

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission

Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, 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 either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, 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'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and once a month by email.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: sales@iec.ch.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: sales@iec.ch.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission

Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.200

ISBN 978-2-8322-2833-3

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60633:1998+AMD1:2009+AMD2:2015 CSV

REDLINE VERSION

VERSION REDLINE



Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission

Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)

CONTENTS

FOREWORD.....	6
1 Scope.....	8
2 Normative references.....	8
3 Symbols and abbreviations	8
3.1 List of letter symbols.....	8
3.2 List of subscripts	9
3.3 List of abbreviations.....	9
4 Graphical symbols	9
5 General terms related to converter circuits	9
5.1 conversion.....	10
5.2 converter connection	10
5.3 bridge (converter connection)	10
5.4 (converter) arm.....	10
5.5 by-pass path.....	10
5.6 commutation.....	11
5.7 commutating group.....	11
5.8 commutation inductance	11
5.9 pulse number p	11
5.10 commutation number q	11
5.11 capacitor commutated converter	11
5.12 controlled series capacitor converter.....	11
5.13 commutating voltage.....	12
5.14 controlled capacitor commutated converter	12
5.15 series capacitor converter.....	12
6 Converter units and valves.....	12
6.1 converter (unit)	12
6.2 (converter) bridge	12
6.3 valve	12
6.4 main valve.....	13
6.5 by-pass valve	13
6.6 thyristor module	13
6.7 reactor module	13
6.8 valve section	13
6.9 (valve) thyristor level.....	13
6.10 valve support.....	13
6.11 valve structure	13
6.12 valve interface (electronics) (unit) valve base electronics (VBE)	13
6.13 valve electronics.....	14
6.14 valve arrester	14
6.15 converter unit arrester	14
6.16 converter unit d.c. bus arrester	14
6.17 midpoint d.c. bus arrester	14
6.18 valve (anode) (cathode) reactor	14
6.19 converter transformer	14
6.20 by-pass switch.....	14
6.21 valve module	15

6.22	redundant levels	15
6.23	valve anode terminal.....	15
6.24	valve cathode terminal	15
7	Converter operating conditions.....	15
7.1	rectifier operation; rectification.....	15
7.2	inverter operation; inversion.....	15
7.3	forward direction; conducting direction (of a valve)	15
7.4	reverse direction; non-conducting direction (of a valve)	15
7.5	forward current	15
7.6	reverse current	15
7.7	forward voltage.....	15
7.8	reverse voltage.....	16
7.9	conducting state; on-state	16
7.10	valve voltage drop	16
7.11	non-conducting state; blocking state	16
7.12	firing.....	16
7.13	(valve) control pulse	16
7.14	(valve) firing pulse	16
7.15	converter blocking	16
7.16	converter deblocking.....	16
7.17	valve blocking.....	16
7.18	valve deblocking.....	17
7.19	phase control.....	17
7.20	(trigger) delay angle α	17
7.21	(trigger) advance angle β	17
7.22	overlap angle μ	17
7.23	extinction angle γ	17
7.24	hold-off interval.....	17
7.25	conduction interval.....	17
7.26	blocking interval; idle interval	17
7.27	forward blocking interval	18
7.28	reverse blocking interval	18
7.29	false firing	18
7.30	firing failure	18
7.31	commutation failure	18
7.32	short-circuit ratio (SCR)	18
7.33	effective short-circuit ratio (ESCR).....	18
7.34	triggering; gating.....	18
7.35	operating state.....	18
7.36	blocked state	18
7.37	valve voltage	18
8	HVDC systems and substations	19
8.1	HVDC system	19
8.2	HVDC transmission system.....	19
8.3	unidirectional HVDC system.....	19
8.4	reversible bidirectional HVDC system.....	19
8.5	(HVDC) (system) pole.....	19
8.6	(HVDC) (system) bipole	19
8.7	bipolar (HVDC) system	19

8.8	(asymmetric) monopolar (HVDC) system.....	20
8.9	HVDC substation	20
8.10	(HVDC) substation bipole.....	20
8.11	(HVDC) substation pole	20
8.12	HVDC transmission line	20
8.13	HVDC transmission line pole.....	20
8.14	earth electrode	21
8.15	earth electrode line	21
8.16	symmetrical monopole	21
8.17	rigid DC current bipolar system	21
8.18	symmetrical monopolar (HVDC) system	21
8.19	earth return	21
8.20	metallic return.....	21
8.21	series converter configuration	21
8.22	unitary connection	21
8.23	isolated generating system	22
8.24	point of common coupling	22
8.25	point of common coupling – DC side	22
9	HVDC substation equipment	22
9.1	a.c. AC (harmonic) filter	22
9.2	d.c. (DC) (smoothing) reactor	22
9.3	d.c. reactor arrester	22
9.4	d.c. DC harmonic filter	22
9.5	d.c. damping circuit	22
9.6	d.c. surge capacitor	22
9.7	d.c. bus arrester	22
9.8	d.c. line arrester	23
9.9	HVDC substation earth	23
9.10	(d.c.) neutral bus capacitor	23
9.11	(d.c.) neutral bus arrester	23
9.12	metallic return transfer breaker (MRTB)	23
9.13	earth return transfer breaker (ERTB).....	23
9.14	AC high frequency (HF) filter.....	23
9.15	DC high frequency (HF) filter	23
9.16	neutral bus switch (NBS)	23
9.17	neutral bus grounding switch (NBGS).....	23
10	Modes of control	24
10.1	control mode	24
10.2	d.c.voltage control mode	24
10.3	current control mode.....	24
10.4	active power control mode	24
10.5	reactive power control mode	24
10.6	frequency control mode	24
10.7	damping control mode	24
10.8	AC voltage control mode.....	24
10.9	islanded network operation mode.....	24
10.10	SSTI damping control mode.....	24
11	Control systems	25
11.1	(HVDC) control system	25

11.2	HVDC system control.....	25
11.3	(HVDC) master control.....	25
11.4	(HVDC system) bipole control	25
11.5	(HVDC system) pole control.....	25
11.6	(HVDC) substation control	25
11.7	converter unit control	25
11.8	valve control unit (VCU)	26
11.9	integrated AC/DC system control	26
12	Control functions.....	26
12.1	equal delay angle control; individual phase control	26
12.2	equidistant firing control.....	27
12.3	α control	27
12.4	minimum α control.....	27
12.5	γ control.....	27
12.6	minimum γ control.....	27
12.7	control order	27
12.8	current margin	27
12.9	voltage dependent current order limit (VDCOL).....	27
12.10	pole (current) balancing	27
	Bibliography	38
	Figure 1 – Graphical symbols	28
	Figure 2 – Bridge converter connection	29
	Figure 3 – Example of a converter unit	29
	Figure 4 – Commutation process at rectifier and inverter modes of operation	30
	Figure 5 – Illustrations of commutation in inverter operation.....	31
	Figure 6 – Typical valve voltage waveforms.....	32
	Figure 7 – Example of an HVDC substation	33
	Figure 8 – Example of bipolar two-terminal HVDC transmission system	34
	Figure 9 – Example of a multiterminal bipolar HVDC transmission system with parallel connected HVDC substations	34
	Figure 10 – Example of a multiterminal HVDC transmission system with series connected HVDC substations.....	35
	Figure 11 – A simplified steady-state voltage-current characteristic of a two-terminal HVDC system	35
	Figure 12 – Hierarchical structure of an HVDC control system	36
	Figure 13 – Capacitor commutated converter configurations	37

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

TERMINOLOGY FOR HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) TRANSMISSION

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

This consolidated version of the official IEC Standard and its amendments has been prepared for user convenience.

IEC 60633 edition 2.2 contains the second edition (1998-12) [documents 22F/49/FDIS and 22F/53/RVD], its amendment 1 (2009-05) [documents 22F/153/CDV and 22F/163/RVC] and its amendment 2 (2015-07) [documents 22F/340/CDV and 22F/350A/RVC].

In this Redline version, a vertical line in the margin shows where the technical content is modified by amendments 1 and 2. Additions and deletions are displayed in red, with deletions being struck through. A separate Final version with all changes accepted is available in this publication.

International Standard IEC 60633 has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronics.

The committee has decided that the contents of the base publication and its amendments will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

TERMINOLOGY FOR HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) TRANSMISSION

1 Scope

This International Standard defines terms for high-voltage direct current (HVDC) power transmission systems and for HVDC substations using electronic power converters for the conversion from a.c. to d.c. or vice versa.

This standard is applicable to HVDC substations with line commutated converters, most commonly based on three-phase bridge (double way) connections (see figure 2) in which unidirectional electronic valves, e.g. semiconductor valves, are used.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60027 (all parts), *Letter symbols to be used in electrical technology*

IEC 60050-551:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 551: Power electronics*

IEC 60146-1-1:1991, *General requirements and line commutated convertors – Part 1-1: Specifications of basic requirements*

IEC 60617-5:1996, *Graphical symbols for diagrams – Part 5: Semiconductors and electron tubes*

IEC 60617-6:1996, *Graphical symbols for diagrams – Part 6: Production and conversion of electrical energy*

3 Symbols and abbreviations

The list covers only the most frequently used symbols. For a more complete list of the symbols which have been adopted for static converters see IEC 60027 and other standards listed in the normative references and the bibliography.

3.1 List of letter symbols

U_d	direct voltage (any defined value)
U_{d0}	conventional nominal no-load direct voltage
U_{di0}	ideal no-load direct voltage
U_{dN}	rated direct voltage
U_L	line-to-line voltage on line side of converter transformer, r.m.s. value including harmonics
U_{LN}	rated value of U_L
U_{v0}	no-load phase-to-phase voltage on the valve side of transformer, r.m.s. value excluding harmonics

I_d	direct current (any defined value)
I_{dN}	rated direct current
I_L	current on line side of converter transformer, r.m.s. value including harmonics
I_{LN}	rated value of I_L
I_v	current on valve side of transformer, r.m.s. value including harmonics
α	(trigger) delay angle
β	(trigger) advance angle
γ	extinction angle
μ	overlap angle
p	pulse number
q	commutation number

3.2 List of subscripts

0 (zero)	at no load
N	rated value or at rated load
d	direct current or voltage
i	ideal
L	line side of converter transformer
v	valve side of converter transformer
max	maximum
min	minimum
n	pertaining to harmonic component of order n

3.3 List of abbreviations

The following abbreviations are always in capital letters and without dots.

HVDC	high-voltage direct current
MVU	multiple valve (unit) (see 6.3.2)
SCR	short-circuit ratio (see 7.32)
ESCR	effective short-circuit ratio (see 7.33)
MTDC	multiterminal HVDC transmission system (see 8.2.2)
MRTB	metallic return transfer breaker (see 9.12)
ERTB	earth return transfer breaker (see 9.13)
VDCOL	voltage dependent current order limit (see 12.9)
SSTI	sub-synchronous torsional interaction (see 10.10)

4 Graphical symbols

Figure 1 shows the specific graphical symbols which are defined only for the purposes of this standard. For a more complete list of the graphical symbols which have been adopted for static converters, see IEC 60617-5 and IEC 60617-6.

5 General terms related to converter circuits

For the purposes of this standard, the following terms and definitions apply.

NOTE – For a more complete list of the terms which have been adopted for static converters, see IEC 60050(551) and IEC 60146-1-1.

5.1

conversion

in the context of HVDC, the transfer of energy from a.c. to d.c. or vice versa, or a combination of these operations

5.2

converter connection

electrical arrangement of arms and other components necessary for the functioning of the main power circuit of a converter

5.3

bridge (converter connection)

double-way connection, as illustrated in Figure 2, comprising six converter arms ~~which are connected such that the centre terminals are the phase terminals of the a.c. circuit, and that the outer terminals of like polarity are connected together and are the d.c. terminals~~

NOTE — ~~The term “bridge” may be used to describe either the circuit connection or the equipment implementing that circuit (see 6.2).~~

5.3.1

uniform bridge

bridge where all converter arms are either controllable or non-controllable

5.3.2

non-uniform bridge

bridge with both controllable and non-controllable converter arms

5.4

(converter) arm

~~part of an operative circuit used for conversion which is connected between an a.c. terminal and a d.c. terminal, with the ability to conduct current in only one direction, defined as the forward direction (see 7.3)~~

NOTE — ~~The main function of a converter arm is conversion; it may also perform additional functions such as voltage limiting, damping, etc.~~

~~part of a bridge connecting two points of different potentials within a bridge, for example, between an AC terminal and a DC terminal~~

5.4.1

controllable converter arm

converter arm in which the start of forward conduction may be determined by an externally applied signal

5.4.2

non-controllable converter arm

converter arm in which the start of forward conduction is determined solely by the voltage applied to its terminals

5.5

by-pass path

low resistance path between the d.c. terminals of one or several bridges excluding the a.c. circuit

NOTE — The by-pass path may either constitute a unidirectional path, e.g. a by-pass arm (see 5.5.1), or a by-pass pair (see 5.5.2), or it may constitute a bidirectional path, e.g. a by-pass switch (see 6.20).

5.5.1

by-pass arm

unidirectionally conducting by-pass path connected only between d.c. terminals, commonly used with mercury arc valve technology (not shown in figure 2)

5.5.2

by-pass pair

two converter arms of a bridge connected to a common a.c. terminal and forming a by-pass path (see figure 2)

5.6

commutation

transfer of current between any two paths with both paths carrying current simultaneously during this process

NOTE – Commutation may occur between any two converter arms, including the connected a.c. phases, between a converter arm and a by-pass arm, or between any two paths in the circuit.

5.6.1

line commutation

method of commutation whereby the commutating voltage is supplied by the a.c. system

5.7

commutating group

group of converter arms which commute cyclically and independently from other converter arms, i.e. the commutations are normally not simultaneous (see figure 2)

NOTE – In the case of a bridge, a commutating group is composed of the converter arms connected to a common d.c. terminal. In certain cases, e.g. when large currents and/or large commutation inductances are involved, the commutation in the two commutating groups belonging to the same bridge need not be independent.

5.8

commutation inductance

total inductance included in the commutation circuit, in series with the commutating voltage

5.9

pulse number p

characteristic of a converter connection expressed as the number of non-simultaneous symmetrical commutations occurring during one cycle of the a.c. line voltage

NOTE – The pulse number of a bridge converter connection defined in 5.3 is always $p = 6$.

5.10

commutation number q

number of commutations during one cycle of the a.c. line voltage occurring in each commutating group

NOTE – In a bridge converter connection, each commutating group has a commutation number $q = 3$.

5.11

capacitor commutated converter

converter in which series capacitors are included between the converter transformer and the valves (see Figure 13a)

5.12

controlled series capacitor converter

converter in which series capacitors are inserted between the a.c. filter bus and the a.c. network (see Figure 13b)

5.13

commutating voltage

voltage which causes the current to commute

[SOURCE: IEC 60500-551:1998, 551-16-02]

5.14

controlled capacitor commutated converter

converter in which controlled series capacitors are included between the converter transformer and the valves

5.15

series capacitor converter

converter in which fixed series capacitors are inserted between the AC filter bus and the AC network

6 Converter units and valves

6.1

converter (unit)

indivisible operative unit comprising all equipment between the point of common coupling on the AC side (see 8.24) and the point of common coupling DC side (see 8.25), essentially one or more converter bridges, together with one or more converter transformers, converter unit control equipment, essential protective and switching devices and auxiliaries, if any, used for conversion (see Figure 3)

~~NOTE – If a converter unit comprises two converter bridges with a phase displacement of 30°, then the converter unit forms a 12-pulse unit (see figure 7). The term “12-pulse group” is also used.~~

6.2

(converter) bridge

equipment used to implement the bridge converter connection and the by-pass arm, if used

NOTE – The term “bridge” may be used to describe either the circuit connection or the equipment implementing that circuit (see 5.3).

6.2.1

anode (cathode) valve commutating group

equipment used to implement the converter arms of one commutating group of a bridge with interconnected anode (cathode) terminals

6.3

valve

complete operative controllable or non-controllable valve device assembly, normally conducting in only one direction (the forward direction), which can function as a converter arm in a converter bridge

~~NOTE – An example of a non-controllable valve device assembly is a semiconductor diode valve. An example of a controllable valve device assembly is a thyristor valve.~~

6.3.1

single valve (unit)

single structure comprising only one valve

6.3.2

multiple valve (unit) (MVU)

single structure comprising more than one valve

NOTE – Examples of multiple valve units are double valves, quadrivalves and octovalves with two, four and eight series-connected valves respectively.

6.4

main valve

valve in a converter arm

6.5

by-pass valve

valve in a by-pass arm

6.6

thyristor module

part of a valve ~~comprised of~~ comprising a mechanical assembly of thyristors with their immediate auxiliaries, ~~and reactors, if used but without valve reactors~~

Note 1 to entry: Thyristor modules may be elements in the construction of a valve, and/or be interchangeable for maintenance purposes.

~~NOTE 2 – The deprecated term “valve module” has been used with an equivalent meaning.~~

6.7

reactor module

part of a valve, being a mechanical assembly of one or more reactors, used in some valve designs

NOTE – Reactor modules may be elements in the construction of a valve.

6.8

valve section

electrical assembly, comprising a number of thyristors and other components, which exhibits prorated electrical properties of a complete valve

NOTE – This term is mainly used to define a test object for valve testing purposes.

6.9

(valve) thyristor level

part of a valve ~~comprised of~~ comprising a thyristor, or thyristors connected in parallel, together with their immediate auxiliaries, and reactor, if any

6.10

valve support

that part of the valve which mechanically supports and electrically insulates the active part of the valve from earth ~~which houses the valve sections~~

Note 1 to entry: A part of a valve which is clearly identifiable in a discrete form to be a valve support may not exist in all designs of valves.

6.11

valve structure

~~physical structure holding the thyristor levels of a valve which is insulated to the appropriate voltage above earth potential~~

structural components of a valve, required in order to physically support the valve modules

6.12

valve interface (electronics) (unit)

~~electronic unit which provides an interface between the control equipment, at earth potential, and the valve electronics or valve devices~~

NOTE 1 – Valve interface electronics units, if used, are typically located at earth potential close to the valve(s).

NOTE 2 – The term “valve base electronics” (VBE) has also been used for this unit.

valve base electronics

VBE

electronic unit, at earth potential, providing the electrical to optical conversion between the converter control system and the valves

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

6.13

valve electronics

electronic circuits at valve potential(s) which perform control and protection functions for one or more valve levels

6.14

valve arrester

arrester connected across a valve (see figure 3)

6.15

converter unit arrester

arrester connected across the d.c. terminals of a converter unit (see figure 3)

6.16

converter unit d.c. bus arrester

arrester connected from the high-voltage d.c. bus of the converter unit to substation earth (see figures 3 and 7)

6.17

midpoint d.c. bus arrester

arrester connected between the midpoint of the two 6-pulse bridges of a 12-pulse converter unit and substation earth (see figure 7)

NOTE – In some HVDC substation designs, two twelve-pulse converter units are connected in series. In this case, the midpoint d.c. bus arrester at the upper twelve-pulse converter unit is not connected to substation earth but to the high-voltage d.c. bus of the lower twelve-pulse converter unit.

