filtres ou un banc de compensation réactive quelconque hors service. On entend par banc de filtres un élément de filtre qui peut être mis hors service par commutation. Cette condition n'est applicable, en principe, qu'avec les modes de fonctionnement normaux du système de transmission CCHT,
- la plage des fréquences et des tensions du réseau de puissance alternatif en régime établi,
- la perte de condensateurs, déclenchant une alarme de premier niveau,
- les valeurs extrêmes de température ambiante liées à la charge maximale des filtres,
- le désaccordage du filtre initial,
- toute modification de la configuration du système.

Il ne sera pas nécessaire d'exiger des filtres qu'ils atteignent leur performance limite dans les conditions suivantes, mais ils devront pouvoir y fonctionner sans dommage:

- variations de fréquence d'urgence comme spécifiées,
- conditions de surtension dynamique, y compris la ferorésonance à la suite d'un rejet de charge ou d'un rétablissement après interruption de service,
- surcharge à court terme.

En spécifiant les limites d'interférence harmonique d'une sous-station CCHT, certaines données (voir la section huit) seront incluses dans la spécification pour permettre l'optimisation de l'étude des filtres à courant alternatif.

SECTION DIX-SEPT — PERTURBATIONS HARMONIQUES EN COURANT CONTINU

77. Interférence du côté courant continu

- 77.1 Le fonctionnement du matériel de conversion dans une sous-station CCHT engendre des tensions harmoniques du côté courant continu du poste, provoquant la circulation de courants harmoniques dans la ligne continue. Lorsque la ligne de transmission est constituée de lignes aériennes et de câbles, ces derniers agissent généralement comme un filtre de courant harmonique, de sorte que seuls des courants de faible amplitude passent dans la ligne au-delà du câble. Néanmoins on évaluera les interférences de ces réseaux sur les sections de ligne aérienne. Par contre, les câbles continus enterrés ou sous-marins sont si bien isolés qu'il n'y a généralement pas de problèmes de bruit du côté courant continu.

- c) telephone influence factor *TIF* 25 to 50; *THFF* in the range of 0.6% to 1.25%,
- d) *IT* product 25 000 to 50 000 per line.

If generators are connected near the HVDC substation, the sum of the negative sequence 5th and positive sequence 7th non-characteristic harmonic currents flowing into any generator should be considered in the design specification for the HVDC substations.

76. Filter performance

HVDC system operating conditions that should be considered when specifying performance requirements of a.c. harmonic filters include:

- range of d.c. current values from minimum to the specified overload;
- reduced d.c. voltage operation over the range of required d.c. current values for the reduced voltage operation,
- operation at larger-than-normal angles for reactive power absorption as specified,
- operation with any filter bank or reactive power source out of service. A filter bank is understood as one filter element that can be removed from service by switching equipment. This condition should apply only for the normal operating modes of the HVDC transmission system,
- steady-state range of a.c. power system frequency and voltage,
- loss of capacitor units to the extent that results in a first level alarm,
- extremes of ambient temperature conditions coupled with maximum filter loading,
- initial filter detuning,
- any change in system configuration.

Filters should not be required to meet performance limits under the following conditions, but should be capable of operation without damage:

- emergency frequency variations as specified,
- dynamic overvoltage conditions including ferroresonance following load rejection or fault recovery,
- short term overload.

When specifying harmonic interference limits for an HVDC substation, certain data (as discussed in Section Eight) should be included in the specification to enable appropriate optimization of a.c. filter designs.

SECTION SEVENTEEN — HARMONIC INTERFERENCE — D.C.

77. D.C. side interference

- 77.1 The operation of the converter equipment in an HVDC substation generates harmonic voltages in the d.c. side of the substation which cause harmonic currents to flow in the d.c. line. Where the transmission line consists of overhead line and cable, the cable generally acts as a filter to the harmonic current, so that only harmonic currents of small magnitudes flow into the line beyond the cable. Such systems still require evaluation for interference along the overhead line sections. Underground or submarine d.c. cables are so well shielded that generally no noise problem exists on the d.c. side.

- 77.2 Dans les installations modernes, on utilise généralement des convertisseurs à 12 impulsions, de sorte qu'il suffit de tenir compte des harmoniques caractéristiques de 12 k (k étant un nombre entier). Outre ces harmoniques «caractéristiques», qui apparaissent dans des conditions idéales, on rencontre d'autres harmoniques «non caractéristiques». Les tensions harmoniques caractéristiques créées par le fonctionnement du convertisseur dépendent des facteurs suivants: tension continue, courant continu, réactance de commutation et angle d'allumage. Les tensions harmoniques non caractéristiques proviennent de facteurs tels que la différence entre les angles d'allumage, des déséquilibres de réactance de commutation et une asymétrie dans la tension alternative du réseau qui alimente le convertisseur (composante de tension inverse).
- 77.3 On considérera deux groupes d'harmoniques: le groupe d'harmoniques de rang supérieur (7^e au 48^e rang), responsable des interférences téléphoniques vocales, et le groupe d'harmoniques de rang inférieur (1^{er} au 6^e) qui peuvent créer d'autres problèmes d'interférence, tels que:
- a) la protection du personnel et du matériel contre les tensions induites,
 - b) des effets sur la transmission de données et les circuits de signalisation des chemins de fer,
 - c) des effets autres que l'interférence vocale dans les circuits de communication vocale,
 - d) des effets d'induction secondaires,
 - e) l'excitation possible de conditions de résonance entre la ligne continue et la ligne de terre,
 - f) un courant continu inacceptable dans les transformateurs du convertisseur.
- 77.4 Les courants harmoniques qui circulent dans les pôles de la ligne continue et dans le fil de garde aérien peuvent se calculer à l'aide des formules habituelles utilisées pour le calcul des longues lignes et l'analyse modale, en cas de déséquilibre dans le circuit. Si la distance entre la ligne continue et un circuit téléphonique est courte (moins de 200 m) le calcul se fera en tenant compte séparément des courants dans les pôles et dans les fils de garde, avec leurs facteurs de couplage respectifs.
- En calculant la tension de bruit longitudinale imposée sur un circuit de communication vocale, on pondère les courants harmoniques par un facteur (psophométrique ou message-C) pour tenir compte de la réponse de l'oreille humaine à chaque fréquence.
- 77.5 La tension longitudinale de message-C ou psophométrique $V_g(x)$ induite par kilomètre d'exposition d'un circuit téléphonique peut se calculer en tenant compte des courants provenant des deux extrémités de la ligne continue, à tout emplacement situé à x km d'une extrémité de cette ligne, du facteur de pondération, du facteur d'écran des circuits de commutation, et de la mutuelle impédance entre la ligne continue et le circuit de communication. La tension transversale est donnée par $k_b V_g$, k_b étant le facteur d'équilibrage de communication considéré.
- 77.6 Du point de vue sécurité du personnel, on calcule la valeur de la tension par la racine carrée de la somme des carrés des tensions harmoniques induites à la terre, uniformément pondérées. Pour les autres problèmes d'interférence dans les circuits de communication non vocaux, il n'existe pas de procédure standardisée, et par conséquent, la méthode à utiliser devra être choisie par les parties concernées.
- 77.7 On utilise des filtres continus pour réduire l'amplitude des courants harmoniques circulant dans la ligne continue afin d'éviter des interférences inacceptables. La nécessité de ces filtres dépend:
- a) des caractéristiques du système de transmission, de la ligne aérienne ou de ligne aérienne et des câbles,
 - b) de la résistivité du sol,
 - c) de la densité, de la proximité et du type de circuits téléphoniques et de signalisation de chemins de fer proches du trajet de la ligne continue.