6.18

valve ~~(anode) (cathode)~~ reactor

reactor(s) connected in series with the thyristors in a valve, ~~commonly used with mercury arc technology~~ for the purpose of limiting the rate of rise of current at turn-on and voltage during the off-state

Note 1 to entry: Valve reactors may be external to the entire valve or distributed within the valve.

6.19

converter transformer

transformer through which energy is transmitted from an a.c. system to one or more converter bridges or vice versa (see figure 3)

6.19.1

line side windings

converter transformer windings which are connected to the a.c. system

6.19.2

valve side windings

converter transformer windings which are connected to the a.c. terminals of one or more converter bridges

6.20

by-pass switch

mechanical power switching device connected across the d.c. terminals of one or more converter bridges to shunt the bridge(s) during the turn-off procedure of the bridge(s) and to commutate current to the by-pass arm or a by-pass pair during the turn-on procedure of the bridge(s) (see figure 3)

NOTE – A by-pass switch may also be used for prolonged shunting of the bridge(s).

6.21

valve module

part of a valve comprising a mechanical assembly of thyristors with their immediate auxiliaries and valve reactor(s)

6.22

redundant levels

maximum number of series connected thyristor levels in a valve that may be short-circuited externally or internally during service without affecting the safe operation of the valve as demonstrated by type tests, and which if and when exceeded, would require shutdown of the valve to replace the failed levels or acceptance of increased risk of failures

6.23

valve anode terminal

valve terminal at which the forward current flows into the valve

6.24

valve cathode terminal

valve terminal at which the forward current flows out of the valve

7 Converter operating conditions

7.1

rectifier operation; rectification

mode of operation of a converter or an HVDC substation when energy is transferred from the a.c. side to the d.c. side

7.2

inverter operation; inversion

mode of operation of a converter or an HVDC substation when energy is transferred from the d.c. side to the a.c. side

7.3

forward direction; conducting direction (of a valve)

~~direction of current through a valve, when current flows from the anode terminal to the cathode terminal~~

the direction in which a valve is capable of conducting load current

7.4

reverse direction; non-conducting direction (of a valve)

~~direction of current through a valve, when current flows from the cathode terminal to the anode terminal~~

the reverse of the conducting direction

7.5

forward current

current which flows through a valve in the forward direction

7.6

reverse current

current which flows through a valve in the reverse direction

7.7

forward voltage

voltage applied between the anode and cathode terminals of a valve or an arm when the anode is positive with respect to the cathode

7.8

reverse voltage

voltage applied between the anode and cathode terminals of a valve or an arm when the anode is negative with respect to the cathode

7.9

conducting state; on-state

condition of a valve when the valve exhibits a low resistance (the valve voltage for this condition is shown in figure 6)

7.10

valve voltage drop

voltage which, during the conducting state, appears across the valve terminals

7.11

non-conducting state; blocking state

condition of a valve when ~~the valve exhibits a high resistance (see figure 6)~~ all thyristors are turned off

7.11.1

forward blocking state; off-state

non-conducting state of a controllable valve when forward voltage is applied between its main terminals (see figure 6)

7.11.2

reverse blocking state

non-conducting state of a valve when reverse voltage is applied between its main terminals (see figure 6)

7.12

firing

establishment of current in the forward direction in a valve

~~NOTE — The control action to establish current in an individual thyristor is referred to as triggering or gating.~~

7.13

(valve) control pulse

pulse which, during its entire duration, allows the firing of the valve

7.14

(valve) firing pulse

pulse which initiates the firing of the valve, normally derived from the valve control pulse

7.15

converter blocking

operation preventing further conversion by a converter by inhibiting valve control pulses

NOTE – This action may also include firing of a valve, or valves, selected to form a by-pass path.

7.16

converter deblocking

operation permitting the start of conversion by a converter ~~by removing blocking action~~

7.17

valve blocking

operation preventing further firing of a controllable valve ~~by inhibiting the valve control pulses~~

7.18

valve deblocking

operation permitting firing of a controllable valve ~~by removing the valve blocking action~~

7.19

phase control

process of controlling the instant within the cycle at which forward current conduction in a controllable valve begins

7.20

(trigger) delay angle α

(firing) delay angle α

time, expressed in electrical angular measure, from the zero crossing of the idealized sinusoidal commutating voltage to the starting instant of forward current conduction (see figure 4)

7.21

(trigger) advance angle β

(firing) advance angle β

time, expressed in electrical angular measure, from the starting instant of forward current conduction to the next zero crossing of the idealized sinusoidal commutating voltage

The advance angle β is related to the delay angle α by $\beta = \pi - \alpha$ (see figure 4).

7.22

overlap angle μ

duration of commutation between two converter arms, expressed in electrical angular measure (see figures 4 and 5)

7.23

extinction angle γ

time, expressed in electrical angular measure, from the end of current conduction to the next zero crossing of the idealized sinusoidal commutating voltage. γ depends on the advance angle β and the overlap angle μ and is determined by the relation $\gamma = \beta - \mu$ (see figures 4 and 5)

7.24

hold-off interval

time from the instant when the forward current of a controllable valve has decreased to zero to the instant when the same valve is subjected to forward voltage (see figure 5)

NOTE – Hold-off interval, when expressed in electrical angular measure, is commonly referred to as the extinction angle. However, the difference between the concepts of extinction angle and hold-off interval should be noted, as shown in figure 5.

7.24.1

critical hold-off interval

minimum hold-off interval for which the inverter operation can be maintained

7.25

conduction interval

that part of a cycle during which a valve is in the conducting state (see figure 6)

7.26

blocking interval; idle interval

that part of a cycle during which a valve is in the non-conducting state (see figure 6)

7.27

forward blocking interval

that part of the blocking interval during which a controllable valve is in the forward blocking state (see figure 6)

7.28

reverse blocking interval

that part of the blocking interval during which a valve is in the reverse blocking state (see figure 6)

7.29

false firing

misfiring

firing of a valve at an ~~incorrect~~ **unintended** instant

7.30

firing failure

failure to achieve firing of a valve during the entire forward voltage interval

7.31

commutation failure

failure to commutate the forward current from the conducting converter arm to the succeeding converter arm

7.32

short-circuit ratio (SCR)

ratio of the a.c. network short-circuit level (in MVA) at 1 p.u. voltage at the point of connection to the HVDC substation a.c. bus, to the rated d.c. power of the HVDC substation (in MW)

NOTE – The present definition of SCR differs from the definition given in IEC 60146-1-1.

7.33

effective short-circuit ratio (ESCR)

ratio of the a.c. network short-circuit level (in MVA) at 1 p.u. voltage at the point of connection to the HVDC substation a.c. bus, reduced by the reactive power of the shunt capacitor banks and a.c. filters connected to this point (in Mvar), to the rated d.c. power of the HVDC substation (in MW)

7.34

triggering; gating

the control action to achieve firing of a valve or an individual thyristor

7.35

operating state

condition in which the HVDC substation is energized and the converters are operating at nonzero active or reactive power output at the point of common coupling (PCC) to the AC network

7.36

blocked state

condition in which all valves of the converter unit are blocked

7.37

valve voltage

difference in voltage between the valve anode terminal and valve cathode terminal

8 HVDC systems and substations

8.1

HVDC system

electrical power system which transfers energy in the form of high-voltage direct current between two or more a.c. buses

8.2

HVDC transmission system

HVDC system which transfers energy between two or more geographic locations

8.2.1

two-terminal HVDC transmission system

HVDC transmission system consisting of two HVDC transmission substations and the connecting HVDC transmission line(s) (see figure 8)

8.2.2

multiterminal HVDC transmission system (MTDC)

HVDC transmission system consisting of more than two separated HVDC substations and the interconnecting HVDC transmission lines (see figures 9 and 10)

8.2.3

HVDC back-to-back system

HVDC system which transfers energy between a.c. buses at the same location

8.3

unidirectional HVDC system

HVDC system for the transfer of energy in only one direction

Note 1 to entry: Most HVDC systems are inherently bidirectional. However, some systems may be optimized to transmit power in only one preferred direction. Such systems may still be considered as "bidirectional".

8.4

reversible bidirectional HVDC system

HVDC system for the transfer of energy in either direction

Note 1 to entry: A multiterminal HVDC system is **reversible bidirectional** if one or more substations are **reversible bidirectional**.

8.5

(HVDC) (system) pole

part of an HVDC system consisting of all the equipment in the HVDC substations and the interconnecting transmission lines, if any, which during normal operation exhibit a common direct voltage polarity with respect to earth (see figure 8)

8.6

(HVDC) (system) bipole

part of an HVDC system consisting of two **independently operable** HVDC system poles, which during normal operation, exhibit opposite direct voltage polarities with respect to earth

8.7

bipolar (HVDC) system

HVDC system with two poles of opposite polarity with respect to earth (see figure 8)

NOTE – The overhead lines, if any, of the two poles may be carried on common or separate towers.

8.7.1

bipolar earth return (HVDC) system

bipolar system in which the return current path between neutrals of the HVDC system is through the earth

8.7.2

bipolar metallic return (HVDC) system

bipolar system in which the return current path between neutrals of the HVDC system is through a metallic circuit

8.8

(asymmetric) monopolar (HVDC) system

HVDC system with only one pole

8.8.1

monopolar earth return (HVDC) system

monopolar system in which the return current path between neutrals of the HVDC substations is through the earth

8.8.2

monopolar metallic return (HVDC) system

monopolar system in which the return current path between neutrals of the HVDC substations is through a metallic circuit

8.9

HVDC substation

HVDC converter station

part of an HVDC system which consists 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 (see figure 7)

NOTE – An HVDC substation forming part of an HVDC transmission system may be referred to as an HVDC transmission substation.

8.9.1

(HVDC) tapping substation

HVDC substation, mainly used for inversion, with a rating which is a small fraction of that of the rectifier(s) in the system

8.10

(HVDC) substation bipole

that part of a bipolar HVDC system contained within a substation

8.11

(HVDC) substation pole

that part of an HVDC system pole which is contained within a substation (see figure 8)

8.12

HVDC transmission line

part of an HVDC transmission system consisting of a system of overhead lines and/or cables. The HVDC transmission lines are terminated in HVDC substations (see figure 8).

8.13

HVDC transmission line pole

part of an HVDC transmission line which belongs to the same HVDC system pole

8.14

earth electrode

array of conducting elements placed in the earth, or the sea, which provides a low resistance path between a point in the d.c. circuit and the earth and is capable of carrying continuous current for some extended period (see figure 7)

NOTE 1 – An earth electrode may be located at a point some distance from the HVDC substation.

NOTE 2 – Where the electrode is placed in the sea it may be termed a sea electrode.

8.15

earth electrode line

insulated line between the HVDC substation d.c. neutral bus and the earth electrode (see figure 7)

8.16

symmetrical monopole

part of an HVDC system consisting of all the equipment in the HVDC substations and the interconnecting transmission lines, if any, which during normal operation exhibits equal and opposite direct voltage polarities with respect to earth but without series connection of converters in each converter station

Note 1 to entry: The term “symmetrical monopole” is used even though there are two polarities with DC voltages, because with only one converter it is not possible to provide the redundancy which is normally associated with the term “bipole”.

8.17

rigid DC current bipolar system

bipolar HVDC system without neutral connection between both converter stations

Note 1 to entry: Since only two (pole) conductors exist, no unbalance current between both poles is possible. In case of interruption of power transfer of one converter pole, the current of the other pole has also to be interrupted (at least for a limited time to allow reconfiguration of the DC circuit).

8.18

symmetrical monopolar (HVDC) system

HVDC system with only one symmetrical monopole

8.19

earth return

operation mode in which the return current path between neutrals of the HVDC substations is through the earth

8.20

metallic return

operation mode in which the return current path between neutrals of the HVDC substations is through a dedicated conductor

Note 1 to entry: The metallic return conductor may be either a dedicated neutral conductor or another high voltage conductor.

8.21

series converter configuration

converter configuration which consists of two or more converters connected in series on DC side and located in the same substation and connected to the same AC and DC transmission system

8.22

unitary connection

HVDC system where only one generator is directly connected to an HVDC system through a specific converter and without any other AC component except for an assigned step-up transformer

8.23

isolated generating system

HVDC system in which several generators are directly connected to one HVDC converter through one or more specifically assigned step-up transformers but without any other AC network connection

8.24

point of common coupling

PCC

point of interconnection of the HVDC converter station to the adjacent AC system

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

8.25

point of common coupling – DC side

PCC-DC

point of interconnection of the HVDC converter station to the DC transmission line

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

9 HVDC substation equipment

9.1

~~a.c.~~ AC (harmonic) filter

filter designed to reduce the harmonic voltage at the ~~a.c.~~ AC bus and the flow of harmonic current into the associated ~~a.c.~~ AC system and to prevent amplification of background harmonics on the AC system (see Figure 7)

9.2

~~d.c.~~ (DC) (smoothing) reactor

reactor connected in series with a converter unit or converter units on the d.c. side for the primary purpose of smoothing the direct current and reducing current transients (see figure 7)

9.3

d.c. reactor arrester

arrester connected between the terminals of a d.c. reactor (see figure 7)

9.4

~~d.c.~~ DC harmonic filter

filter which, in conjunction with the d.c. reactor(s) and with the d.c. surge capacitor(s), if any, serves the primary function of reducing (current or voltage) ripple on the HVDC transmission line and/or earth electrode line (see figure 7)

9.5

d.c. damping circuit

combination of circuit elements which serve to reduce voltage transients and/or change resonance conditions on the d.c. line (see figure 7)

9.6

d.c. surge capacitor

capacitor array connected between the d.c. line and the substation earth (directly or indirectly) to serve the primary function of reducing the amplitude and steepness of lightning surges applied to the substation equipment (see figure 7)

9.7

d.c. bus arrester

arrester connected between the d.c. bus (at a point between the d.c. reactor and the d.c. line disconnector) and the substation earth (see figure 7)

9.8

d.c. line arrester

arrester connected between an HVDC line (at an HVDC substation) and substation earth (see figure 7)

9.9

HVDC substation earth

array of conducting elements which provides a low impedance path from the earthed parts of the equipment in the HVDC substation to earth and which is capable of carrying high surge currents of momentary duration (see figure 7)

9.10

(d.c.) neutral bus capacitor

capacitor array connected between the d.c. neutral bus and the substation earth (see figure 7)

9.11

(d.c.) neutral bus arrester

arrester connected between the d.c. neutral bus and the substation earth (see figure 7)

9.12

metallic return transfer breaker (MRTB)

switching device used to transfer d.c. current from an earth return path to a metallic return path (see figure 7)

9.13

earth return transfer breaker (ERTB)

earth return transfer switch (ERTS)

switching device used to transfer d.c. current from a metallic return path to an earth return path (see figure 7)

NOTE – In some applications, this function is performed by a by-pass switch (see figure 3).

9.14

AC high frequency (HF) filter

filter on the AC side of a converter, designed to prevent converter-generated high frequency (HF) harmonics from penetrating into the AC system

9.15

DC high frequency (HF) filter

filter on the DC side of a converter, designed to prevent converter-generated high frequency (HF) harmonics from penetrating into the DC system

Note 1 to entry: . DC high frequency filters may be located at the high-voltage or low-voltage (neutral) terminals of the converter.

9.16

neutral bus switch (NBS)

switching device used to transfer DC current from a fault on the neutral bus into the metallic or earth return path

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

9.17

neutral bus grounding switch (NBGS)

switching device used to transfer DC current from a fault on the neutral bus or neutral conductor into station ground

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

10 Modes of control

10.1

control mode

manner in which a converter unit, pole, or HVDC substation is controlled in order to maintain one or more electrical quantities at desired values.

Note 1 to entry: The desired values may change with time or as a function of measured quantities and defined priorities.

10.2

d.c. voltage control mode

control of the ~~a.c. or d.c. side~~ DC voltages in an HVDC ~~system~~ substation

10.3

current control mode

control of the d.c. current in an HVDC system

10.4

active power control mode

control of the active power flow ~~in~~ exchanged between an HVDC ~~system~~ substation and the connected AC network

10.5

reactive power control mode

control of the reactive power exchanged between a converter unit, or HVDC substation and the connected a.c. network

10.6

frequency control mode

control of the frequency of ~~one or more~~ the connected ~~a.c.~~ AC networks by varying the ~~transmitted~~ active power exchanged between an HVDC substation and the connected AC network

10.7

damping control mode

supplementary control mode providing the damping of ~~electromechanical oscillations such as network instability or sub-synchronous oscillations (SSO)~~ power oscillations in one or more connected ~~a.c.~~ AC networks

10.8

AC voltage control mode

control of the AC voltage of the AC network connected to an HVDC substation

10.9

islanded network operation mode

control mode in which the HVDC substation is connected to an islanded AC network

10.10

SSTI damping control mode

supplementary control mode providing the damping of critical frequencies of an (electrical) nearby generator

11 Control systems

11.1

(HVDC) control system

function of, or the equipment used for, controlling, monitoring or protection of main plant equipment, such as circuit breakers, valves, converter transformers and their tap changers, forming part of an HVDC system

NOTE – An example illustrating a typical HVDC control system hierarchy is shown in figure 12.

11.2

HVDC system control

control system which governs the operation of an entire HVDC system consisting of more than one HVDC substation and performs those functions of controlling, monitoring and protection which require information from more than one substation (see figure 12)

11.2.1

multiterminal control

HVDC system control for more than two HVDC substations

11.3

(HVDC) master control

general concept for control coordination of an HVDC system

NOTE – The HVDC master control may be implemented at the bipole and/or pole level.

11.4

(HVDC system) bipole control

control system of a bipole (see figure 12)

11.5

(HVDC system) pole control

control system of a pole (see figure 12)

NOTE – When the HVDC system has no bipole(s) but one or more poles, the pole control interfaces with the HVDC system control.

11.6

(HVDC) substation control

control system used for the controlling, monitoring and protection within an HVDC substation

NOTE – HVDC substation control may be implemented at the bipole and/or pole level and may be referred to as local control.

11.6.1

(HVDC) substation bipole control

control system of a substation bipole (see figure 12)

11.6.2

(HVDC) substation pole control

control system of a substation pole (see figure 12)

11.7

converter unit control

control system used for the controlling, monitoring and protection of a single converter unit (see figure 12)

11.7.1

converter unit sequence control

part of the converter unit control which co-ordinates the operation of the converter unit firing control, transformer tap changer control, monitoring and protection, and which controls the

sequence of action during any change in the operating conditions of the associated converter unit

11.7.2

converter unit firing control

part of the converter unit control for timing the intended firing of the valves

11.7.3

converter unit tap changer control

part of the converter unit control for controlling the converter transformer tap changers

11.7.4

converter unit monitoring

part of the converter unit control which monitors electrical, mechanical and thermal quantities

11.7.5

converter unit protection

part of the converter unit control which initiates action to protect components of the associated converter unit against damage due to abnormal electrical, mechanical or thermal conditions

11.8

valve control unit

VCU

~~control system for the firing, monitoring, and protection of a valve~~
electronic unit, at earth potential, providing the control and protection functions for individual valves

Note 1 to entry: VBE and VCU functions could be combined in one unit.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

11.8.1

valve (control) firing

part of the valve control which initiates valve firing

11.8.2

valve (control) monitoring

part of the valve control which monitors valve status

11.8.3

valve (control) protection

part of the valve control which protects the valve by initiating, or disabling valve firing

11.9

integrated AC/DC system control

control system which governs the integrated operation of AC and HVDC systems of a power system

Note 1 to entry: This control system is under the responsibility of the system operator.

12 Control functions

12.1

equal delay angle control; individual phase control

method of controlling separately the valve control pulses for each valve by timing from the zero crossings of the commutation voltages

12.2

equidistant firing control

method of controlling the valve control pulses whereby, in steady state, the delay between a control pulse and the previous control pulse is equal for all valves, irrespective of unbalance or distortion in the commutating voltages

12.3

α control

control of the delay angle between a minimum and maximum, determined by the design, to implement a control mode

12.4

minimum α control

control of the delay angle to prevent it from decreasing below a set minimum value

12.5

γ control

control of the extinction angle between a minimum and maximum, determined by the design, to implement a control mode at an inverter

12.6

minimum γ control

control of the extinction angle to prevent it from decreasing below a set minimum value

12.7

control order

reference value of a desired controlled quantity, in a control mode

12.7.1

(d.c.) current (control) order

reference value of the current to the d.c. current regulator (see figure 11)

12.7.2

(d.c.) voltage (control) order

reference value of the voltage to a voltage regulator (see figure 11)

12.8

current margin

in an HVDC pole with two ends, the difference between the current order at the rectifier and the inverter (see figure 11)

NOTE – The rectifier has always a higher current order than the inverter in a two-terminal HVDC transmission system.

12.9

voltage dependent current order limit (VDCOL)

limitation of the current order as a function of the d.c. voltage

12.10

pole (current) balancing

control action to balance the currents in the two poles of a bipole system, in order to limit the amplitude of the differential current that flows between the neutrals of the HVDC system

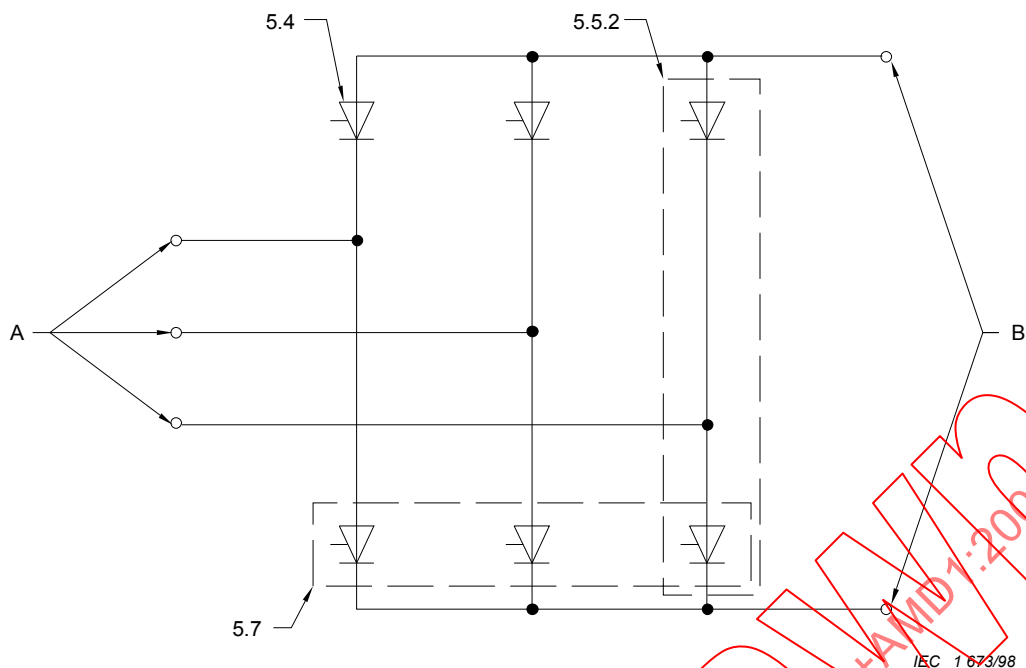
No.	Symbol	Description
1		Non-controllable valve or arm
2		Controllable valve or arm
3		Non-controllable bridge
4		Controllable bridge

IEC 1 672/98

NOTE 1 – Symbols 2 and 4 are used to represent the general meaning of valve, arm, or bridge, irrespective of controllability.

NOTE 2 – The above symbols are irrespective of the type of device of which a valve, arm, or bridge is composed.

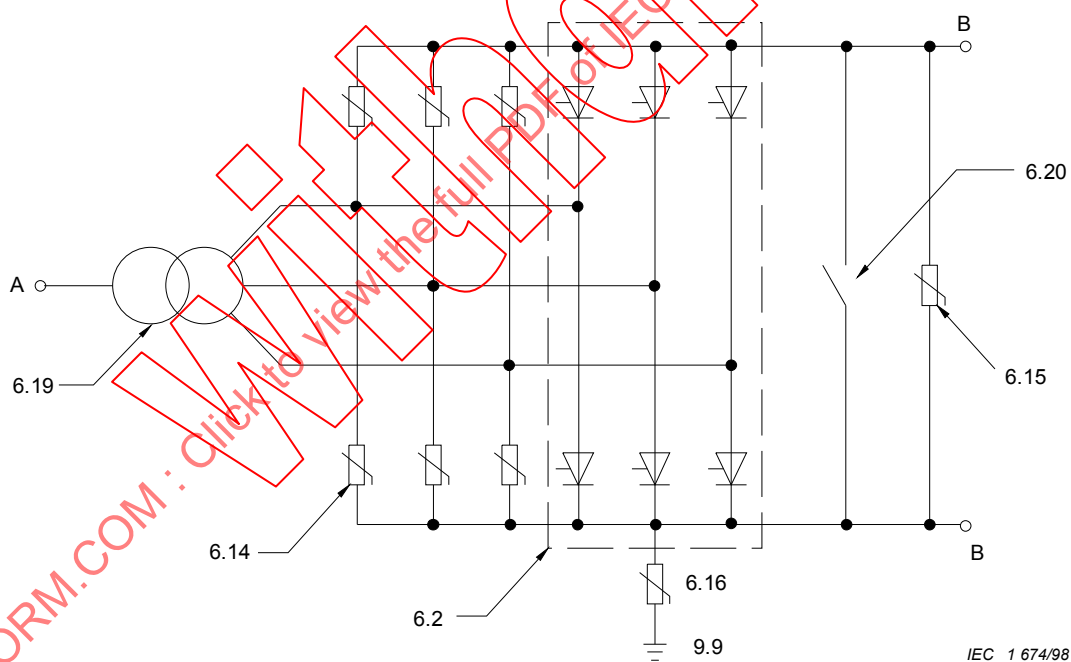
Figure 1 – Graphical symbols



Key

- | | | | |
|-----|------------------------|-------|-------------------|
| A | AC terminals | 5.5.2 | By-pass pair |
| B | DC terminals | 5.7 | Commutating group |
| 5.4 | Converter arm or valve | | |

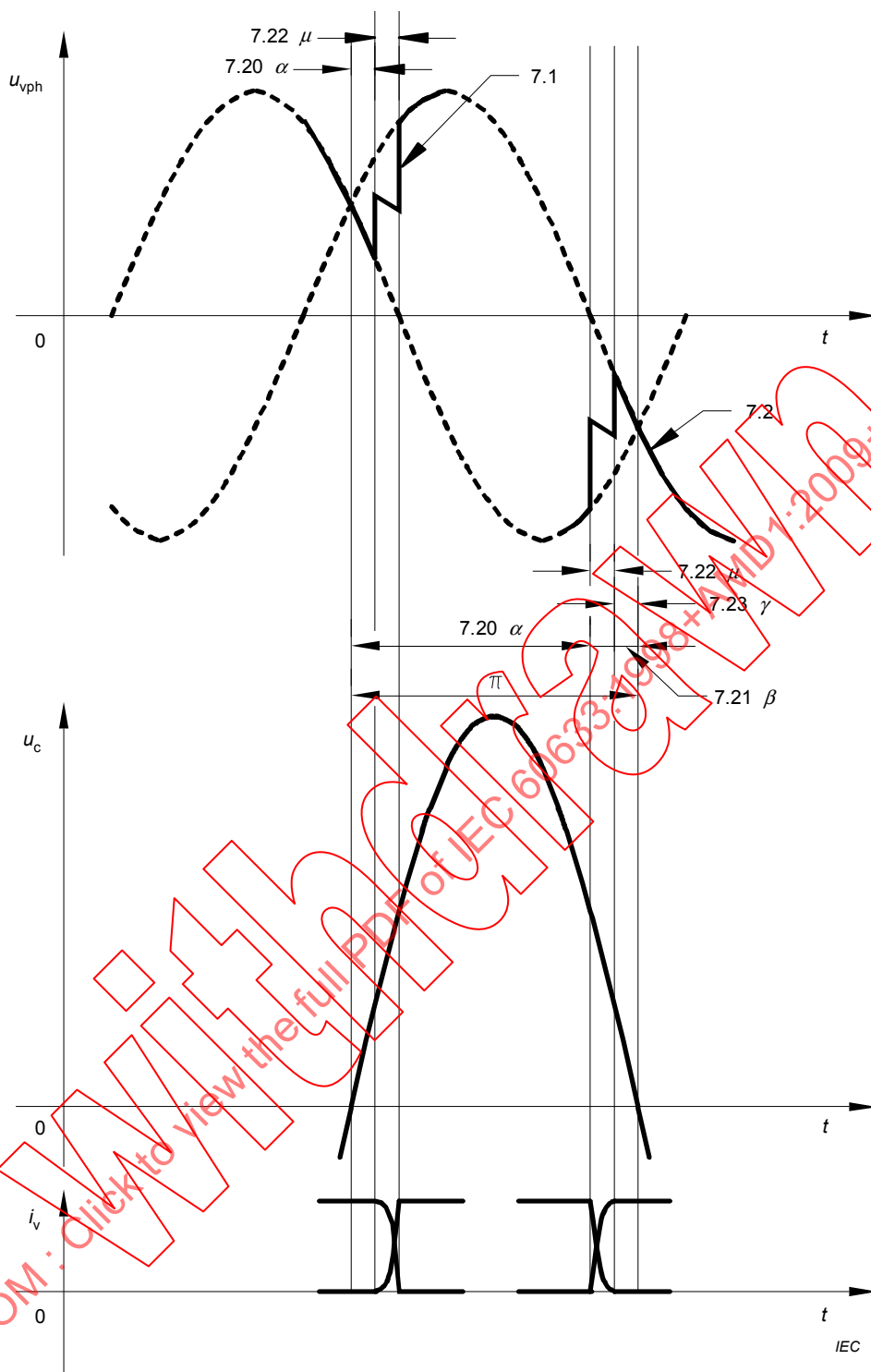
Figure 2 – Bridge converter connection



Key

- | | | | |
|------|-------------------------|------|----------------------------------|
| A | AC terminals | 6.16 | Converter unit d.c. bus arrester |
| B | DC terminals | 6.19 | Converter transformer |
| 6.2 | Bridge | 6.20 | By-pass switch |
| 6.14 | Valve arrester | 9.9 | Substation earth |
| 6.15 | Converter unit arrester | | |

Figure 3 – Example of a converter unit



Key

u_{vph}	Phase voltage	7.2	Inverter operation
u_c	Commutating voltage	7.20	Delay angle α
i_v	Valve currents	7.21	Advance angle β
t	Time	7.22	Overlap angle μ
7.1	Rectifier operation	7.23	Extinction angle γ

Figure 4 – Commutation process at rectifier and inverter modes of operation

Figure 5a - Valve idealised

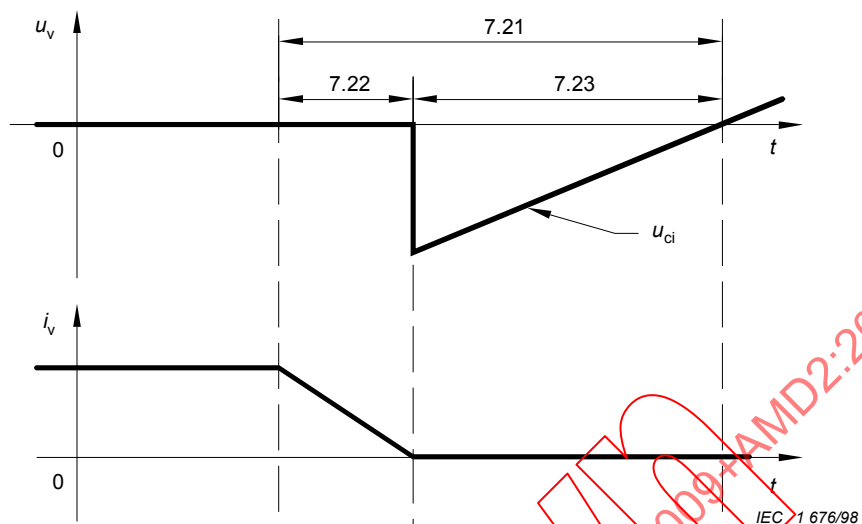
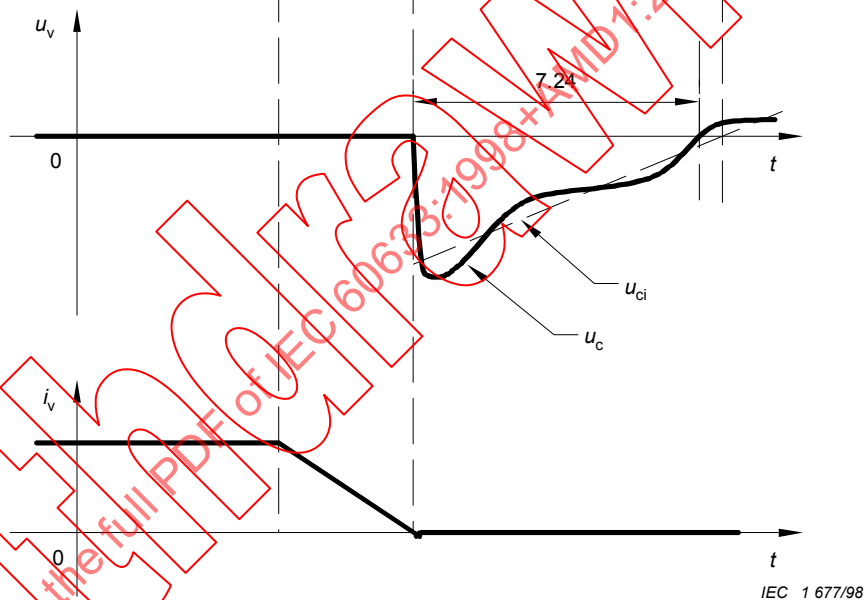


Figure 5b - Real valve



Key

u_v Voltage across outgoing valve
 i_v Current in outgoing valve
 u_{ci} Idealized commutating voltage
 u_c Actual commutating voltage
 t Time

7.21 Advance angle β
7.22 Overlap angle μ
7.23 Extinction angle γ
7.24 Hold-off interval

Figure 5 – Illustrations of commutation in inverter operation

Figure 6a - Rectifier operation

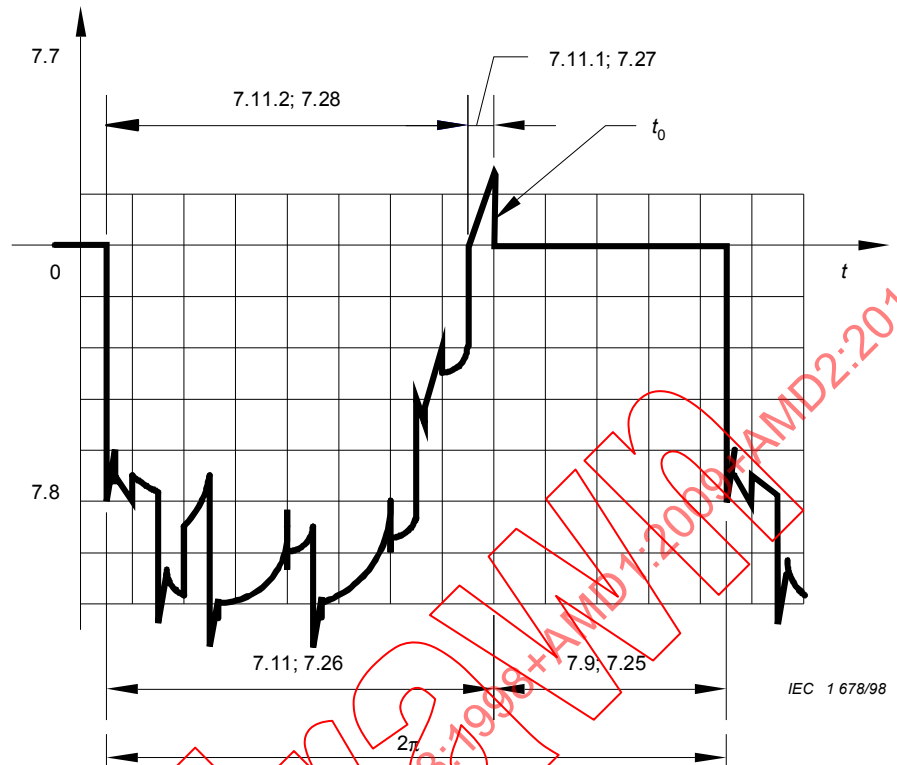
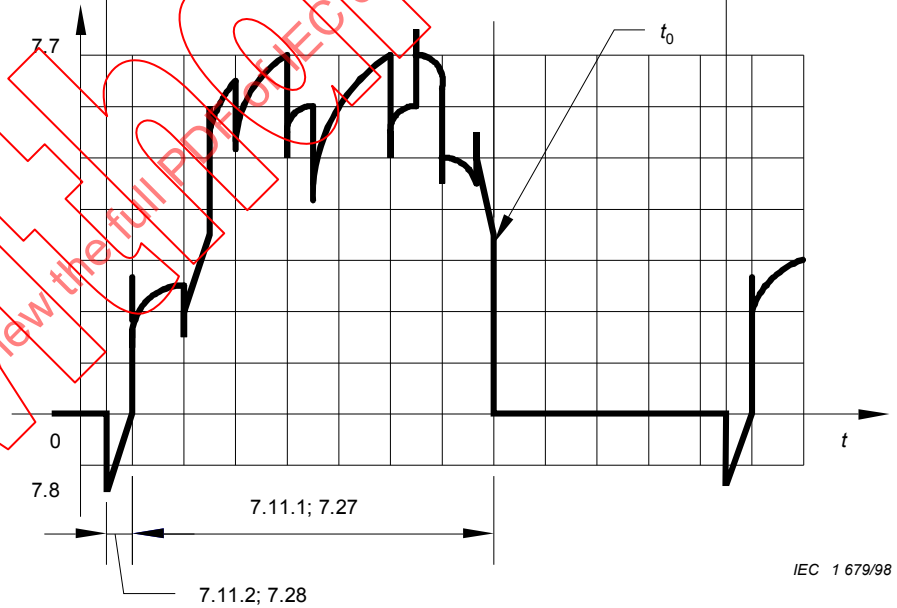