- 77.2 In modern convertor unit design, 12-pulse convertor units are generally used, so only the 12 k characteristic harmonics (k being an integer) should be considered. In addition to these “characteristic” harmonics, which appear under idealized conditions, there are also harmonics of other orders, the “non-characteristic” harmonics. The characteristic harmonic voltages generated by the convertor operation depend on the following factors: direct voltage, direct current, the commutating reactances and the firing angle. Non-characteristic harmonic voltages are caused by such factors as differences between the firing angle, unbalances in the commutating reactance and asymmetry in the network a.c. voltage (negative sequence voltage component) feeding the convertor.
- 77.3 Two groups of harmonics should be considered: the higher order harmonic group (7th to 48th), responsible for the voice telephone interference and the low order harmonic group (1st to 6th) that may introduce other interference problems, such as:
- a) personnel and equipment safety from induced voltage,
 - b) effects on data transmission and railway signalling circuits,
 - c) effects other than voice interference in voice communication circuits,
 - d) secondary induction effects,
 - e) possible excitation of resonance conditions between the d.c. line and the electrode line,
 - f) unacceptable d.c. current in the convertor transformers.
- 77.4 The harmonic currents circulating in the d.c. line poles and in the overhead shield wire can be calculated by the usual formulae for long line calculations and modal analysis, in case there are unbalances in the circuit. If the distance between the d.c. line and an open wire telephone circuit is short (less than 200 m) the calculation should be done considering the currents in the poles and in the shield wire(s) separately, with their respective coupling factors.
- In computing the longitudinal noise voltage imposed on a voice communication circuit, the harmonic currents are weighted by a factor (psophometric or C-message) to take into account the response of the human ear to each frequency.
- 77.5 The longitudinal C-message or psophometric voltage $V_g(x)$ induced per kilometre of exposure of a telephone circuit can be calculated considering the currents coming from both ends of the d.c. line, at any location x km from one end of a d.c. line, the weighting factor, the shielding factor of commutation circuits and the mutual impedance between the d.c. line and the communication circuit. The transverse voltage is given by $k_b V_g$ where k_b is the balance factor of the communication facility being considered.
- 77.6 When considering personnel safety, the voltage value is calculated as the square root of the sum of the squares (r.s.s.) of the induced harmonic voltages to earth, flat weighted. For the other interference problems in non-voice communication circuits there is no standardized procedure and therefore the procedure to be used should be agreed upon between the parties involved.
- 77.7 D.C. filters are used to reduce the magnitude of the harmonic currents circulating in the d.c. line to avoid unacceptable interferences. The need for the d.c. filters depends upon:
- a) the characteristics of the transmission system, overhead line or overhead line and cables,
 - b) the earth resistivity,
 - c) the density, proximity and type of telephone and railway signal circuits near the d.c. line route.

Pour définir la nécessité d'un schéma de filtrage, il conviendra également de tenir compte d'autres moyens économiques disponibles, permettant de satisfaire aux critères de bruit. L'évaluation devra considérer toute modification des circuits de communication et toute modification de la sous-station CCHT, telle que l'emploi d'une inductance de lissage, déjà nécessaire pour d'autres raisons, avec ou sans niveau de filtrage réduit; des condensateurs branchés entre la connexion de la ligne de terre, et la terre, pour former un circuit de résonance avec l'inductance de la ligne de terre; des commutateurs permettant la mise en parallèle des deux filtres (de pôle) en fonctionnement monopolaire. L'influence de ces facteurs sur le fonctionnement et sur le rendement global du poste de conversion devra faire l'objet d'un examen avant de décider de l'importance de la limitation des harmoniques du côté du courant continu.

78. Performance des filtres continus

- 78.1 Il est nécessaire de comprendre les besoins des compagnies de communication et de chemins de fer pour en arriver à la meilleure solution d'ensemble des problèmes d'interférences. Le tableau I indique les conditions requises par les circuits de communication vocale, prescrites par le CCITT, la Compagnie Américaine de Téléphonie et de Télégraphie (AT&T) et l'Administration d'Electrification Rurale Américaine (ERA).
- 78.2 Pour définir le rendement des filtres, il conviendra de préciser les niveaux d'interférences selon les modes de fonctionnement du système CCHT. Du point de vue des interférences, le fonctionnement bipolaire avec tensions positive et négative égales est le mode qui requiert le moins de filtrage. Le fonctionnement monopolaire avec le retour soit par la terre, soit métallique, produit des valeurs de tension de bruit plus élevées que le fonctionnement bipolaire avec la même configuration de filtres continus, mais le fonctionnement avec cette configuration couvre généralement un faible pourcentage de temps. Le fonctionnement monopolaire avec retour métallique produit moins d'interférences qu'avec retour à la terre.