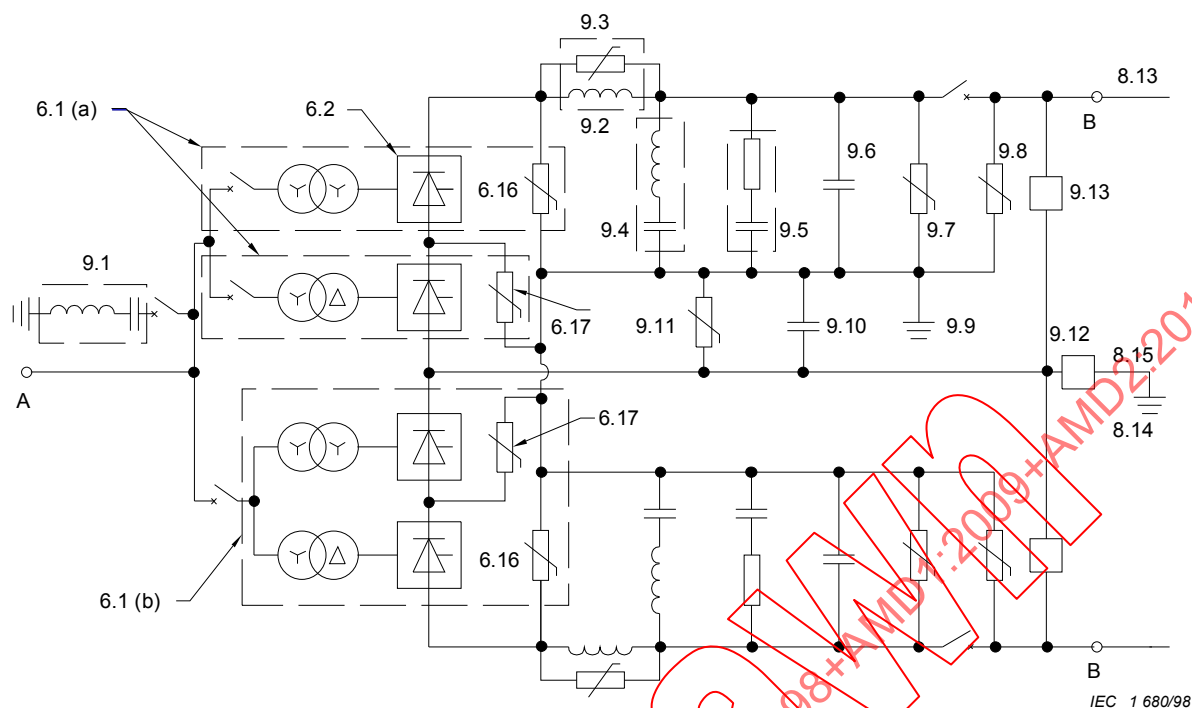
Figure 6b - Inverter operation



Key

t	Time	7.11	Non-conducting state
t_0	Firing instant	7.11.1	Forward blocking state
7.7	Forward voltage	7.11.2	Reverse blocking state
7.8	Reverse voltage	7.25	Conduction interval
7.9	Conducting state	7.26	Blocking interval
		7.27	Forward blocking interval
		7.28	Reverse blocking interval

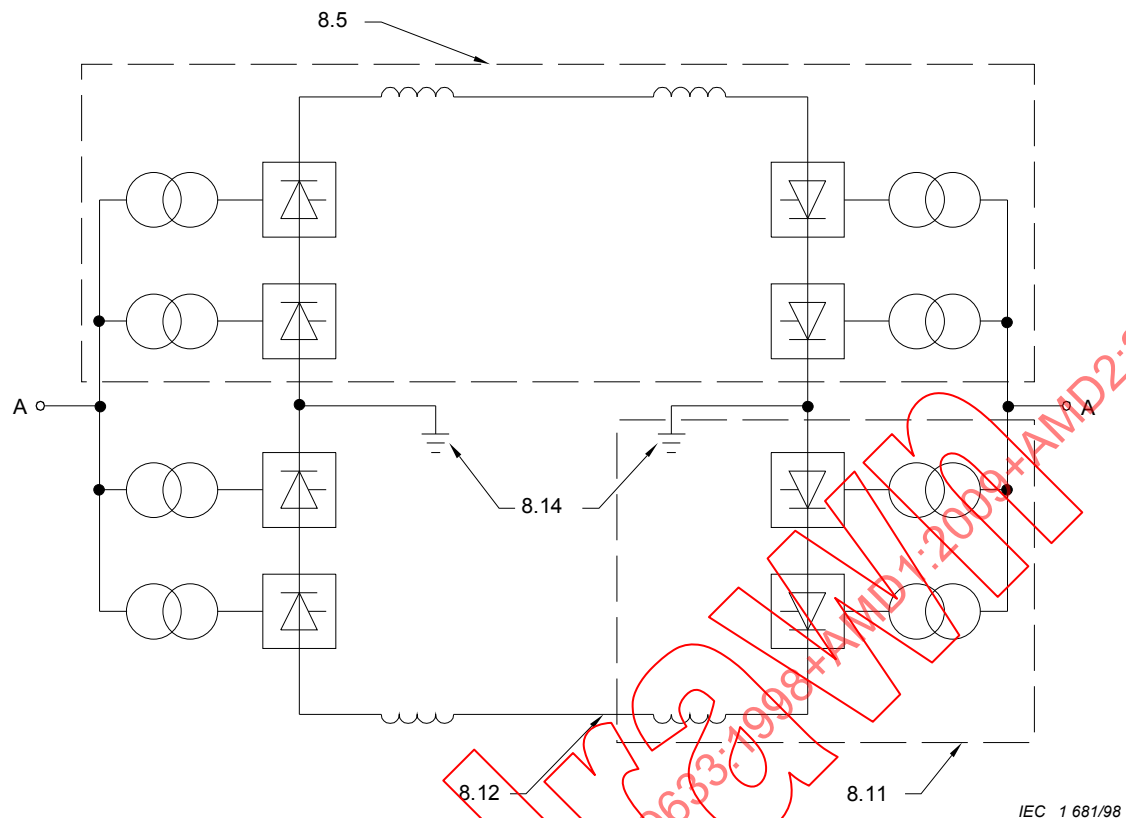
Figure 6 – Typical valve voltage waveforms



Key

A	AC system	9.3	DC reactor arrester
B	DC terminal	9.4	DC filter
6.1 (a)	Converter unit ($p = 6$)	9.5	DC damping circuit
6.1 (b)	Converter unit ($p = 12$)	9.6	DC surge capacitor
6.2	Converter bridge	9.7	DC bus arrester
6.16	Converter unit d.c. bus arrester	9.8	DC line arrester
6.17	Midpoint d.c. bus arrester	9.9	Substation earth
8.13	HVDC transmission line pole	9.10	DC neutral bus surge capacitor
8.14	Earth electrode	9.11	DC neutral bus arrester
8.15	Earth electrode line	9.12	Metallic return transfer breaker (MRTB)
9.1	AC filter	9.13	Earth return transfer breaker (ERTB)
9.2	(DC) smoothing reactor		

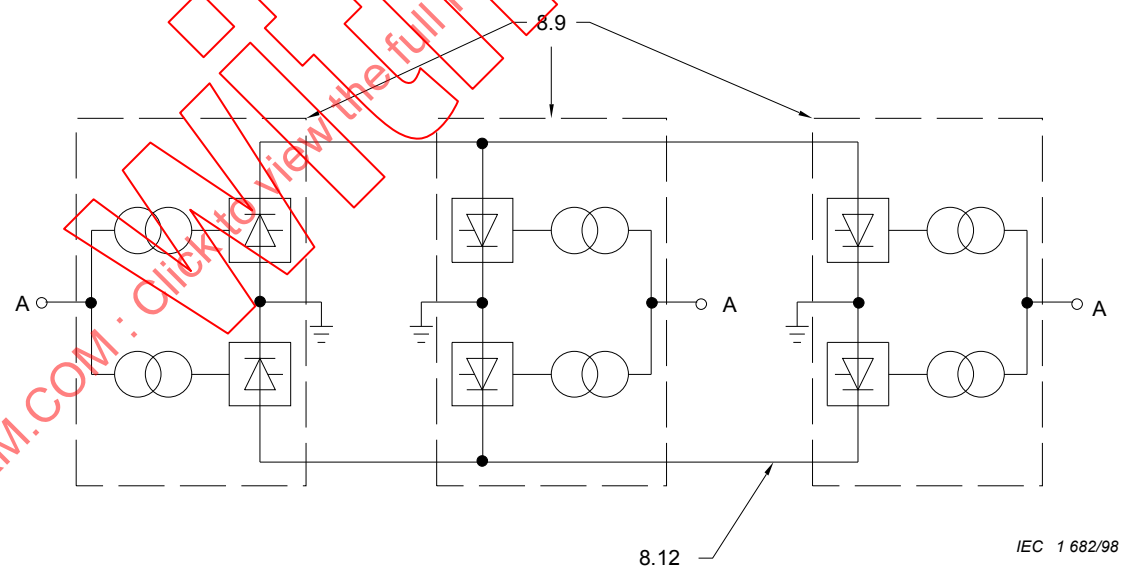
Figure 7 – Example of an HVDC substation



Key

- | | | | |
|------|------------------|------|------------------------|
| A | AC system | 8.12 | HVDC transmission line |
| 8.5 | HVDC system pole | 8.14 | Earth electrodes |
| 8.11 | Substation pole | | |

Figure 8 – Example of bipolar two-terminal HVDC transmission system



Key

- | | |
|------|------------------------|
| A | AC system |
| 8.9 | HVDC substations |
| 8.12 | HVDC transmission line |

Figure 9 – Example of a multiterminal bipolar HVDC transmission system with parallel connected HVDC substations

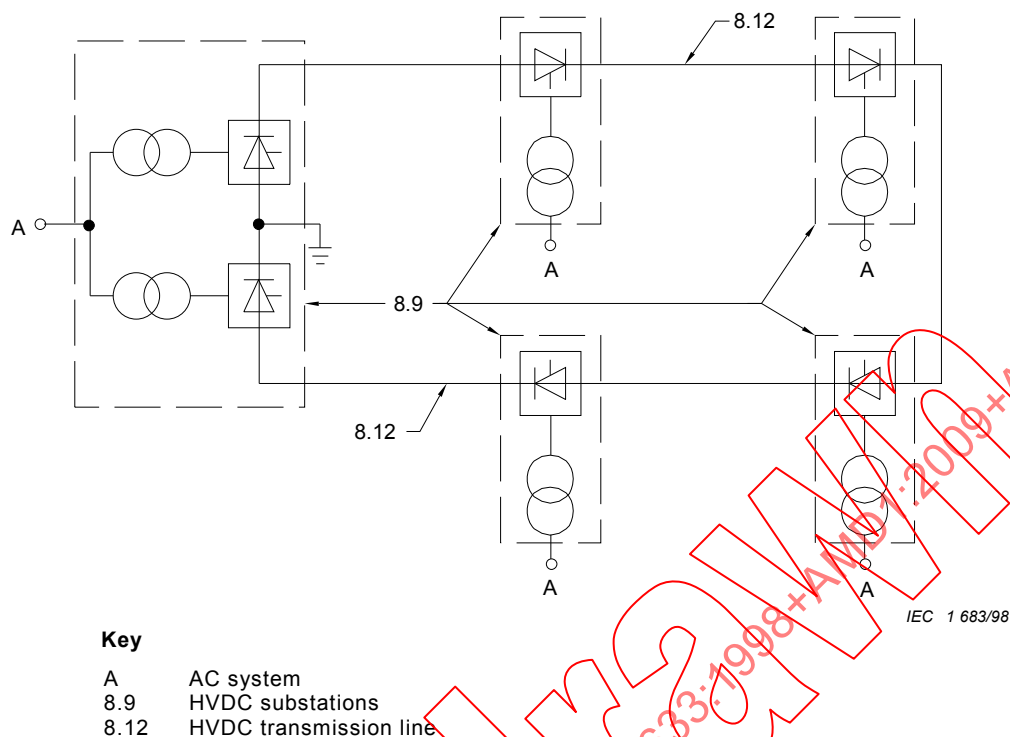


Figure 10 – Example of a multiterminal HVDC transmission system with series connected HVDC substations

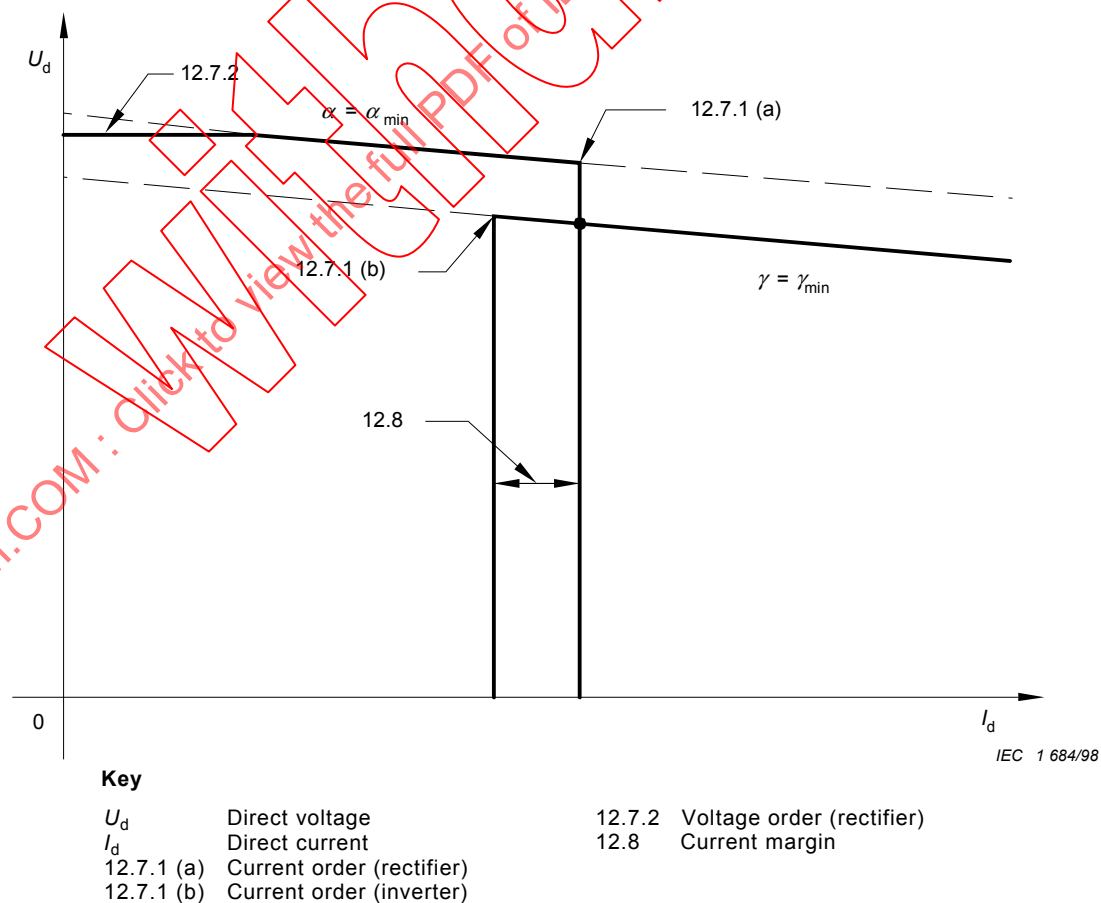
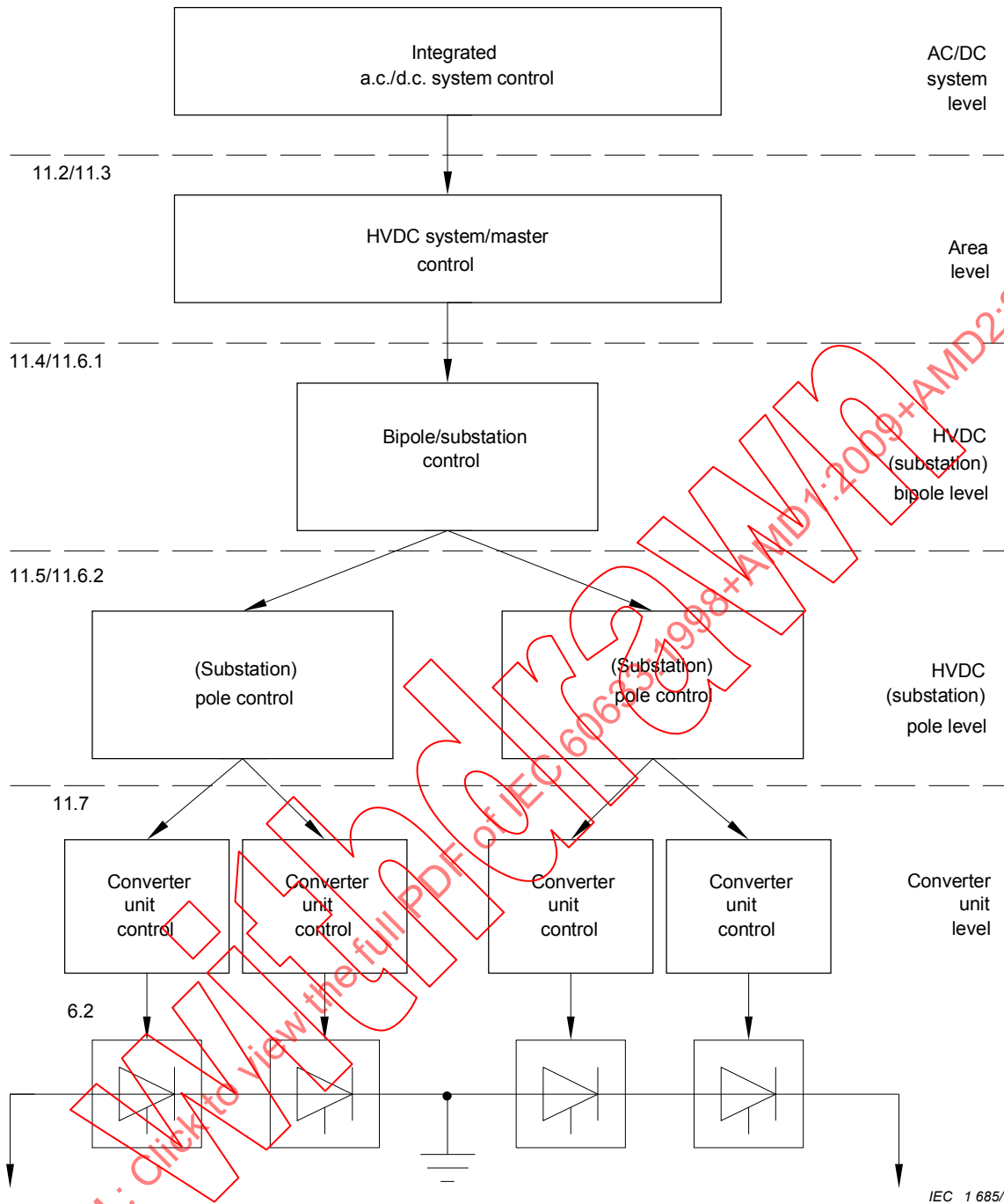


Figure 11 – A simplified steady-state voltage-current characteristic of a two-terminal HVDC system



IEC 1 685/98

Key

6.2 (Converter) bridge
11.2 HVDC system control
11.3 (HVDC) master control
11.4 (HVDC system) bipole control

11.5 (HVDC system) pole control
11.6.1 (HVDC) substation bipole control
11.6.2 (HVDC) substation pole control
11.7 Converter unit control

Figure 12 – Hierarchical structure of an HVDC control system

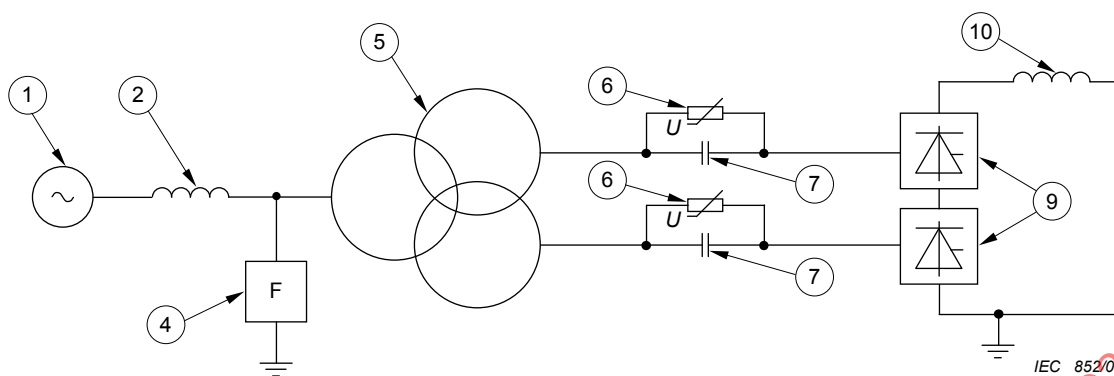


Figure 13a – Capacitor commutated converter (CCC)

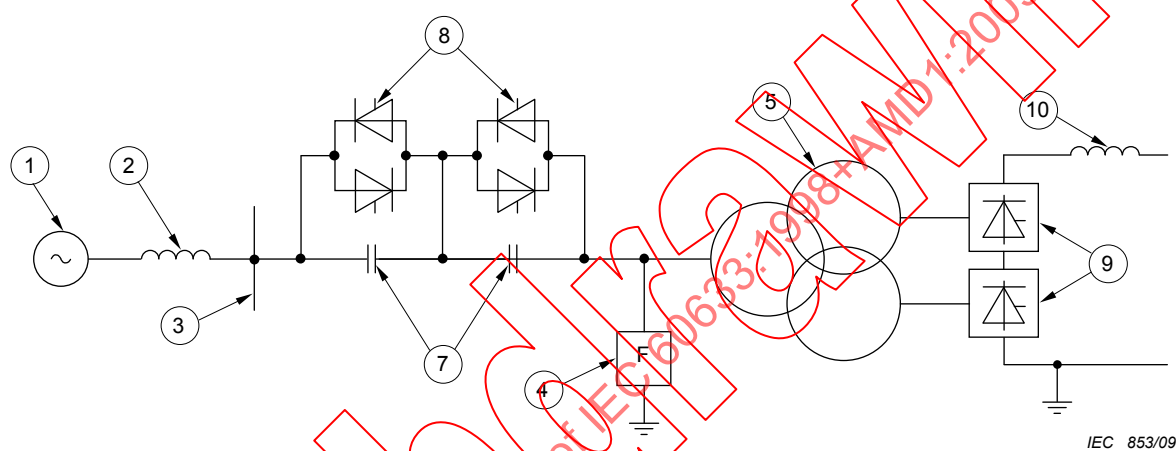


Figure 13b – Controlled series capacitor converter (CSCC)

Key

- | | |
|-------------------------|-----------------------|
| 1 a.c. system e.m.f. | 6 overvoltage limiter |
| 2 a.c. system impedance | 7 capacitor |
| 3 a.c. system bus | 8 thyristors |
| 4 a.c. filters | 9 converter bridges |
| 5 converter transformer | 10 d.c. reactor |

Figure 13 – Capacitor commutated converter configurations

Bibliography

IEC 60050(421):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 421: Power transformers and reactors*

IEC 60050(436):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 436: Power capacitors*

IEC 60050(521):1984, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 521: Semiconductor devices and integrated circuits*

IEC 60050(601):1985, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General*

IEC 60050(604):1987, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 604: Generation, transmission and distribution of electricity – Operation*

IEC 60050(605):1983, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 605: Generation, transmission and distribution of electricity – Substations*

IEC 60076 (all parts), *Power transformers*

IEC 60099 (all parts), *Surge arresters*

IEC 60146-1-2:1991, *General requirements and line commutated convertors – Part 1-2: Application guide*

IEC 60146-1-3:1991, *General requirements and line commutated convertors – Part 1-3: Transformers and reactors*

IEC 60617-4:1996, *Graphical Symbols for diagrams – Part 4: Passive components*

IEC 60617-7:1996, *Graphical Symbols for diagrams – Part 7: Switchgear, controlgear and protective devices*

IEC 60747-6:1983, *Semiconductor devices – Discrete devices – Part 6: Thyristors*
Amendment 1 (1991)
Amendment 2 (1994)

IEC 60919-1:1988, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems – Part 1: Steady-state conditions*

IEC 60919-2:1990, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems – Part 2: Faults and switching*

IEC TR 60919-3:2009, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 3: Dynamic conditions* ⁴⁾

⁴⁾ To be published.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60633:1998+AMD1:2009+AMD2:2015 CSV

Withdrawn

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	44
1 Domaine d'application.....	46
2 Références normatives	46
3 Symboles et abréviations	46
3.1 Liste des symboles littéraux.....	46
3.2 Liste des indices.....	47
3.3 Liste des abréviations	47
4 Symboles graphiques.....	47
5 Termes généraux relatifs aux circuits de conversion	48
5.1 conversion.....	48
5.2 schéma convertisseur.....	48
5.3 (schéma convertisseur en) pont.....	48
5.4 bras (de convertisseur).....	48
5.5 chemin de shuntage	49
5.6 commutation.....	49
5.7 groupe commutant.....	49
5.8 inductance de commutation.....	49
5.9 indice de pulsation p	49
5.10 indice de commutation q	49
5.11 convertisseur à condensateurs commutés.....	50
5.12 convertisseur à condensateurs en série contrôlés	50
5.13 tension de commutation.....	50
5.14 convertisseur à condensateurs commutés contrôlés.....	50
5.15 convertisseur à condensateurs en série	50
6 Unités de conversion et valves.....	50
6.1 (unité de) conversion.....	50
6.2 pont (de conversion).....	50
6.3 valve	50
6.4 valve principale.....	51
6.5 valve de shuntage.....	51
6.6 module de thyristors	51
6.7 module d'inductance	51
6.8 section de valve.....	51
6.9 niveau de thyristor (de valve)	51
6.10 support de valve	51
6.11 structure de valve	52
6.12 (unité) (électronique d')interface de valve électronique de base de la valve (VBE).....	52
6.13 électronique de valve.....	52
6.14 parafoudre de valve	52
6.15 parafoudre d'une unité de conversion.....	52
6.16 parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion	52
6.17 parafoudre de barre à courant continu du milieu.....	52
6.18 inductance de valve (d'anode) (de cathode)	52
6.19 transformateur de convertisseur.....	53
6.20 interrupteur de shuntage.....	53

6.21	module de valve	53
6.22	niveaux redondants	53
6.23	borne d'anode de valve	53
6.24	borne de cathode de valve	53
7	Conditions de fonctionnement du convertisseur	53
7.1	fonctionnement en redresseur; redressement	53
7.2	fonctionnement en onduleur; renvoi au réseau	53
7.3	sens direct; sens de conduction (d'une valve)	54
7.4	sens inverse; sens de non conduction (d'une valve)	54
7.5	courant direct	54
7.6	courant inverse	54
7.7	tension directe	54
7.8	tension inverse	54
7.9	état conducteur; état passant	54
7.10	chute de tension de valve	54
7.11	état non conducteur; état bloqué	54
7.12	allumage	54
7.13	impulsion de commande (de valve)	55
7.14	impulsion d'allumage (de valve)	55
7.15	blocage d'un convertisseur	55
7.16	déblocage d'un convertisseur	55
7.17	blocage d'une valve	55
7.18	déblocage d'une valve	55
7.19	réglage de phase	55
7.20	angle de retard (de l'ordre d'amorçage) α	55
7.21	angle d'avance (de l'ordre d'amorçage) β	55
7.22	angle d'empiètement μ	55
7.23	angle d'extinction γ	56
7.24	intervalle de retenue	56
7.25	intervalle de conduction	56
7.26	intervalle de blocage; intervalle de repos	56
7.27	intervalle de blocage direct	56
7.28	intervalle de blocage inverse	56
7.29	allumage intempestif	56
7.30	défaut d'allumage	56
7.31	raté de commutation	56
7.32	rapport de court-circuit (RCC)	56
7.33	rapport de court-circuit efficace (RCCE)	57
7.34	amorçage; déclenchement	57
7.35	état de fonctionnement	57
7.36	état bloqué	57
7.37	tension de valve	57
8	Systèmes et postes CCHT	57
8.1	système CCHT	57
8.2	système de transport CCHT	57
8.3	système CCHT unidirectionnel	57
8.4	système CCHT réversible bidirectionnel	58
8.5	pôle (de système) (CCHT)	58
8.6	bipôle (de système) (CCHT)	58

8.7	système (CCHT) bipolaire.....	58
8.8	système (CCHT) monopolaire (asymétrique).....	58
8.9	poste CCHT poste de conversion CCHT	58
8.10	bipôle de poste (CCHT)	59
8.11	pôle de poste (CCHT).....	59
8.12	ligne de transport CCHT	59
8.13	pôle de ligne de transport CCHT	59
8.14	électrode de terre	59
8.15	ligne de terre	59
8.16	monopole symétrique.....	59
8.17	système bipolaire rigide à courant continu.....	59
8.18	système (CCHT) monopolaire symétrique	59
8.19	retour par la terre	60
8.20	retour métallique.....	60
8.21	configuration en série de convertisseurs	60
8.22	connexion unitaire	60
8.23	système de génération isolé.....	60
8.24	point de couplage commun	60
8.25	point de couplage commun – côté courant continu	60
9	Equipements des postes CCHT.....	60
9.1	filtre (d'harmoniques) (côté courant) alternatif.....	60
9.2	inductance (de lissage) (côté courant continu).....	61
9.3	parafoudre d'inductance de lissage	61
9.4	filtre d'harmoniques (côté courant) continu.....	61
9.5	circuit d'amortissement côté courant continu.....	61
9.6	condensateur d'étouffement côté courant continu.....	61
9.7	parafoudre de barre à courant continu	61
9.8	parafoudre de ligne à courant continu	61
9.9	terre du poste CCHT.....	61
9.10	condensateur de neutre (côté courant continu).....	61
9.11	parafoudre de neutre (côté courant continu).....	61
9.12	disjoncteur de transfert du retour métallique (DTRM)	61
9.13	disjoncteur de transfert du retour par la terre (DTRT)	62
9.14	filtre HF (haute fréquence) (côté courant) alternatif	62
9.15	filtre HF (haute fréquence) (côté courant) continu	62
9.16	commutateur de bus neutre (NBS).....	62
9.17	commutateur de mise à la terre de bus neutre (NBGS).....	62
10	Modes de réglage	62
10.1	mode de réglage.....	62
10.2	mode de réglage de la tension continue	62
10.3	mode de réglage du courant	62
10.4	mode de réglage de la puissance active	62
10.5	mode de réglage de la puissance réactive.....	63
10.6	mode de réglage de la fréquence.....	63
10.7	mode de réglage de l'amortissement.....	63
10.8	mode de réglage de la tension alternative	63
10.9	mode de fonctionnement en réseau isolé	63
10.10	mode de réglage de l'amortissement d'ITSS.....	63
11	Systèmes de commande	63

11.1	système de commande (CCHT)	63
11.2	commande d'un système CCHT	63
11.3	commande d'ensemble (CCHT)	63
11.4	commande de bipôle de système CCHT	63
11.5	commande de pôle de système CCHT	64
11.6	commande de poste CCHT	64
11.7	commande d'une unité de conversion	64
11.8	unité de commande de valve (VCU)	65
11.9	commande de système intégrée en courant alternatif/courant continu	65
12	Fonctions de commande	65
12.1	réglage avec angles de retard égaux; réglage à déphasage individuel	65
12.2	réglage avec allumage équidistant	65
12.3	réglage d'angle α	65
12.4	réglage d'angle α minimum	65
12.5	réglage d'angle γ	66
12.6	réglage d'angle γ minimal	66
12.7	consigne de réglage	66
12.8	marge de courant	66
12.9	limitation de la consigne de courant dépendant de la tension (LCCDT)	66
12.10	équilibrage des (courants de) pôles	66
	Bibliographie	77
	Figure 1 – Symboles graphiques	67
	Figure 2 – Schéma convertisseur en pont	68
	Figure 3 – Exemple d'une unité de conversion	68
	Figure 4 – Commutation pendant le fonctionnement en redresseur et en onduleur	69
	Figure 5 – Illustrations de la commutation pendant le fonctionnement en onduleur	70
	Figure 6 – Courbes caractéristiques de tension aux bornes d'une valve	71
	Figure 7 – Exemple d'un poste à CCHT	72
	Figure 8 – Exemple d'un système de transport CCHT bipolaire à deux extrémités	73
	Figure 9 – Exemple d'un système de transport CCHT bipolaire à extrémités multiples avec les postes connectés en parallèle	73
	Figure 10 – Exemple d'un système de transport CCHT à extrémités multiples avec les postes connectés en série	74
	Figure 11 – Caractéristique courant-tension simplifiée en régime permanent d'un système CCHT à deux extrémités	74
	Figure 12 – Structure hiérarchique d'un système de commande CCHT	75
	Figure 13 – Configurations de convertisseur à condensateurs commutés	76

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TERMINOLOGIE POUR LE TRANSPORT D'ÉNERGIE EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT)

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (RAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

Cette version consolidée de la Norme IEC officielle et de ses amendements a été préparée pour la commodité de l'utilisateur.

L'IEC 60633 édition 2.2 contient la deuxième édition (1998-12) [documents 22F/49/FDIS et 22F/53/RVD], son amendement 1 (2009-05) [documents 22F/153/CDV et 22F/163/RVC] et son amendement 2 (2015-07) [documents 22F/340/CDV et 22F/350A/RVC].

Dans cette version Redline, une ligne verticale dans la marge indique où le contenu technique est modifié par les amendements 1 et 2. Les ajouts et les suppressions apparaissent en rouge, les suppressions étant barrées. Une version Finale avec toutes les modifications acceptées est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 60633 a été établie par le sous-comité 22F: Electronique de puissance pour les réseaux électriques de transport et de distribution, du comité d'études 22 de l'IEC: Electronique de puissance.

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de ses amendements ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

TERMINOLOGIE POUR LE TRANSPORT D'ÉNERGIE EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT)

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale définit les termes relatifs aux systèmes de transport de puissance en courant continu à haute tension (CCHT), et aux postes CCHT utilisant des convertisseurs électroniques de puissance pour la conversion du courant alternatif en courant continu ou vice versa.

Cette norme est applicable aux postes CCHT avec des convertisseurs commutés par le réseau, basés le plus souvent sur le schéma en pont triphasé (deux voies) (voir figure 2) dans lequel des valves électroniques unidirectionnelles, comme les valves à semiconducteurs, sont utilisées.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60027 (toutes les parties), *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*

IEC 60050-551:1998, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 551: Electronique de puissance*

IEC 60146-1-1:1991, *Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-1: Spécifications des clauses techniques de base*

IEC 60617-5:1996, *Symboles graphiques pour schémas – Partie 5: Semiconducteurs et tubes électroniques*

IEC 60617-6:1996, *Symboles graphiques pour schémas – Partie 6: Production, transformation et conversion de l'énergie électrique*

3 Symboles et abréviations

Cette liste ne comporte que les symboles les plus fréquemment utilisés. Des listes plus complètes des symboles adoptés pour les convertisseurs statiques se trouvent dans l'IEC 60027 et les autres normes indiquées dans les références normatives et la bibliographie.

3.1 Liste des symboles littéraux

U_d	tension continue (toute valeur définie)
U_{d0}	tension continue conventionnelle nominale à vide
U_{di0}	tension continue fictive à vide (ou idéale)
U_{dN}	tension continue nominale
U_L	tension entre phases côté réseau du transformateur de convertisseur, valeur efficace tenant compte des harmoniques
U_{LN}	valeur nominale de U_L

U_{v0}	tension à vide entre phases, côté valve du transformateur, valeur efficace à l'exclusion des harmoniques
I_d	courant continu (toute valeur définie)
I_{dN}	courant continu nominal
I_L	courant côté réseau du transformateur de convertisseur, valeur efficace tenant compte des harmoniques
I_{LN}	valeur nominale de I_L
I_v	courant côté valve du transformateur, valeur efficace tenant compte des harmoniques
α	angle de retard (de l'ordre d'amorçage)
β	angle d'avance (de l'ordre d'amorçage)
γ	angle d'extinction
μ	angle d'empiétement
p	indice de pulsation
q	indice de commutation

3.2 Liste des indices

0 (zéro)	à vide
N	valeur nominale ou à la charge nominale
d	courant ou tension continu
i	idéal
L	côté réseau du transformateur de convertisseur
v	côté valve du transformateur de convertisseur
max	maximal
min	minimal
n	relatif à la composante harmonique de rang n

3.3 Liste des abréviations

Les abréviations suivantes s'écrivent toujours en majuscules et sans points.