TABLEAU I
PARAMÈTRES DE PERFORMANCE POUR LES CIRCUITS
DE COMMUNICATION VOCALE

Circuits d'abonnés et interurbains

	CCITT	AT&T ¹⁾	ERA
1. Circuits de câbles équilibrés Ligne ouverte	50-60 dB 46-56 dB	60 dB ⁶⁾ 50 dB ⁶⁾	50-60 dB ³⁾ 50 dB ²⁾
2. Transversal (métallique) Limite de bruit 26 dBrnC	26 dBrnC 26 dBrnC (20 dBrnC) ⁴⁾	20 dBrnC ⁴⁾	31 dBrnC ⁵⁾

- ¹⁾ AT&T utilise généralement une impédance caractéristique de 600 Ω pour les circuits interurbains et de 900 Ω pour les lignes d'abonnés. CCITT et ERA utilisent 600 Ω .
- ²⁾ Les renseignements obtenus de BTS indiquent que l'équilibrage minimal devrait être de 60 dB.
- ³⁾ L'Administration Américaine pour l'Electrification Rurale (ERA) prescrit d'autres valeurs d'équilibrage. Celle-ci correspond à un bon équilibrage.
- ⁴⁾ Cette valeur est le bruit total. La valeur maximale à partir d'une source unique (par exemple la ligne CCHT) devrait être de 17 dBrnC. 0 dBrnC correspond à 10^{-12} W (1 pW) à 1000 Hz.
- ⁵⁾ Cette valeur se rapporte au circuit interurbain.
- ⁶⁾ La valeur entre parenthèses se rapporte à l'objectif de l'étude et l'autre à la valeur maximale admissible.

When establishing the need for a filter scheme, other cost effective means available to satisfy the noise criteria should be taken into consideration. The evaluation should consider any changes in the communication circuits as well as modifications to the HVDC substation, such as use of a d.c. reactor, already required for other reasons, either with or without a reduced level of filtering; capacitors connected between the earth electrode line connection and earth, to form a resonant circuit with the electrode line inductance; switches to permit paralleling of the two (pole) filters when in monopolar operation. The influence of these on the operation and on the overall performance of the convertor substation should be examined before deciding on the extent of needed limitation of the harmonics on the d.c. side.

78. D.C. filter performance

- 78.1 Understanding of the communication and railway companies' requirements is necessary to arrive at the best overall solution for interference problems. Table I indicates the requirements for voice communication circuits, prescribed by CCITT, the American Telephone and Telegraph Company (AT&T) and the U.S. Rural Electrification Administration (REA).
- 78.2 When defining the filter performance, the levels of interference should be specified for the operating modes of the HVDC system. From the interference point of view, bipolar operation with equal positive and negative voltages is the mode requiring less filtering. Monopolar operation, with either earth or metallic return, gives higher values of noise voltage than bipolar operation for the same d.c. filter configuration; however, operation in this configuration usually occurs for a low percentage of time. Monopolar operation with metallic return gives less interference than monopolar operation with earth return.

TABLE I
PERFORMANCE PARAMETERS FOR VOICE COMMUNICATION
CIRCUITS

Subscribers and Trunk Circuits

	CCITT	AT&T ¹⁾	REA
1. Balance cable circuits Open line	50-60 dB 46-56 dB	60 dB ⁶⁾ 50 dB ⁶⁾	50-60 dB ³⁾ 50 dB ²⁾
2. Transversal (metallic) Noise limit 26 dBrnC	26 dBrnC 26 dBrnC (20 dBrnC) ⁴⁾	20 dBrnC ⁴⁾	31 dBrnC ⁵⁾

¹⁾ It is North American practice (AT&T) to use a characteristic impedance of 600 Ω for a trunk circuit and 900 Ω for a subscriber circuit. CCITT and REA use 600 Ω .

²⁾ Information from BTS indicates that minimum balance should be 60 dB.

³⁾ The U.S. Rural Electrification Administration prescribes other values for balance. This value corresponds to a good balance.

⁴⁾ This value is the total noise. From a single source (HVDC line, for example) the maximum value should be 17 dBrnC. 0 dBrnC corresponds to 10^{-12} W (1 pW) at 1000 Hz.

⁵⁾ This value refers to trunk circuit.

⁶⁾ The value in brackets refers to design objective and the other to the maximum acceptable value.

En pratique, avec les systèmes bipolaires, les conditions d'efficacité d'un schéma de filtrage en courant continu sont essentiellement basées sur un mode de fonctionnement bipolaire. On admet un niveau d'interférence supérieur dans les communications vocales durant le fonctionnement monopolaire, par exemple deux ou trois fois le niveau autorisé pendant le fonctionnement équilibré en bipolaire.

Outre les modes de fonctionnement CCHT de base étudiés ci-dessus, la spécification devra indiquer tout autre mode ou conditions dans lesquelles le système de transmission pourrait fonctionner. Le filtre devra être pondéré pour toutes ces conditions, mais le niveau d'interférence dans les divers modes et conditions devra se trouver entre le mode de fonctionnement bipolaire équilibré et le plus mauvais mode monopolaire. La spécification pourrait également prévoir la possibilité de fonctionnement du système dans des circonstances imprévues.

- 78.3 En ce qui concerne la sécurité du personnel, il n'y a pas encore de limite spécifique de l'induction dangereuse produite par les harmoniques. A la fréquence fondamentale (50 Hz et 60 Hz) le CCITT et l'AT&T prescrivent 60 V alternatifs efficaces et 50 V alternatifs efficaces, respectivement. On considérera ces limites comme la valeur r.s.s. (racine carrée de la somme des carrés) maximale des tensions harmoniques longitudinales induites pour les harmoniques de rang inférieur (du 1^{er} au 6^e), pour la sécurité du personnel et du matériel. De plus, il convient également d'inclure dans le calcul r.s.s. les harmoniques de rang supérieur ayant des valeurs de courant anormalement élevées.

79. Conditions requises pour les spécifications

- 79.1 Le meilleur moyen de déterminer le niveau économique du filtrage qui remplisse les conditions d'antiparasitage efficace consisterait à faire une étude de coordination inductive et à optimiser le coût des filtres et celui des modifications des circuits de communication, en tenant compte des points précédemment étudiés. A partir de cette étude, la spécification idéale des filtres pourrait indiquer le profil du courant perturbateur maximal le long de la ligne, ainsi qu'il est défini au paragraphe 79.4 ci-après, nécessaire pour garder le niveau d'interférence au-dessous des valeurs spécifiées.