CCHT	courant continu à haute tension
.....	(ensemble à) valves multiples (voir 6.3.2)
RCC	rapport de court-circuit (voir 7.32)
RCCE	rapport de court-circuit efficace (voir 7.33)
CCMT	système de transport CCHT multiterminal (voir 8.2.2)
DTRM	disjoncteur de transfert du retour métallique (voir 9.12)
DTRT	disjoncteur de transfert du retour par la terre (voir 9.13)
LCCDT	limitation de la consigne de courant dépendant de la tension (voir 12.9)
ITSS	interaction torsionnelle sous-synchrone (voir 10.10)

4 Symboles graphiques

La figure 1 représente les symboles graphiques spéciaux qui sont donnés uniquement pour les besoins de la présente norme. Des listes plus complètes des symboles graphiques adoptés pour les convertisseurs statiques se trouvent dans l'IEC 60617-5 et l'IEC 60617-6.

5 Termes généraux relatifs aux circuits de conversion

Pour les besoins de la présente norme, les termes et définitions suivants s'appliquent.

NOTE – Des listes plus complètes des termes adoptés pour les convertisseurs statiques se trouvent dans la IEC 60050(551) et l'IEC 60146-1-1.

5.1

conversion

dans le contexte du CCHT, transfert de la puissance de courant alternatif en courant continu ou vice versa, ou une combinaison de ces opérations

5.2

schéma convertisseur

montage électrique de bras et d'autres composants nécessaires pour assurer la fonction du circuit principal de puissance d'un convertisseur

5.3

(schéma convertisseur en) pont

schéma double alternance illustré à la Figure 2, comprenant six bras de convertisseur ~~qui sont connectés de telle sorte que les bornes centrales soient les bornes de phase du circuit en courant alternatif et que les bornes extérieures de polarité similaire soient connectées ensemble et soient les bornes en courant continu~~

NOTE — Le terme «pont» peut être utilisé pour désigner soit le schéma du circuit, soit l'équipement utilisé pour réaliser ce circuit (voir 6.2).

5.3.1

pont homogène

pont dont tous les bras de convertisseur sont commandables ou non commandables

5.3.2

pont mixte

pont comprenant des bras de convertisseur commandables et non commandables

5.4

bras (de convertisseur)

~~partie d'un ensemble opérationnel utilisé pour la conversion, qui est raccordée entre une borne de courant alternatif et une borne de courant continu, n'ayant la possibilité de conduire le courant que dans un seul sens, défini comme le sens direct (voir 7.3)~~

NOTE — La principale fonction d'un bras de convertisseur est la conversion; il peut aussi remplir des fonctions supplémentaires comme la limitation de tension, l'amortissement, etc.

~~partie d'un pont raccordant deux points de potentiels différents dans un pont, par exemple, entre une borne à courant alternatif et une borne à courant continu~~

5.4.1

bras de convertisseur commandable

bras de convertisseur dans lequel le début de la conduction dans le sens direct peut être déterminé par un signal appliqué extérieurement

5.4.2

bras de convertisseur non commandable

bras de convertisseur dans lequel le début de la conduction dans le sens direct est déterminé uniquement par la tension appliquée à ses bornes

5.5

chemin de shuntage

chemin de faible résistance entre les bornes de courant continu d'un ou de plusieurs ponts, excluant le circuit à courant alternatif

NOTE – Le chemin de shuntage peut constituer soit un chemin unidirectionnel, par exemple un bras de shuntage (voir 5.5.1) ou une paire de shuntage (voir 5.5.2), soit un chemin bidirectionnel, par exemple un interrupteur de shuntage (voir 6.20).

5.5.1

bras de shuntage

chemin de shuntage unidirectionnel raccordé seulement entre les bornes de courant continu, habituellement utilisé en technologie des valves à arc au mercure (non représenté à la figure 2)

5.5.2

paire de shuntage

deux bras du convertisseur d'un pont connectés à une borne commune de courant alternatif et formant un chemin de shuntage (voir figure 2)

5.6

commutation

transfert de courant entre deux chemins quelconques, ces deux chemins transportant simultanément du courant pendant ce transfert

NOTE – La commutation peut se produire entre deux bras quelconques du convertisseur, incluant les phases du réseau à courant alternatif, entre un bras du convertisseur et un bras de shuntage ou entre deux chemins quelconques du circuit.

5.6.1

commutation par le réseau

méthode de commutation dans laquelle la tension de commutation est fournie par le réseau à courant alternatif

5.7

groupe commutant

groupe de bras qui commutent cycliquement et indépendamment des autres bras de convertisseur; les commutations ne sont normalement pas simultanées (voir figure 2)

NOTE – Dans le cas d'un pont, un groupe commutant se compose des bras raccordés à une borne commune de courant continu. Dans certains cas, par exemple impliquant des courants élevés et/ou des inductances de commutation de forte valeur, les commutations à l'intérieur de deux groupes commutants appartenant à un même pont ne sont pas nécessairement indépendantes.

5.8

inductance de commutation

inductance totale incluse dans le circuit de commutation, en série avec la tension de commutation

5.9

indice de pulsation p

caractéristique d'un schéma de convertisseur, exprimée par le nombre de commutations symétriques non simultanées qui se produisent au cours d'une période de la tension alternative du réseau

NOTE – L'indice de pulsation du schéma convertisseur en pont de 5.3 est toujours $p = 6$.

5.10

indice de commutation q

nombre de commutations au cours d'une période de la tension alternative dans chaque groupe commutant

NOTE – Dans le schéma convertisseur en pont, chaque groupe commutant à un indice de commutation $q = 3$.

5.11

convertisseur à condensateurs commutés

convertisseur dans lequel les condensateurs en série sont inclus entre le transformateur convertisseur et les valves (voir la Figure 13a)

5.12

convertisseur à condensateurs en série contrôlés

convertisseur dans lequel les condensateurs en série sont insérés entre le jeu de barres de filtrage (côté courant alternatif) et le réseau en courant alternatif (voir la Figure 13b)

5.13

tension de commutation

tension qui provoque la commutation de courant

[SOURCE: IEC 60500-551:1998, 551-16-02]

5.14

convertisseur à condensateurs commutés contrôlés

convertisseur dans lequel les condensateurs en série contrôlés sont inclus entre le transformateur de convertisseur et les valves

5.15

convertisseur à condensateurs en série

convertisseur dans lequel les condensateurs fixes en série sont insérés entre le jeu de barres de filtrage (côté courant alternatif) et le réseau en courant alternatif

6 Unités de conversion et valves

6.1

(unité de) conversion

ensemble opérationnel indivisible comprenant tout l'équipement situé entre le point commun de couplage côté courant alternatif (voir 8.24) et le point commun de couplage côté courant continu (voir 8.25), essentiellement un ou plusieurs ponts de conversion, avec un ou plusieurs transformateurs de convertisseur, l'équipement de commande de l'unité de conversion, les dispositifs essentiels de protection et de commutation et les équipements auxiliaires, s'ils existent, pour la conversion (voir Figure 3)

~~NOTE – Si une unité de conversion comprend deux convertisseurs en pont avec un décalage des phases de 30°, l'unité de conversion forme une unité dodécaphasée (voir figure 7). Le terme «groupe à 12 impulsions» est aussi utilisé.~~

6.2

pont (de conversion)

équipement utilisé pour réaliser le schéma convertisseur en pont et le bras de shuntage s'il existe

NOTE – Le terme «pont» peut être utilisé pour décrire aussi bien le schéma du circuit que l'équipement réalisant ce circuit (voir 5.3).

6.2.1

groupe commutant de valves d'anode (de cathode)

équipement utilisé pour réaliser les bras de convertisseur d'un groupe commutant d'un pont, interconnectés par leurs bornes d'anode (de cathode)

6.3

valve

ensemble d'éléments de valve opérationnel, commandable ou non commandable, conduisant normalement dans un seul sens (le sens direct), qui peut fonctionner comme bras de convertisseur dans un pont de conversion

~~NOTE — Un exemple d'un ensemble d'éléments de valve non commandable est une valve à diode semiconductrice.
Un exemple d'un ensemble d'éléments de valve commandable est une valve à thyristors.~~

6.3.1

(ensemble à) valve unique

structure comportant une seule valve

6.3.2

(ensemble à) valves multiples

structure unique comportant plus d'une valve

NOTE – Des exemples de valves multiples sont les bivalves, les quadrivalves et les octovalves comportant respectivement deux, quatre et huit valves connectées en série.

6.4

valve principale

valve d'un bras de convertisseur

6.5

valve de shuntage

valve d'un bras de shuntage

6.6

module de thyristors

partie d'une valve ~~constituée d'~~ comprenant un assemblage mécanique de thyristors, avec leurs auxiliaires proches ~~et des inductances lorsqu'elles sont utilisées, mais sans inductance de valve~~

Note 1 à l'article: Les modules de thyristors peuvent être des éléments dans la construction d'une valve, et/ou être interchangeables pour des besoins de maintenance.

~~NOTE 2 — Le terme «module de valve» a été improprement utilisé avec un sens équivalent.~~

6.7

module d'inductance

partie d'une valve constituée d'un assemblage mécanique d'une ou de plusieurs inductances, utilisée dans la conception de certaines valves

NOTE – Les modules d'inductance peuvent être des éléments dans la construction d'une valve.

6.8

section de valve

assemblage électrique, comprenant un certain nombre de thyristors et d'autres composants, qui présente les mêmes propriétés électriques qu'une valve complète à échelle réduite

NOTE – Le terme est principalement utilisé pour désigner un objet d'essai pour les besoins d'essai de valve.

6.9

niveau de thyristor (de valve)

partie d'une valve, pouvant être un thyristor ou des thyristors branchés en parallèle, avec leurs circuits auxiliaires proches, et le cas échéant une inductance

6.10

support de valve

partie de la valve fournissant un support mécanique et l'isolation électrique de la terre à la partie sous tension de la valve ~~comportant les sections de valve~~

Note 1 à l'article: Toutes les conceptions de valve peuvent ne pas contenir la partie d'une valve clairement identifiable sous une forme discrète comme étant un support de valve.

6.11

structure de valve

~~structure physique, tenant les niveaux de thyristors d'une valve, laquelle est isolée au niveau de tension approprié au dessus du potentiel de la terre~~
composants de structure d'une valve, exigés afin de soutenir physiquement les modules de valve

6.12

~~(unité) (électronique d') interface de valve~~

~~unité électronique qui constitue une interface entre les équipements de commande, au potentiel de la terre, et l'électronique de valves ou les éléments de valves~~

NOTE 1 — Les unités électroniques d'interface de valve(s), si elles sont utilisées, sont situées typiquement au potentiel de la terre près de la (des) valve(s).

NOTE 2 — Le terme «électronique de base de valve» a également été utilisé pour cette unité.

électronique de base de la valve

VBE

unité électronique, au potentiel de terre, qui assure la conversion électrique-optique entre le système de commande du convertisseur et les valves

Note 1 à l'article: L'abréviation «VBE» est dérivée du terme anglais développé correspondant «valve base electronics».

6.13

électronique de valve

circuits électroniques au(x) potentiel(s) de la (des) valve(s) qui remplissent des fonctions de commande et de protection d'un ou de plusieurs niveaux de valve

6.14

parafoudre de valve

parafoudre raccordé aux bornes de la valve (voir figure 3)

6.15

parafoudre d'une unité de conversion

parafoudre raccordé aux bornes à courant continu d'une unité de conversion (voir figure 3)

6.16

parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion

parafoudre raccordé entre la borne à haute tension à courant continu d'une unité de conversion et la terre du poste (voir figures 3 et 7)

6.17

parafoudre de barre à courant continu du milieu

parafoudre raccordé entre le milieu des deux ponts hexaphasés d'une unité de conversion dodécaphasée et la terre du poste (voir figure 7)

NOTE — Dans certaines conceptions de poste CCHT, deux unités de conversion dodécaphasées sont raccordées en séries. Dans un tel cas, le parafoudre de barre de courant continu du milieu à l'unité de conversion dodécaphasée supérieure n'est pas raccordé à la terre de poste, mais à la borne à haute tension de courant continu de l'unité de conversion dodécaphasée inférieure.

6.18

inductance de valve ~~(d'anode) (de cathode)~~

inductance(s) connectée(s) en série avec ~~la valve, habituellement utilisée en technologie des valves à arc au mercure~~ les thyristors dans une valve ayant pour objet de limiter la vitesse d'augmentation du courant à la mise sous tension et la tension dans l'état bloqué

Note 1 à l'article: Les inductances de valve peuvent être extérieures à l'ensemble de la valve ou distribuées à l'intérieur de la valve.

6.19

transformateur de convertisseur

transformateur à travers lequel la puissance est transmise d'un réseau à courant alternatif à un ou à plusieurs ponts de conversion ou vice versa (voir figure 3)

6.19.1

enroulements côté réseau

enroulements du transformateur de convertisseur connectés au réseau à courant alternatif

6.19.2

enroulements côté valve

enroulements du transformateur de convertisseur connectés aux bornes à courant alternatif d'un ou de plusieurs ponts de conversion

6.20

interrupteur de shuntage

dispositif mécanique interrupteur de puissance raccordé aux bornes à courant continu d'un ou de plusieurs ponts de conversion pour shunter le ou les ponts pendant la phase de mise hors service du ou des ponts et pour commuter le courant sur le bras de shuntage ou sur une paire de shuntage pendant la phase de mise en service du ou des ponts (voir figure 3)

NOTE – Un interrupteur de shuntage peut également être utilisé pour un shuntage prolongé du ou des ponts.

6.21

module de valve

partie d'une valve comprenant un assemblage mécanique de thyristors, avec leurs auxiliaires proches et inductance(s) de valve

6.22

niveaux redondants

nombre maximal de niveaux de thyristors connectés en série dans une valve, qui peut supporter un court-circuit externe ou interne en service sans que le fonctionnement sécurisé de la valve n'en soit altéré, comme il est démontré par les essais de type, et qui, en cas de dépassement, entraîne l'arrêt de la valve pour permettre le remplacement des niveaux défectueux ou l'acceptation d'un risque accru de dysfonctionnements

6.23

borne d'anode de valve

borne de valve sur laquelle le courant direct entre dans la valve

6.24

borne de cathode de valve

borne de valve sur laquelle le courant direct sort de la valve

7 Conditions de fonctionnement du convertisseur

7.1

fonctionnement en redresseur; redressement

mode de fonctionnement d'un convertisseur ou d'un poste CCHT quand la puissance est transmise du côté courant alternatif vers le côté courant continu

7.2

fonctionnement en onduleur; renvoi au réseau

mode de fonctionnement d'un convertisseur ou d'un poste CCHT quand la puissance est transmise du côté courant continu vers le côté courant alternatif

7.3

sens direct; sens de conduction (d'une valve)

~~sens de circulation du courant dans une valve, lorsque le courant circule de l'anode vers la cathode~~

sens dans lequel une valve est capable de conduire le courant de charge

7.4

sens inverse; sens de non conduction (d'une valve)

~~sens de circulation du courant dans une valve, lorsque le courant circule de la cathode vers l'anode~~

l'inverse du sens de conduction

7.5

courant direct

courant qui circule dans une valve dans le sens direct

7.6

courant inverse

courant qui circule dans une valve dans le sens inverse

7.7

tension directe

tension appliquée entre la borne d'anode et la borne de cathode d'une valve ou d'un bras quand la borne d'anode est positive par rapport à la borne de cathode

7.8

tension inverse

tension appliquée entre la borne d'anode et la borne de cathode d'une valve ou d'un bras quand la borne d'anode est négative par rapport à la borne de cathode

7.9

état conducteur; état passant

situation d'une valve quand la valve présente une résistance faible (la tension de la valve dans cette condition est indiquée à la figure 6)

7.10

chute de tension de valve

tension à travers les bornes d'une valve pendant l'état conducteur

7.11

état non conducteur; état bloqué

situation d'une valve quand ~~la valve présente une résistance élevée (voir figure 6)~~ tous les thyristors sont hors tension

7.11.1

état bloqué direct

état non conducteur d'une valve commandable quand la tension directe est appliquée à ses bornes principales (voir figure 6)

7.11.2

état bloqué inverse

état non conducteur d'une valve quand la tension inverse est appliquée à ses bornes principales (voir figure 6)

7.12

allumage

établissement du courant dans le sens direct dans une valve.

~~NOTE — L'action de la commande pour établir du courant dans un thyristor individuel est désignée par le terme amorçage ou le terme déclenchement.~~

7.13

impulsion de commande (de valve)

impulsion qui, pendant toute sa durée, autorise l'allumage de la valve

7.14

impulsion d'allumage (de valve)

impulsion qui déclenche l'allumage de la valve, normalement dérivée de l'impulsion de commande de valve

7.15

blocage d'un convertisseur

opération évitant la poursuite de la conversion par un convertisseur en inhibant les impulsions de commande des valves

NOTE – Cette opération peut aussi comprendre l'allumage de la ou des valves choisies pour former un chemin de shuntage.

7.16

déblocage d'un convertisseur

opération permettant le commencement de la conversion dans un convertisseur ~~par élimination de l'action de blocage~~

7.17

blocage d'une valve

opération évitant un allumage ultérieur d'une valve commandable ~~en inhibant les impulsions de commande de valve~~

7.18

déblocage d'une valve

opération permettant l'allumage d'une valve commandable ~~par annulation de l'ordre de blocage~~

7.19

réglage de phase

action consistant à faire varier l'instant du cycle auquel commence la conduction du courant direct dans une valve commandable

7.20

angle de retard (de l'ordre d'amorçage) α

angle de retard (de l'ordre d'allumage) α

temps, exprimé en unités d'angle électrique, entre le passage à zéro de la tension de commutation sinusoïdale idéalisée et l'instant du début de conduction du courant direct (voir figure 4)

7.21

angle d'avance (de l'ordre d'amorçage) β

angle d'avance (de l'ordre d'allumage) β

temps, exprimé en unités d'angle électrique, entre l'instant du début de conduction du courant continu et le passage à zéro de la tension de commutation sinusoïdale idéalisée

L'angle d'avance β est lié à l'angle de retard α par $\beta = \pi - \alpha$ (voir figure 4).

7.22

angle d'empiètement μ

durée de la commutation entre deux bras de convertisseur, exprimée en mesure d'angle électrique (voir figures 4 et 5)

7.23

angle d'extinction γ

temps, exprimé en unités d'angle électrique, entre la fin de conduction du courant et le passage par zéro de la tension de commutation sinusoïdale idéalisée. γ dépend de l'angle d'avance β et de l'angle d'empiétement μ et est déterminé par la relation $\gamma = \beta - \mu$ (voir figures 4 et 5)

7.24

intervalle de retenue

temps séparant l'instant auquel s'annule le courant direct dans une valve commandable et l'instant auquel cette même valve est soumise à une tension directe (voir figure 5)

NOTE – L'intervalle de retenue, lorsqu'il est exprimé en termes d'angle électrique, est souvent désigné sous l'appellation d'angle d'extinction. Cependant, il convient que la distinction entre le concept d'angle d'extinction et celui d'intervalle de retenue soit notée, comme indiqué à la figure 5.

7.24.1

intervalle critique de retenue

intervalle de retenue minimal pour lequel le fonctionnement en onduleur peut être maintenu

7.25

intervalle de conduction

partie d'un cycle pendant laquelle une valve est à l'état conducteur (voir figure 6)

7.26

intervalle de blocage; intervalle de repos

partie d'un cycle pendant laquelle une valve est à l'état non conducteur (voir figure 6)

7.27

intervalle de blocage direct

partie de l'intervalle de blocage pendant lequel une valve contrôlable est à l'état bloqué et soumise à une tension directe (voir figure 6)

7.28

intervalle de blocage inverse

partie de l'intervalle de blocage pendant lequel une valve est à l'état bloqué et soumise à une tension inverse (voir figure 6)

7.29

allumage intempestif

raté d'allumage

allumage d'une valve à un instant ~~incorrect~~ imprévu

7.30

défaut d'allumage

impossibilité d'obtenir l'allumage d'une valve pendant toute la durée de l'intervalle de tension directe

7.31

raté de commutation

impossibilité de commuter le courant direct d'un bras en période de conduction au bras suivant d'un convertisseur

7.32

rapport de court-circuit (RCC)

rapport entre la puissance de court-circuit du réseau en courant alternatif (en MVA) à la tension nominale au point de raccordement du jeu de barres alternatif du poste CCHT, et la puissance nominale en courant continu du poste CCHT (en MW)

NOTE – Cette définition du RCC est différente de la définition donnée dans l'IEC 60146-1-1.

7.33

rapport de court-circuit efficace (RCCE)

rapport entre la puissance de court-circuit du réseau en courant alternatif (en MVA) à la tension nominale au point de raccordement du jeu de barres alternatif du poste CCHT, réduite de la puissance réactive de bancs de condensateurs et de filtres shunts connectés à cette barre (en Mvar), et la puissance nominale en courant continu du poste CCHT (en MW)

7.34

amorçage; déclenchement

action de commande en vue de l'allumage d'une valve ou d'un thyristor individuel

7.35

état de fonctionnement

condition dans laquelle le poste CCHT est sous tension et où les convertisseurs fonctionnent avec une puissance de sortie active ou réactive non nulle au point de couplage commun (PCC) au réseau en courant alternatif

7.36

état bloqué

condition dans laquelle toutes les valves de l'unité de conversion sont bloquées

7.37

tension de valve

différence de tension entre la borne d'anode de la valve et sa borne de cathode

8 Systèmes et postes CCHT

8.1

système CCHT

système électrique de puissance destiné au transfert de puissance sous forme de courant continu à haute tension entre deux ou plus de deux jeux de barres à courant alternatif

8.2

système de transport CCHT

système CCHT utilisé pour transférer la puissance électrique entre deux ou plus de deux localisations géographiques différentes

8.2.1

système de transport CCHT à deux extrémités

système de transport CCHT comprenant deux postes de transport CCHT et la ou les lignes de transport à courant continu d'interconnexion (voir figure 8)

8.2.2

système de transport CCHT multiterminal (CCMT)

système de transport CCHT comprenant plus de deux postes CCHT séparés et les lignes de transport CCHT d'interconnexion (voir figures 9 et 10)

8.2.3

système CCHT dos-à-dos

système CCHT qui transporte de l'énergie entre des jeux de barres à courant alternatif, situés en un même lieu.

8.3

système CCHT unidirectionnel

système CCHT prévu pour transporter l'énergie dans une seule direction

Note 1 à l'article: La plupart des systèmes CCHT sont de nature bidirectionnelle. Certains systèmes peuvent toutefois être optimisés pour transmettre l'énergie dans une direction préférentielle unique. Ces systèmes peuvent toujours être considérés comme «bidirectionnels».

8.4

système CCHT ~~réversible~~ bidirectionnel

système CCHT prévu pour transporter l'énergie dans les deux directions

Note 1 à l'article: Un système CCHT multiterminal est ~~réversible~~ bidirectionnel si un ou plusieurs postes sont ~~réversibles~~ bidirectionnels.

8.5

pôle (de système) (CCHT)

partie d'un système CCHT comprenant tout l'équipement des postes CCHT et les lignes de transport d'interconnexion, le cas échéant, qui présentent une même polarité de tension par rapport à la terre, pendant un fonctionnement normal (voir figure 8)

8.6

bipôle (de système) (CCHT)

partie d'un système CCHT consistant en deux pôles de système CCHT ~~qui peuvent être~~ actionnés ~~indépendamment~~, qui en fonctionnement normal, présentent des polarités de tension continue opposées par rapport à la terre

8.7

système (CCHT) bipolaire

système CCHT ayant deux pôles de polarités opposées par rapport à la terre (voir figure 8)

NOTE – Les lignes aériennes des deux pôles, si elles existent, peuvent être suspendues aux mêmes pylônes, ou à des pylônes différents.

8.7.1

~~système (CCHT) bipolaire avec retour par la terre~~

~~système bipolaire dans lequel le chemin du retour du courant entre les neutres du système CCHT est la terre~~

8.7.2

~~système (CCHT) bipolaire avec retour métallique~~

~~système bipolaire dans lequel le chemin du retour du courant entre les neutres du système CCHT est un circuit métallique~~

8.8

système (CCHT) monopolaire (asymétrique)

système CCHT ayant un seul pôle

8.8.1

~~système (CCHT) monopolaire avec retour par la terre~~

~~système monopolaire dans lequel le chemin du retour du courant entre les neutres des postes du système CCHT est la terre~~

8.8.2

~~système (CCHT) monopolaire avec retour métallique~~

~~système monopolaire dans lequel le chemin du retour du courant entre les neutres des postes CCHT est un circuit métallique~~

8.9

poste CCHT

poste de conversion CCHT

partie d'un système CCHT comprenant une ou plusieurs unités de conversion avec les bâtiments, les réactances, les filtres, les équipements de fourniture de puissance réactive, les équipements de commande, de surveillance, de protection, de mesure et auxiliaires installés dans un même lieu (voir figure 7)

NOTE – Lorsqu'un poste CCHT constitue une partie d'un système de transport CCHT, il peut être dénommé «poste de transport CCHT».

8.9.1

poste (CCHT) de soutirage

poste CCHT, utilisé principalement pour un fonctionnement en onduleur, dont la puissance nominale est une fraction de celle(s) du ou des redresseurs dans le système

8.10

bipôle de poste (CCHT)

partie d'un système CCHT bipolaire à l'intérieur d'un poste

8.11

pôle de poste (CCHT)

partie d'un pôle de système CCHT à l'intérieur d'un poste (voir figure 8)

8.12

ligne de transport CCHT

partie d'un système de transport CCHT consistant en des lignes aériennes et ou des câbles. Les lignes de transport CCHT se terminent dans des postes CCHT (voir figure 8).

8.13

pôle de ligne de transport CCHT

partie d'une ligne de transport CCHT appartenant au même pôle de système CCHT

8.14

électrode de terre

ensemble d'éléments conducteurs placés dans la terre, ou dans la mer, qui procure un chemin de faible résistance entre un point du circuit à courant continu et la terre, et qui est capable de laisser passer un courant permanent de façon prolongée (voir figure 7)

NOTE 1 – Une électrode de terre peut être située à une certaine distance du poste CCHT.

NOTE 2 – Lorsque l'électrode est placée dans la mer, elle peut être dénommée «électrode de mer».

8.15

ligne de terre

ligne isolée entre la barre de neutre du poste CCHT et l'électrode de terre (voir figure 7)

8.16

monopole symétrique

partie d'un système CCHT comprenant tout l'équipement des postes CCHT et les lignes de transport d'interconnexion, le cas échéant, présentant en fonctionnement normal des polarités de tension continue égales et opposées par rapport à la terre, mais sans montage en série des convertisseurs dans chaque poste de conversion

Note 1 à l'article: Le terme «monopole symétrique» est utilisé même en présence de deux polarités avec des tensions en courant continu, un seul convertisseur ne pouvant fournir la redondance normalement induite par le terme «bipôle».

8.17

système bipolaire rigide à courant continu

système CCHT bipolaire sans connexion de neutre entre les deux postes de conversion

Note 1 à l'article: Puisqu'il n'existe que deux conducteurs (pôles), aucun courant asymétrique entre les deux pôles n'est possible. Dans le cas d'une interruption du transfert d'énergie d'un pôle de convertisseur, il est également nécessaire d'interrompre le courant de l'autre pôle (au moins pendant une durée limitée pour permettre une reconfiguration du circuit en courant continu).

8.18

système (CCHT) monopolaire symétrique

système CCHT avec un seul monopole symétrique

7.23

angle d'extinction γ

temps, exprimé en unités d'angle électrique, entre la fin de conduction du courant et le passage par zéro de la tension de commutation sinusoïdale idéalisée. γ dépend de l'angle d'avance β et de l'angle d'empiétement μ et est déterminé par la relation $\gamma = \beta - \mu$ (voir figures 4 et 5)

7.24

intervalle de retenue

temps séparant l'instant auquel s'annule le courant direct dans une valve commandable et l'instant auquel cette même valve est soumise à une tension directe (voir figure 5)

NOTE – L'intervalle de retenue, lorsqu'il est exprimé en termes d'angle électrique, est souvent désigné sous l'appellation d'angle d'extinction. Cependant, il convient que la distinction entre le concept d'angle d'extinction et celui d'intervalle de retenue soit notée, comme indiqué à la figure 5.

7.24.1

intervalle critique de retenue

intervalle de retenue minimal pour lequel le fonctionnement en onduleur peut être maintenu

7.25

intervalle de conduction

partie d'un cycle pendant laquelle une valve est à l'état conducteur (voir figure 6)

7.26

intervalle de blocage; intervalle de repos

partie d'un cycle pendant laquelle une valve est à l'état non conducteur (voir figure 6)

7.27

intervalle de blocage direct

partie de l'intervalle de blocage pendant lequel une valve contrôlable est à l'état bloqué et soumise à une tension directe (voir figure 6)

7.28

intervalle de blocage inverse

partie de l'intervalle de blocage pendant lequel une valve est à l'état bloqué et soumise à une tension inverse (voir figure 6)

7.29

allumage intempestif

raté d'allumage

allumage d'une valve à un instant ~~incorrect~~ imprévu

7.30

défaut d'allumage

impossibilité d'obtenir l'allumage d'une valve pendant toute la durée de l'intervalle de tension directe

7.31

raté de commutation

impossibilité de commuter le courant direct d'un bras en période de conduction au bras suivant d'un convertisseur

7.32

rapport de court-circuit (RCC)

rapport entre la puissance de court-circuit du réseau en courant alternatif (en MVA) à la tension nominale au point de raccordement du jeu de barres alternatif du poste CCHT, et la puissance nominale en courant continu du poste CCHT (en MW)

NOTE – Cette définition du RCC est différente de la définition donnée dans l'IEC 60146-1-1.

9.2

inductance (de lissage) (côté courant continu)

inductance connectée en série avec une ou plusieurs unités de conversion du côté courant continu dont le but principal est de lisser le courant continu et de réduire les transitoires de courant (voir figure 7)

9.3

parafoudre d'inductance de lissage

parafoudre raccordé entre les bornes d'une inductance de lissage (voir figure 7)

9.4

filtre d'harmoniques (côté courant) continu

filtre dont la fonction principale est de diminuer les harmoniques (de courant ou de tension) sur la ligne de transport CCHT et/ou la ligne de terre, en association avec la ou les inductances de lissage et le ou les condensateurs d'étouffement côté courant continu, s'ils existent (voir figure 7)

9.5

circuit d'amortissement côté courant continu

combinaison d'éléments de circuit qui servent à réduire l'amplitude des tensions transitoires et/ou à modifier les conditions de résonance sur la ligne à courant continu (voir figure 7)

9.6

condensateur d'étouffement côté courant continu

ensemble de condensateurs raccordé entre la ligne à courant continu et la terre du poste (directement ou indirectement) dont la fonction principale est de réduire l'amplitude et le gradient des surtensions de foudre appliquées à l'équipement de la station (voir figure 7)

9.7

parafoudre de barre à courant continu

parafoudre raccordé entre la barre à courant continu (située entre l'inductance de lissage et le sectionneur de ligne à courant continu) et la terre du poste (voir figure 7)

9.8

parafoudre de ligne à courant continu

parafoudre raccordé entre une ligne CCHT (à un poste CCHT) et la terre du poste (voir figure 7)

9.9

terre du poste CCHT

ensemble d'éléments conducteurs qui procure un chemin de faible impédance entre les masses des équipements du poste CCHT et la terre, et qui est capable de laisser passer des courants d'une durée momentanée importants (voir figure 7)

9.10

condensateur de neutre (côté courant continu)

ensemble de condensateurs raccordé entre la barre de neutre côté courant continu et la terre du poste (voir figure 7)

9.11

parafoudre de neutre (côté courant continu)

parafoudre raccordé entre la barre de neutre côté courant continu et la terre du poste (voir figure 7)

9.12

disjoncteur de transfert du retour métallique (DTRM)

appareil de coupure utilisé pour transférer le courant continu d'un chemin de retour par la terre vers un chemin de retour métallique (voir figure 7)

9.13

disjoncteur de transfert du retour par la terre (DTRT)

commutateur de transfert du retour par la terre (CTRT)

appareil de coupure utilisé pour transférer le courant continu d'un chemin de retour métallique vers un chemin de retour par la terre (voir figure 7)

NOTE – Dans certaines applications, cette fonction est remplie par un interrupteur de shuntage (voir figure 3).

9.14

filtre HF (haute fréquence) (côté courant) alternatif

filtre côté courant alternatif d'un convertisseur, conçu pour empêcher les harmoniques à haute fréquence (HF) générés par le convertisseur de pénétrer dans le système en courant alternatif

9.15

filtre HF (haute fréquence) (côté courant) continu

filtre côté courant continu d'un convertisseur, conçu pour empêcher les harmoniques à haute fréquence (HF) générés par le convertisseur de pénétrer dans le système en courant continu

NOTE Les filtres haute fréquence côté courant continu peuvent être situés sur les bornes haute tension ou basse tension (neutre) du convertisseur.

9.16

commutateur de bus neutre (NBS)

appareil de coupure utilisé pour transférer le courant continu d'un défaut sur le bus neutre dans le chemin de retour métallique ou de retour par la terre

Note 1 à l'article: L'abréviation «NBS» est dérivée du terme anglais développé correspondant «neutral bus switch».

9.17

commutateur de mise à la terre de bus neutre (NBGS)

appareil de coupure utilisé pour transférer le courant continu d'un défaut sur le bus neutre ou le conducteur neutre dans la terre du poste

Note 1 à l'article: L'abréviation «NBGS» est dérivée du terme anglais développé correspondant «neutral bus grounding switch».

10 Modes de réglage

10.1

mode de réglage

façon de commander une unité de conversion, un pôle ou un poste CCHT afin de maintenir une ou plusieurs ~~quantités~~ **grandeurs** électriques aux valeurs désirées.

Note 1 à l'article: Ces valeurs désirées peuvent changer avec le temps ou en fonction de quantités mesurées et de priorités définies.

10.2

mode de réglage de la tension continue

~~réglage des tensions côté courant alternatif ou côté courant continu dans un système CCHT de la tension continue d'un poste CCHT~~

10.3

mode de réglage du courant

réglage du courant continu dans un système CCHT

10.4

mode de réglage de la puissance active

~~réglage de la puissance dans un système CCHT~~ **active** échangée entre un poste CCHT et le **réseau à courant alternatif raccordé**

10.5

mode de réglage de la puissance réactive

réglage de la puissance réactive échangée entre une unité de conversion, ou un poste CCHT et le réseau à courant alternatif raccordé

10.6

mode de réglage de la fréquence

réglage de la fréquence ~~d'un ou de plusieurs du réseaux~~ à courant alternatif raccordés en faisant varier la puissance ~~transmise~~ active échangée entre le poste CCHT et le réseau à courant alternatif raccordé

10.7

mode de réglage de l'amortissement

mode de réglage supplémentaire pour l'amortissement des oscillations ~~électromécaniques, tels que l'instabilité de réseau ou les oscillations sous-synchrones (OSS)~~ de puissance dans un ou plusieurs réseaux à courant alternatif raccordés

10.8

mode de réglage de la tension alternative

réglage de la tension alternative du réseau à courant alternatif raccordé à un poste CCHT

10.9

mode de fonctionnement en réseau isolé

mode de réglage dans lequel le poste CCHT est raccordé à un réseau à courant alternatif isolé

10.10

mode de réglage de l'amortissement d'ITSS

mode de réglage supplémentaire permettant l'amortissement des fréquences critiques d'un générateur (électrique) proche

11 Systèmes de commande

11.1

système de commande (CCHT)

fonction ou équipement utilisé pour commander, surveiller ou protéger les équipements principaux d'une installation, tels que disjoncteurs, valves, transformateurs de convertisseurs et leurs changeurs de prises, faisant partie d'un système CCHT

NOTE – Un exemple illustrant la hiérarchie d'un système de commande CCHT typique est présenté à la figure 12.

11.2

commande d'un système CCHT

système de commande gouvernant le fonctionnement d'un système complet de CCHT comprenant plus d'un poste CCHT; il réalise aussi les fonctions de commande, de surveillance et de protection, qui demandent des informations de plus d'un poste (voir figure 12)

11.2.1

commande multiterminale

commande d'un système CCHT comportant plus de deux postes CCHT

11.3

commande d'ensemble (CCHT)

concept général pour la coordination de la commande d'un système CCHT

NOTE – La commande d'ensemble peut être mise en oeuvre au niveau du bipôle et/ou du pôle.

11.4

commande de bipôle de système CCHT

système de commande d'un bipôle (voir figure 12)

11.5

commande de pôle de système CCHT

le système de commande d'un pôle (voir figure 12)

NOTE – Lorsque le système CCHT n'a pas de bipôle(s) mais un ou plusieurs pôles, la commande de pôle échange des données avec la commande d'ensemble du système CCHT.

11.6

commande de poste CCHT

système de commande utilisé pour la commande, la surveillance et la protection dans un poste CCHT

NOTE – La commande de poste CCHT, aussi désignée sous le nom de commande locale, peut être mise en œuvre au niveau du bipôle et/ou du pôle.