Ces études ne sont généralement pas réalisables au stade des spécifications, c'est pourquoi l'on pourrait adopter l'une des trois approches ci-après:

- 79.1.1 Indiquer un niveau de bruit induit longitudinal maximal dans une ligne d'essai parallèle, à 1 km de la ligne CCHT, en fonctionnement bipolaire, et une valeur supérieure en fonctionnement monopolaire, en millivolts par kilomètre d'exposition. On devrait utiliser cette approche avec précaution, car elle ne tient compte que des parasites du circuit téléphonique vocal, et utilise des valeurs maximales du courant harmonique sur la ligne. On pourrait améliorer cette méthode en ajoutant les conditions de r.s.s. de la tension longitudinale induite par les harmoniques d'ordre faible, et diverses valeurs des tensions induites sur le trajet de la ligne continue, selon les variations de résistivité du sol, la qualité, le type et la densité des circuits téléphoniques et la variation du courant de perturbation le long de la ligne, etc.
- 79.1.2 Etablir le coût des filtres sur la base de valeurs maximales non simultanées pour chaque courant harmonique (pour chaque pôle) aux bornes de la ligne continue, puis choisir le projet optimal après une étude de coordination inductive complète. Cette méthode présente quelques-uns des défauts de la précédente et le moyen de définir l'ensemble des tensions harmoniques est compliqué pour d'autres raisons étudiées au paragraphe 79.3.
- 79.1.3 Pour la troisième approche, on pourrait passer par les étapes suivantes:
- 1) Obtenir des renseignements sur les caractéristiques (facteurs de protection et d'équilibrage, longueur, trajets, etc.) des lignes de communication et des voies ferrées, installées ou en projet, dans la zone d'influence de ligne continue (par exemple à 10 km de l'axe de la ligne).

In practice, for bipolar systems the performance requirements of a d.c. filtering scheme are primarily based on the bipolar operating mode. A higher interference level on voice communications is accepted during monopolar operation, for example, two or three times the level permitted during bipolar balanced operation.

In addition to the basic HVDC operating modes discussed above, the specification should indicate any other modes or conditions under which the transmission system could eventually operate. The filter should be rated for all these conditions; however, the interference level under the several modes or conditions should lie between the normal bipolar balanced operating mode and the worst monopolar mode. Provision may be made in the specification for the system capability for emergency operation.

- 78.3 As to personnel safety there is not yet a specific limit for hazardous induction caused by harmonics. For the fundamental frequency (50 Hz and 60 Hz) the CCITT and the AT&T prescribe 60 V a.c. r.m.s. and 50 V a.c. r.m.s., respectively. These limits should be considered as the maximum r.s.s. value of the induced longitudinal harmonic voltages for the low order harmonics (1st to 6th), for personnel and equipment safety. In addition, any higher order harmonics with unusually high current values should also be included in the r.s.s. calculation.

79. Specification requirements

- 79.1 The preferred way to determine the economic level of filtering that satisfies interference performance requirements would be to perform an inductive coordination study and optimize the cost of filters with the cost of changes in the communication circuits, considering the points discussed earlier. From such a study, the ideal specification for the filters could indicate the profile of the maximum disturbing current along the line, as defined in Sub-clause 79.4, required to maintain the interference level below the specified values.

Usually the above studies are not feasible during the specification stage; therefore, one of the following three alternative approaches could be adopted:

- 79.1.1 Specify one maximum longitudinal induced noise level in a parallel test line, 1 km away from the HVDC line for bipolar operation and a higher value for monopolar operation, in millivolts per kilometre of exposure. This approach should be used with caution as it accounts only for the interference in the telephone voice circuit and it utilizes maximum values for the harmonic current along the line. This method could be improved by adding the requirements for the r.s.s. of induced low order harmonic longitudinal voltage and different values of the induced voltages along the d.c. line route, depending on the variation of the soil resistivity, quality, type and density of the telephone circuits, and the disturbing current variation along the line, etc.
- 79.1.2 Establish the filter cost based on the non-simultaneous maximum values for each harmonic current (on a pole basis), at the d.c. line terminals, and subsequently select the optimum design after a complete inductive coordination study. This procedure has some of the drawbacks of the previous one and the method to establish the set of harmonic voltages is complicated due to other considerations discussed in Sub-clause 79.3.
- 79.1.3 For the third alternative the following steps should be taken:
- 1) Obtain information on the characteristics (shielding and balance factors, length, routes, etc.) of the communication lines and railways, installed or planned, within the area of influence of the d.c. line (10 km from the centre line of the right of way, for example).

- 2) Effectuer des essais sur des échantillons de sol prélevés dans les limites de la zone d'influence de la ligne continue, pour déterminer les diverses valeurs de la résistivité du sol à prendre en compte dans les études de coordination inductive.

Avec ces renseignements, et en tenant compte du mode de fonctionnement normal du système (bipolaire), il devra être possible de définir deux profils de courants parasites et deux limites de grandeurs du courant harmonique de faible rang maximal admissible:

- a) un profil qui ne nécessite pas de modification des circuits de communication, et
- b) un profil nécessitant, par exemple, des modifications dans, disons, 25% des circuits de communication situés dans la zone d'influence.

Enfin en disposant de renseignements concernant le coût des filtres et le coût des modifications des circuits de communication, il devra être possible de définir le compromis optimal entre le système de filtrage et les modifications de ces circuits.

- 79.2 De plus, pour préciser le niveau de filtrage conformément à l'une des solutions proposées ci-dessus, il convient de satisfaire aux critères généraux suivants:

- 1) Définir le niveau de filtrage du courant harmonique en fonctionnement équilibré bipolaire et dans les conditions nominales définies pour le système CCHT. Avec tout autre mode de fonctionnement ou condition spécifiée le niveau de bruit ne dépassera pas celui qui résulte du plus mauvais fonctionnement monopolaire, sauf situation inhabituelle de fonctionnement sans filtres.
- 2) La spécification devra aussi définir la valeur maximale des profils de courant parasite admissible en fonctionnement monopolaire.
- 3) Outre les conditions ci-dessus, il convient de préciser les valeurs maximales des courants harmoniques d'ordre faible (du 1^{er} au 6^e).
- 4) Le service public exploitant devra également préciser les limites des conditions de fonctionnement du système dans lesquelles les conditions de filtrage devront être remplies pour chaque mode de fonctionnement et à chaque stade du développement du système CCHT. Par exemple:
 - a) la plage des tensions continues et des courants continus,
 - b) la plage des tensions normales de fonctionnement de la barre alternative,
 - c) la composante inverse des tensions alternatives à la fréquence fondamentale,
 - d) la déviation maximale de fréquence alternative dans une plage de cycle normal ou que l'on peut maintenir pendant plus de 1 min,
 - e) les variations maximales de température prévues,
 - f) le nombre maximal de défaillances de condensateurs ou d'éléments admissibles avant le retrait obligatoire des filtres, et
 - g) le dérèglement initial à la limite admise dans le projet.

- 79.3 Les calculs d'efficacité devront tenir compte de ce qui suit:

- 1) Le calcul des profils des courants harmoniques pour définir la conformité aux résultats spécifiés devra prendre en compte: la relation angulaire entre les phases des divers réseaux alternatifs; la combinaison la plus contraignante des angles d'allumage; les grandeurs du courant continu; les variations de réactance de commutation entre les phases d'un pont à six impulsions, entre les transformateurs des six impulsions dans une unité à 12 impulsions, entre les unités à 12 impulsions d'un pôle et entre les pôles d'un bipôle, qui auront pour résultat le plus mauvais ensemble uniforme de tensions d'excitation harmoniques. L'ensemble uniforme de tensions harmoniques se compose de tensions simultanées qui donnent la plus haute valeur du message-C ou du profil psophométrique de courant parasite sur la ligne et qui sont également conformes aux niveaux de courants harmoniques de faible rang spécifiés.

- 2) Perform tests on representative soil samples taken within the limits of the area of influence of the d.c. line, to determine the different values of earth resistivity to be considered in the inductive coordination studies.

With the information obtained and considering the normal mode of system operation (bipolar), it should be possible to establish two profiles of disturbing currents and two limits of the maximum allowable low order harmonic current magnitudes:

- a) one not requiring any change in the communication circuits, and
- b) the second requiring, for example, changes in perhaps 25% of the communication circuits located in the area of influence.

Finally, with the information on filter cost and the cost for changes in the communication circuits, it should be possible to determine the optimum trade-offs between the filtering system and communication circuit changes.

- 79.2 In addition, for specifying the level of filtering, in accordance with one of the alternatives indicated above, the following general criteria should be followed:

- 1) The level of harmonic current filtering should be determined under bipolar balanced operation and under the nominal condition defined for the HVDC system. For any other operating mode or condition specified, the level of noise should not be higher than the one resulting from the worst monopolar operation, except for the unusual contingency of operation without filters.
- 2) The specification should also define the maximum value of the disturbing current profiles to be accepted under monopolar operation.
- 3) In addition to the above requirements, the maximum low order harmonic current values (1st to 6th) should be specified.
- 4) The utility should also specify the limits of system operating conditions under which the filter performance requirements should be met for each mode of operation and for each stage of development of the HVDC system. For example:
 - a) range of direct voltage and direct current,
 - b) range of normal operating a.c. bus voltage,
 - c) negative sequence component of fundamental frequency a.c. voltages,
 - d) maximum a.c. frequency deviation within a normal cycle range or which may be maintained for more than 1 min,
 - e) maximum temperature variations expected,
 - f) maximum number of capacitor unit or element failures permissible before mandatory filter removal, and
 - g) initial mistuning to the limit possible in the design.

- 79.3 The performance calculations should take into account the following:

- 1) Calculation of the harmonic current profiles to determine the compliance with the performance specified should consider: the phase angle relationship between the a.c. systems; the most onerous combination of firing angles; direct current magnitudes; commutation reactance differences among the phases of a 6-pulse bridge, between the transformers of the 6-pulse in a 12-pulse unit, between 12-pulse units of a pole and between poles of a bipole, that will result in the worst consistent set of harmonic driving voltages. The consistent set of harmonic voltages consists of voltages occurring simultaneously and giving the highest value of C-message or psophometric profile of disturbing current along the line and also complying with the levels of low order harmonic currents specified.

Pour la solution indiquée au paragraphe 79.1.2, l'ensemble des tensions d'excitation d'harmoniques à prendre en compte devra être celui des tensions harmoniques non simultanées les plus élevées.

- 2) Les paramètres liés aux fréquences des lignes continues et de terre, de même que leur terminaison et les caractéristiques de la prise de terre données dans la spécification, devront être pris en compte.
- 3) Il convient également de tenir compte de la variation de l'inductance et de la résistance de l'inductance de lissage continue avec la charge et la fréquence pour définir les courants harmoniques circulant sur la ligne continue.

79.4 Afin de satisfaire aux critères de rendement spécifiés, la grandeur du courant à chaque fréquence et à chaque point du trajet de la ligne continue devra être prise comme la valeur efficace de la contribution en ce point de l'extrémité émettrice et de l'extrémité réceptrice de la ligne continue, à la fréquence considérée, en se servant de la formule suivante:

$$I_{e,x} = \frac{1}{C_{800}} \sqrt{\sum_f (C_f \times I_{x,f})^2}$$

où:

- $I_{e,x}$ est le courant parasite équivalent à 800 Hz, au point x le long de la ligne à courant continu
- f est la fréquence du courant harmonique à prendre en compte entre la fondamentale et le 48^e harmonique
- C_f est le facteur de pondération psophométrique et message-C à la fréquence f
- C_{800} est la valeur de C_f à 800 Hz
- $I_{x,f}$ est le courant harmonique de la fréquence f

Dans le cas où la séparation entre la ligne à courant continu et la ligne téléphonique est inférieure à 300 m, ou à environ 100 m avec une résistivité de terre égale ou supérieure à 10000 Ω m, le courant parasite équivalent I_p à 800 Hz se calculera à l'aide de la formule suivante:

$$I_{p,x} = \frac{1}{P_{800}} \sqrt{\sum_f (h_f \times A_f \times I_{x,f})^2}$$

où:

- P_{800} est le poids psophométrique à 800 Hz, divisé par 1000
- h_f est le facteur dépendant du type de couplage à la fréquence f
- A_f est le facteur de pondération pour message-C à la fréquence f

On devra normalement calculer les courants harmoniques caractéristiques en donnant leur grandeur et leur angle. Pour les courants harmoniques non caractéristiques, on supposera un angle moyen de 90° de déplacement angulaire des harmoniques non caractéristiques des deux pôles d'un bipôle.

On se servira d'une réactance de source interne ne dépassant pas $\frac{2n-1}{2n}$ fois la réactance totale de commutation du pôle ($4x_t$ par convertisseur à 12 impulsions), n étant le nombre de ponts de six impulsions en fonctionnement dans le mode de fonctionnement analysé.

SECTION DIX-HUIT — INTERFÉRENCES DES COURANTS PORTEURS DE LIGNE (CPL)

80. Généralités

Les interférences des CPL d'une sous-station CCHT sont produites par les séquences d'allumage et d'extinction des valves. La composante prédominante se produit pendant la chute

For the alternative indicated in Sub-clause 79.1.2 the set of harmonic driving voltages to be considered should be the highest non-simultaneously occurring harmonic voltages,

- 2) The frequency dependent parameters of the d.c. and electrode lines, as well as their termination and the characteristics of the earth electrode as given in the specification, should be taken into account,
- 3) The variation of the inductance and resistance of the d.c. reactor with load and frequency should be considered in determining the harmonic currents flowing to the d.c. line.

79.4 For the purpose of meeting the performance criteria specified, the magnitude of the current at each frequency and at any point along the d.c. line should be considered as the r.m.s. value of the contribution at that point from the sending end and from the receiving end of the d.c. line, for the frequency being considered, using the following formula:

$$I_{e,x} = \frac{1}{C_{800}} \sqrt{\sum_f (C_f \times I_{x,f})^2}$$

where:

$I_{e,x}$ is the equivalent disturbing current at 800 Hz, at point x along the d.c. line

f is the frequency of the harmonic current to be considered from the fundamental to the 48th harmonic

C_f is the psophometric C-message weighting factor at frequency f

C_{800} is the value of C_f at 800 Hz

$I_{x,f}$ is the harmonic current of frequency f

In cases where the separation between the d.c. line and telephone line is less than 300 m or less than about 100 m for earth resistivity equal or higher than 10000 Ωm the equivalent disturbing current, I_p , at 800 Hz should be calculated using the following formula:

$$I_{p,x} = \frac{1}{P_{800}} \sqrt{\sum_f (h_f \times A_f \times I_{x,f})^2}$$

where:

P_{800} is the psophometric weight at 800 Hz divided by 1000

h_f is the factor depending on the type of coupling at frequency f

A_f is the C-message weighting value at frequency f

The characteristic harmonic currents should be calculated giving both magnitude and angle. For the non-characteristic harmonic currents, an average angle of 90° should be assumed as the angular displacement of the non-characteristic harmonics of two poles in a bipole.

An internal source reactance not higher than $\frac{2n-1}{2n}$ times the total commutating reactance of the pole ($4x_i$ per 12-pulse converter unit) should be used, where n is the number of six-pulse bridges in operation for the mode of operation being analyzed.

SECTION EIGHTEEN — POWER LINE CARRIER INTERFERENCE (PLC)

80. General

Power line carrier interference from an HVDC substation is produced by the turn-on and turn-off sequences in the valves. The dominant component is produced during the voltage

de tension durant l'allumage. Ces transitoires excitent des circuits de résonance localisés formés par la capacité parasite et les éléments inductifs de la sous-station CCHT: les transformateurs, les inductances de lissage, les traversées, etc. L'énergie d'interférence dépend de l'amplitude des sauts de tension produits par l'allumage et l'extinction des valves, ainsi que des paramètres du circuit. Le bruit des convertisseurs est assez indépendant de la valeur nominale du courant. Néanmoins, il dépend beaucoup de l'angle d'allumage.

Le bruit qui peut affecter le CPL comprend: le bruit créé par le convertisseur en conduction et le bruit des effluves des lignes alternatives et continues. Le bruit de conduction dépend largement de la fréquence, les niveaux de bruit les plus élevés se rencontrant à l'extrémité basse du spectre des fréquences.

L'expérience sur le terrain montre que les valves à thyristor créent un bruit parasite de conduction inférieur d'environ 10 à 15 dB à celui des valves à vapeur de mercure.

Les mesures ont montré que l'effluve des lignes continues était de 10 à 20 dB inférieur à l'effluve des lignes alternatives pour un même gradient de tension maximale à la surface du conducteur. Les niveaux de bruit d'effluve courants vont de -40 dBm à -30 dBm et sont essentiellement constants dans le spectre (20 à 500 kHz) sur toute la longueur de la ligne continue.

On peut spécifier des filtres RF pour réduire l'interférence de conduction du CPL du côté continu comme du côté alternatif des sous-stations CCHT.

Les éléments inductifs et les éléments capacitifs shunt en série des filtres doivent être prévus respectivement pour le courant total et pour la tension assignée. Par conséquent, il faut examiner du point de vue économique les projets de filtrage du bruit sur la base des besoins des canaux porteurs existants, des interférences avec d'autres porteurs, des nécessités du dernier canal et de la faisabilité d'un déplacement de canal à partir de l'extrémité la plus basse du spectre des fréquences porteuses.

81. Spécification des performances

Pour spécifier les performances d'un système CCHT, les considérations suivantes sur les interférences des CPL sont importantes:

- 81.1 Si le service public désire avoir une entière liberté d'emploi de tout le spectre de communication assigné, les spécifications concernant les interférences CCHT devront couvrir les fréquences jusqu'à 20 kHz.

Note. — Le spectre des porteurs devient de plus en plus encombré sur de nombreux réseaux électriques de puissance.

La figure 20 montre un exemple de fréquences de bruit de porteur couramment engendrées sur la ligne continue par des convertisseurs à semi-conducteurs.

- 81.2 Pour l'étude des filtres du porteur, la spécification devra considérer que l'on peut éviter des interférences nuisibles aux systèmes porteurs des lignes de puissance sur les lignes de transmission HT branchées sur les sous-stations CCHT en limitant le niveau des parasites envoyés par la sous-station CCHT sur le spectre du porteur de ligne de puissance à -20 dBm ou moins, mesurés dans une bande de 3 kHz nominaux, pondérés globalement.

Lorsqu'on définit dBm comme moyen de mesure des parasites dans lequel on spécifie 0 dB à 0,775 V, il s'agit de la tension qui provoquerait la dissipation de 1 mW dans une résistance de 600 Ω .

- 81.3 Si le porteur est présent ou prévu dans la bande des 20 à 100 kHz, il faudra probablement des filtres. Il convient donc de faire l'évaluation économique des filtres d'atténuation de bruit.

- 81.4 L'instrumentation à utiliser pour la mesure des parasites de porteur doit être bien spécifiée quant à la largeur de bande et le type.

En connaissant les niveaux de bruit produits par les convertisseurs, on peut raisonnablement prédire le rendement probable d'un système donné.

collapse in the turn-on sequence. These transients excite localized resonant circuits formed by the stray capacitance and inductive elements in the HVDC substation: transformers, reactors, bushings, etc. Interference energy is dependent on the magnitude of the voltage jumps produced by turn-on and turn-off of the valves as well as circuit parameters. Converter noise is somewhat independent of the current rating. However it depends strongly upon the firing angle.

Noise that may affect the carrier includes: conducted converter-generated noise, and a.c. or d.c. line corona noise. Conducted noise is strongly frequency-dependent with the highest noise levels present at the low end of the carrier frequency spectrum.

Field experience shows that thyristor valves generate about 10–15 dB less conducted noise interference than mercury arc valves.

Measurements have shown that corona on d.c. lines is 10–20 dB less than that on a.c. lines for the same conductor surface maximum voltage gradient. Typical corona noise level ranges from –40 dBm to –30 dBm, and is essentially constant in the carrier spectrum (20–500 kHz) over the entire length of the d.c. line.

RF filters can be specified to reduce conducted carrier noise interference on both the a.c. and d.c. side of the HVDC substations.

The filter series inductor elements and shunt capacitor elements should be rated for full current and rated voltage respectively. Therefore, economic consideration should be given to filter design noise alternatives based on existing carrier channel requirements, interference with other carriers, ultimate channel requirements, and the feasibility of channel movement from the lower end of the carrier frequency spectrum.

81. Performance specification

When specifying performance of HVDC systems the following carrier interference considerations are important:

- 81.1 If the utility wants complete freedom to use the entire allocated communications spectrum, then the HVDC interference specification should cover frequencies down to 20 kHz.

Note. – The carrier spectrum is becoming increasingly crowded on many electric power systems.

An example of typical carrier noise frequencies generated on the d.c. line from solid state converters is presented in Figure 20.

- 81.2 For design of the carrier filters, the specification should consider that harmful interference to power line carrier systems on HV transmission lines connected to the HVDC substations may be prevented by limiting the interference level from the HVDC substation over the power line carrier spectrum to –20 dBm or less, measured in a nominal 3 kHz band, flat weighting.

Where dBm is defined as a means of interference measurement in which 0 dB is specified at 0.775 V, this would be the voltage that would cause 1 mW to be dissipated in a 600 Ω resistor.

- 81.3 If the carrier is present or planned in the frequency range 20 to 100 kHz, filters will probably be required. The economics of filters for attenuation of noise, of course, should be evaluated.
- 81.4 Instrumentation to be used for carrier interference measurement should be properly specified as to bandwidth (BW) and type.

By knowing the noise levels produced by converters, reasonable predictions can be made for the expected performance of a given carrier system.

La principale mesure de rendement d'un système à porteur dépend avant tout du rapport signal sur bruit au point de réception du système.

SECTION DIX-NEUF — PERTURBATIONS RADIOÉLECTRIQUES

82. Interférences radioélectriques (*IRE*) résultant des réseaux CCHT

82.1 L'énergie de bruit radioélectrique d'une sous-station CCHT est produite par les séquences d'allumage et d'extinction des valves et par les effluves des lignes et de l'appareillage haute tension.

Le bruit provenant du fonctionnement des valves provient surtout de la chute de tension pendant l'allumage. Ces transitoires excitent des circuits de résonance locaux formés de capacités parasites et d'éléments inductifs dans les transformateurs, les réactances, les traversées, etc., du poste de conversion.

Les *IRE* produites par les effluves sont au plus haut niveau près du conducteur positif et décroissent avec la distance radiale du conducteur.

82.2 Les *IRE* créées à la sous-station CCHT et propagées le long des lignes continues possèdent les caractéristiques suivantes:

- a) l'énergie d'interférence est directement proportionnelle à l'amplitude des sauts de tension qui se produisent pendant les séquences d'allumage et d'extinction des valves et dépend également des paramètres du circuit;
- b) elle a un haut niveau de rayonnement parasite en mode ligne-à-la-terre aux abords de la sous-station CCHT, mais ce mode s'atténue rapidement et devient négligeable dans les 15 km;
- c) elle comporte un mode ligne-à-ligne qui peut se propager sur des centaines de kilomètres;
- d) l'interférence est essentiellement indépendante du niveau du courant en fonctionnement;
- e) l'interférence qui sort de la salle des valves est avant tout le bruit conduit à travers les murs ou les traversées des transformateurs, à condition que la salle soit prévue avec une bonne isolation RF;
- f) le niveau des *IRE* n'augmente pas de manière appréciable lorsqu'on augmente le nombre de convertisseurs de un à trois.

83. Considérations sur la spécification des interférences radioélectriques

83.1 La spécification des performances du niveau des *IRE* d'une sous-station CCHT devra prendre en considération les diverses conséquences des *IRE*, telles que: l'interférence de la réception radio en modulation d'amplitude et l'interférence avec le fonctionnement des balises non directives (BND). La spécification devra aussi prévoir que l'on s'assure que l'*IRE* produite par la sous-station CCHT sur d'autres moyens de communication tels que VHF, hyperfréquence et UHF reste dans les limites spécifiées. Les limites à fixer devront couvrir l'*IRE* due au rayonnement des bipôles produits par le fonctionnement du convertisseur et celle qui résulte des effluves.

83.2 La spécification devra définir tous les modes et les conditions de fonctionnement en régime établi, ainsi que les conditions atmosphériques, dans lesquelles il convient de respecter les critères de base.

Il est recommandé de définir un critère de base unique applicable à tous les modes de fonctionnement, sous n'importe quelle charge jusqu'à et y compris la valeur assignée de pleine charge et sur la plage prévue des angles d'allumage. Ce critère de fonctionnement devra s'appliquer sur les plages normales des tensions de fonctionnement à courants continu et alternatif et dans des conditions atmosphériques favorables.

The principal measure of performance for any given carrier system is primarily governed by the signal-to-noise ratio (SNR) at the receiving point of the carrier system.

SECTION NINETEEN — RADIO INTERFERENCE

82. Radio interference (*RI*) from HVDC systems

- 82.1 *RI* energy at an HVDC substation is produced by the turn-on and turn-off sequences in the valves and from corona on the high voltage lines and switchgear.

The noise from valve operation is predominantly produced by the voltage collapse during the turn-on sequence. These transients excite localized resonant circuits formed by stray capacitance and inductive elements in the convertor station transformers, reactors, bushings, etc.

Corona-generated *RI* is highest near the positive conductor and decreases with the radial distance from the conductor.

- 82.2 *RI* generated at the HVDC substation and propagated along the d.c. lines appears to have the following characteristics:

- a) interference energy is directly proportional to the magnitude of the voltage jumps produced during turn-on and turn-off sequences of the valves and also depends on circuit parameters;
- b) it has a high level of line-to-earth mode radiation interference near the HVDC substation, but this mode attenuates rapidly and becomes negligible within 15 km;
- c) it has a line-to-line mode which can propagate hundreds of kilometres;
- d) the noise is essentially independent of the operating current level;
- e) the noise that comes out from the valve hall is predominantly the noise conducted through the wall or transformer bushings provided the valve hall is designed with good *RF* shielding;
- f) the *RI* level does not increase appreciably as the number of convertor units is increased from one to three.

83. *RI* performance specification considerations

- 83.1 The *RI* performance specification for an HVDC substation should consider the different consequences of *RI* such as: interference with AM radio reception and interference with the operation of Non-Directional Beacons (NDB). The specification should also require verification that the HVDC substation *RI* interference on other communication facilities such as VHF, microwave and UHF is within the specified limits. The limits to be established should include the *RI* due to dipole-radiation generated by convertor operation and the *RI* generated by corona.

- 83.2 The specification should define all steady-state operating modes and conditions, and weather conditions during which the basic criteria should be met.

Specification of a single basic criterion to be applied to all operating modes, at any load up to and including the full load rated value, and within the design range of firing angle, is recommended. This performance criterion should apply over the normal a.c. and d.c. operating voltage ranges and under fair weather conditions.

- 83.3 Les critères de niveau des *IRE* devront s'appliquer à toutes les fréquences dans la bande des 0,15 MHz à 30 MHz.

Les mesures doivent s'effectuer au niveau quasi-crête et doivent inclure au moins trois explorations de fréquence complètes à chaque point de mesure. Le niveau des *IRE* à une fréquence particulière sera considéré comme valeur moyenne de toutes les mesures prises à cette fréquence et en ce point.

L'instrumentation de mesure devra se conformer à la Publication 16 du CISPR.

- 83.4 La spécification devra indiquer la portée assignée et les caractéristiques de bande des BND à protéger des interférences dangereuses de la sous-station CCHT. La largeur de bande protégée devra être donnée en $\pm$ kHz à partir de la fréquence des BND. Par exemple, cette largeur de bande a été définie à ± 10 kHz. De plus, la spécification doit donner les principales données et les localisations des installations des BND à protéger. En général, il n'est besoin d'étudier que les installations qui se trouvent dans un rayon de 30 km d'une sous-station CCHT.
- 83.5 Le point le plus important à définir dans la spécification du niveau des *IRE* est le niveau de *IRE* maximal hors d'un périmètre défini autour de la sous-station CCHT.
- 83.5.1 En fixant un niveau acceptable de *IRE* ($\mu\text{V}/\text{m}$), la contribution du bruit de l'effluve et du fonctionnement des valves devra être pris en considération. La valeur à spécifier dépend des conditions locales telles que: puissance du signal d'une station de radiodiffusion en MA; caractéristiques des BND; toute réglementation existante concernant le rapport signal sur bruit admissible, etc.
- 83.5.2 Une valeur des *IRE* de 100 $\mu\text{V}/\text{m}$ est une limite normale de spécification. Pour les types classiques de sous-station CCHT, la valeur des *IRE* spécifiées ne devra pas être dépassée le long d'une ligne périphérique située à 500 m d'un composant quelconque sous tension de la sous-station CCHT. La ligne de contour servant à la mesure devra aussi couvrir les lignes aériennes alternatives et continues qui partent de la sous-station CCHT à une distance de 150 m du conducteur le plus proche traversant le périmètre des 500 m. En règle approximative, la distance de la ligne de contour aux lignes aériennes alternatives et continues décroîtra de manière linéaire avec la distance le long des lignes de transmission, jusqu'à la moitié de la largeur de la voie de passage de la ligne à environ 5 km de la sous-station CCHT.
- 83.5.3 L'étude du bâtiment de la salle des valves devra inclure l'écran de protection nécessaire pour répondre aux conditions des *IRE* sans écran dans le poste continu extérieur. On prendra un soin particulier pour minimiser la longueur des connexions partant de la salle des valves.
- 83.6 La spécification devra demander une déclaration concernant la méthode de limitation des *IRE* dans les limites du projet et devra également couvrir les données et les courbes relatives aux perturbations radioélectriques sur toute la gamme des fréquences (de 0,15 MHz à 30 MHz).
- 83.7 Les niveaux de perturbation radioélectrique devront se calculer en supposant une résistivité de terre telle qu'elle est donnée dans la spécification des sites de sous-station et sur 5 km à partir de la sous-station, le long de la voie de passage de la ligne à courant continu.

SECTION VINGT — PERTES

84. Généralités

Il est de pratique courante de définir les chiffres des pertes pour les sous-stations CCHT dans des conditions de fonctionnement à la puissance assignée (section cinq) et à vide (article 22) pour permettre une estimation des pertes. De plus, on peut évaluer également les pertes à charge minimale (article 20) ou à tout autre niveau intermédiaire.

- 83.3 The *RI* performance criteria should apply at all frequencies within the range of 0.15 MHz to 30 MHz.

Measurements should be quasi-peak and should include at least three complete frequency scans at each measurement location. The *RI* level at a particular frequency should be considered the mean value of all measurements at that frequency and location.

Instrumentation for measurements should comply with CISPR Publication 16.

- 83.4 The specification should indicate the rated range and band characteristics of NDBs to be protected against harmful interference from the HVDC substation. The protected bandwidth should be given in $\pm$ kHz from the NDB frequency. As an example, this bandwidth has been specified as ± 10 kHz. In addition, the specification should give main data and location of the NDB installations to be protected. Generally only the installations within a radius of 30 km from the HVDC substation need to be studied.
- 83.5 The most important item to be defined in the *RI* performance specification is the maximum *RI* level outside a defined perimeter around the HVDC substation.
- 83.5.1 In setting an acceptable level of *RI* ($\mu\text{V}/\text{m}$), the noise contribution from corona and valve operation should be considered. The value to be specified depends on local conditions such as: AM radio station signal strength; the characteristics of the NDBs; any existing regulations as to the acceptable signal-to-noise ratio, etc.
- 83.5.2 A *RI* value of $100 \mu\text{V}/\text{m}$ is a typical specification limit. For conventional HVDC substation designs the specified *RI* value should not be exceeded at points along a perimeter line 500 m from any energized HVDC substation component. The contour line for measurement should also include the a.c. and d.c. overhead lines leaving the HVDC substation at a distance of 150 m from the nearest conductor crossing the 500 m perimeter. As a rule of thumb, the contour line distance from the overhead a.c. and d.c. lines will decrease linearly with distance along the transmission lines to half of the width of the line right-of-way at approximately 5 km from the HVDC substation.
- 83.5.3 The valve hall building design should incorporate necessary shielding to meet the *RI* requirements without any external switchyard screening. Special attention should be given to minimizing the length of the connection extending from the valve hall building.
- 83.6 The specification should require a statement on the proposed method of limiting *RI* within the specified design limit and should also include the data and curves relating to the expected radio interference within the entire frequency range (0.15 MHz to 30 MHz).
- 83.7 The radio interference levels should be calculated assuming earth resistivity as included in the specification for the substation sites and for 5 km from the substation, along the d.c. line right-of-way.

SECTION TWENTY — LOSSES

84. General

It is normal practice to establish loss figures for HVDC substations under rated power (Section Five) and no-load operating conditions (Clause 22) so as to permit an economic evaluation of the losses. In addition, losses at minimum load (Clause 20) or other intermediate levels may also be evaluated.