11.6.1

commande de bipôle de poste (CCHT)

système de commande d'un bipôle de poste CCHT (voir figure 12)

11.6.2

commande de pôle de poste (CCHT)

système de commande d'un pôle de poste CCHT (voir figure 12)

11.7

commande d'une unité de conversion

système de commande utilisé pour la commande, la surveillance et la protection d'une seule unité de conversion (voir figure 12)

11.7.1

commande des séquences de fonctionnement d'une unité de conversion

partie de la commande de l'unité de conversion qui coordonne le fonctionnement de la commande d'allumage, de celle des changeurs de prises, de la surveillance et de la protection d'une unité de conversion et qui commande la séquence des actions lors de n'importe quel changement des conditions de fonctionnement de cette unité de conversion

11.7.2

commande d'allumage d'une unité de conversion

partie de la commande de l'unité de conversion qui détermine les moments auxquels des impulsions de commande de valves doivent être fournies

11.7.3

commande des changeurs de prises d'une unité de conversion

partie de la commande de l'unité de conversion qui commande les changeurs de prises du transformateur de convertisseur

11.7.4

surveillance d'une unité de conversion

partie de la commande de l'unité de conversion qui enregistre les quantités électriques, mécaniques et thermiques

11.7.5

protection d'une unité de conversion

partie de la commande de l'unité de conversion, qui provoque des actions de protection des composants de cette unité de conversion contre les avaries dues à des conditions électriques, mécaniques ou thermiques anormales

11.8

unité de commande de valve

VCU

~~système de commande pour l'allumage, la surveillance et la protection d'une valve~~

unité électronique, au potentiel de terre, qui assure les fonctions de commande et de protection des valves individuelles

Note 1 à l'article: Les fonctions VBE et VCU peuvent être combinées dans une seule unité.

Note 2 à l'article: L'abréviation «VCU» est dérivée du terme anglais développé correspondant «valve control unit».

11.8.1

(commande d') allumage de valve

partie de la commande de valve qui déclenche l'allumage de la valve

11.8.2

surveillance de (la commande de la) valve

partie de la commande d'une valve qui surveille l'état de la valve

11.8.3

protection de (la commande de la) valve

partie de la commande de valve qui protège la valve en provoquant ou en interdisant l'allumage de la valve

11.9

commande de système intégrée en courant alternatif/courant continu

système de commande qui régit le fonctionnement intégré des systèmes à courant alternatif et CCHT d'un système de puissance

Note 1 à l'article: Ce système de commande relève de la responsabilité de l'opérateur du système.

12 Fonctions de commande

12.1

réglage avec angles de retard égaux; réglage à déphasage individuel

façon de commander séparément des impulsions de commande des valves par laquelle ces impulsions, pour chaque valve, sont déterminées à partir des passages par zéro de la tension de commutation

12.2

réglage avec allumage équidistant

façon de commander des impulsions de commande des valves par laquelle, en régime établi, le délai entre une impulsion de commande de valve et l'impulsion précédente est identique pour toutes les valves, indépendamment de la distorsion ou du déséquilibre des tensions de commutation

12.3

réglage d'angle α

réglage de l'angle de retard entre un minimum et un maximum, définis lors de la conception, pour mettre en oeuvre un mode de réglage

12.4

réglage d'angle α minimum

réglage de l'angle de retard pour l'empêcher de descendre en dessous d'une valeur minimale prescrite

12.5

réglage d'angle γ

réglage de l'angle d'extinction entre un minimum et un maximum, définis lors de la conception, pour mettre en oeuvre un mode de réglage à un onduleur

12.6

réglage d'angle γ minimal

réglage de l'angle d'extinction pour l'empêcher de descendre en dessous d'une valeur minimale prescrite

12.7

consigne de réglage

valeur de référence d'une quantité désirée réglée, dans un mode de réglage

12.7.1

consigne (de réglage) du courant (continu)

valeur de référence du courant au régulateur du courant continu (voir figure 11)

12.7.2

consigne (de réglage) de la tension (continue)

valeur de référence de la tension à un régulateur de tension (voir figure 11)

12.8

marge de courant

dans un pôle de CCHT à deux extrémités, différence entre les consignes de courant du redresseur et de l'onduleur (voir figure 11)

NOTE – Le redresseur a toujours une consigne de courant supérieure à celle de l'onduleur dans un système de transport CCHT à deux extrémités.

12.9

limitation de la consigne de courant dépendant de la tension (LCCDT)

limitation de la consigne du courant en fonction de la tension continue

12.10

équilibre des (courants de) pôles

action de commande qui équilibre les courants dans les deux pôles d'un système bipolaire, afin de limiter l'amplitude du courant différentiel qui circule entre les neutres du système CCHT

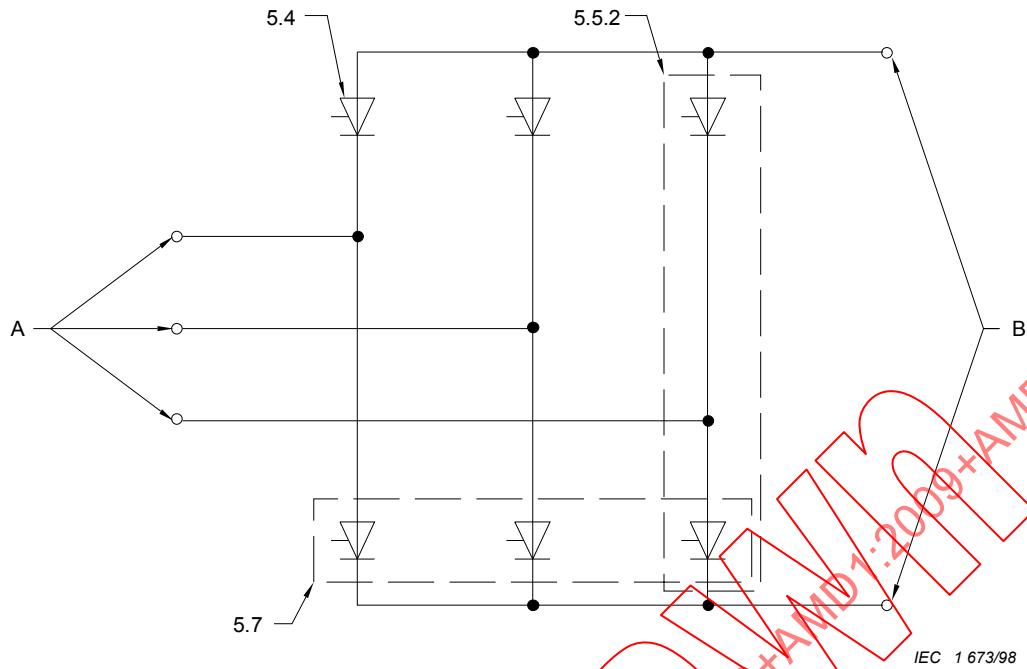
N°	Symbole	Description
1		Valve ou bras non contrôlable
2		Valve ou bras contrôlable
3		Pont non contrôlable
4		Pont contrôlable

IEC 1 672/98

NOTE 1 – Les symboles 2 et 4 sont utilisés pour représenter de façon générale une valve, un bras ou un pont, qu'ils soient contrôlables ou non.

NOTE 2 – Les symboles ci-dessus sont indépendants du type de dispositif utilisé pour former la valve, le bras ou le pont.

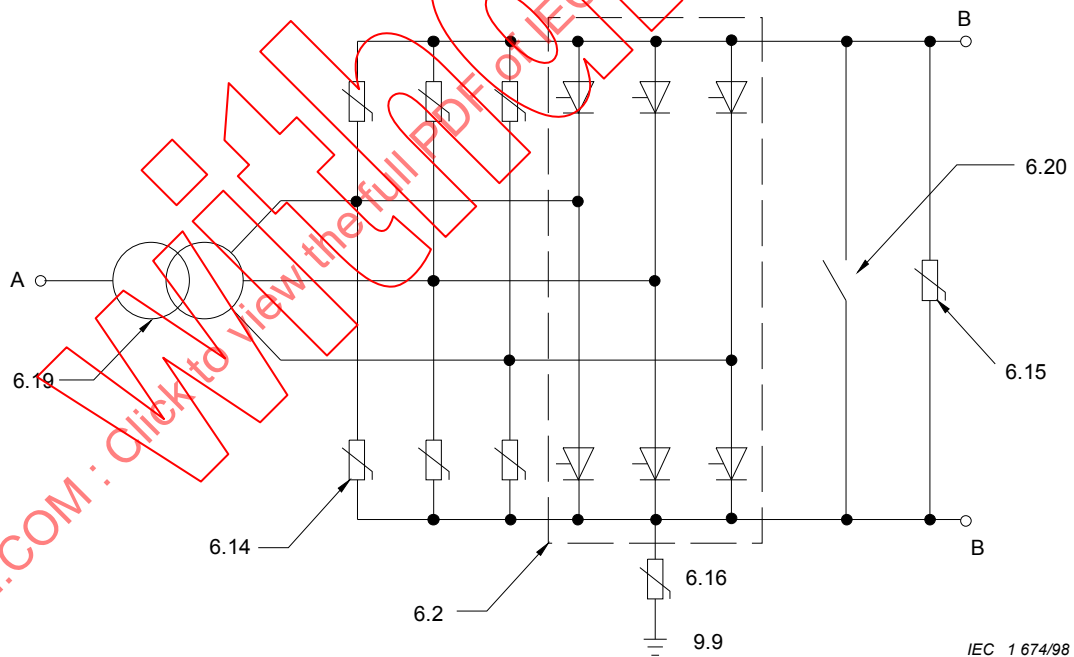
Figure 1 – Symboles graphiques



Légende

- | | | | |
|-----|--------------------------------|-------|-------------------|
| A | Bornes de courant alternatif | 5.5.2 | Paire de shuntage |
| B | Bornes de courant continu | 5.7 | Groupe commutant |
| 5.4 | Bras de convertisseur ou valve | | |

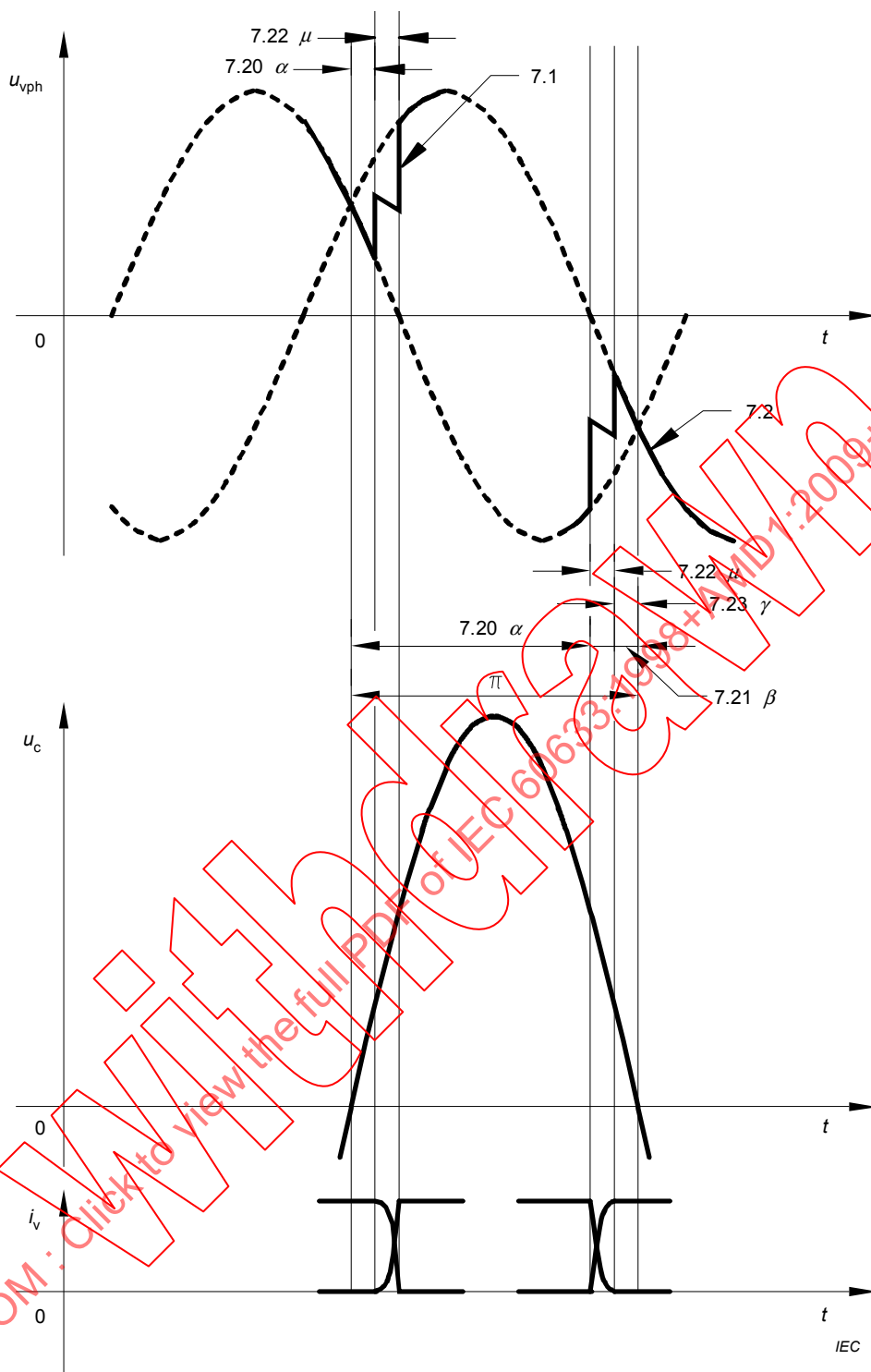
Figure 2 – Schéma convertisseur en pont



Légende

- | | | | |
|------|--------------------------------------|------|---|
| A | Bornes de courant alternatif | 6.16 | Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion |
| B | Bornes de courant continu | 6.19 | Transformateur de convertisseur |
| 6.2 | Pont | 6.20 | Interrupteur de shuntage |
| 6.14 | Parafoudre de valve | 9.9 | Terre du poste |
| 6.15 | Parafoudre d'une unité de conversion | | |

Figure 3 – Exemple d'une unité de conversion



Légende

u_{vph}	Tension de phase	7.2	Fonctionnement en onduleur
u_c	Tension de commutation	7.20	Angle de retard α
i_v	Courants dans les valves	7.21	Angle d'avance β
t	Temps	7.22	Angle d'empiètement μ
7.1	Fonctionnement en redresseur	7.22	Angle d'extinction γ

Figure 4 – Commutation pendant le fonctionnement en redresseur et en onduleur

Figure 5a - Valve fictive

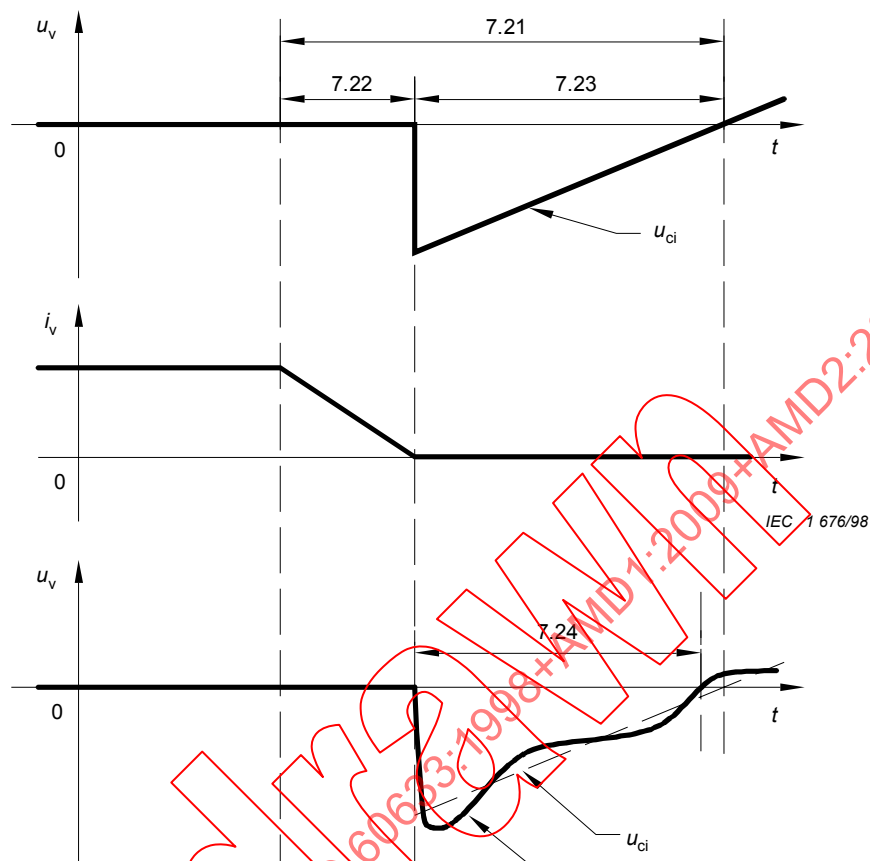
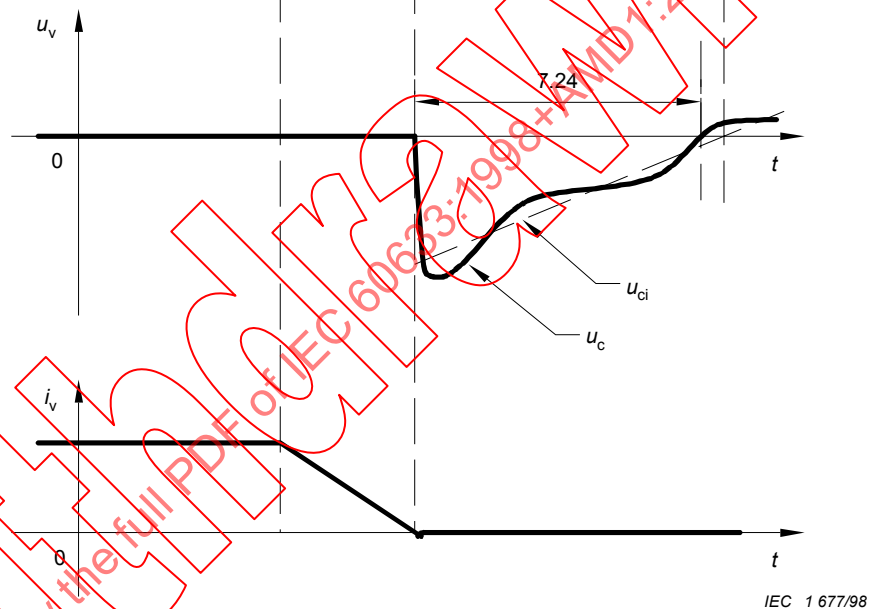


Figure 5b - Valve réelle



Légende

u_v Tension de la valve qui s'éteint
 i_v Courant dans la valve qui s'éteint
 u_{ci} Tension de commutation fictive
 u_c Tension de commutation réelle
 t Temps

7.21 Angle d'avance β
7.22 Angle d'empiètement μ
7.23 Angle d'extinction γ
7.24 Intervalle de retenue

Figure 5 – Illustrations de la commutation pendant le fonctionnement en onduleur

Figure 6a - Fonctionnement en redresseur

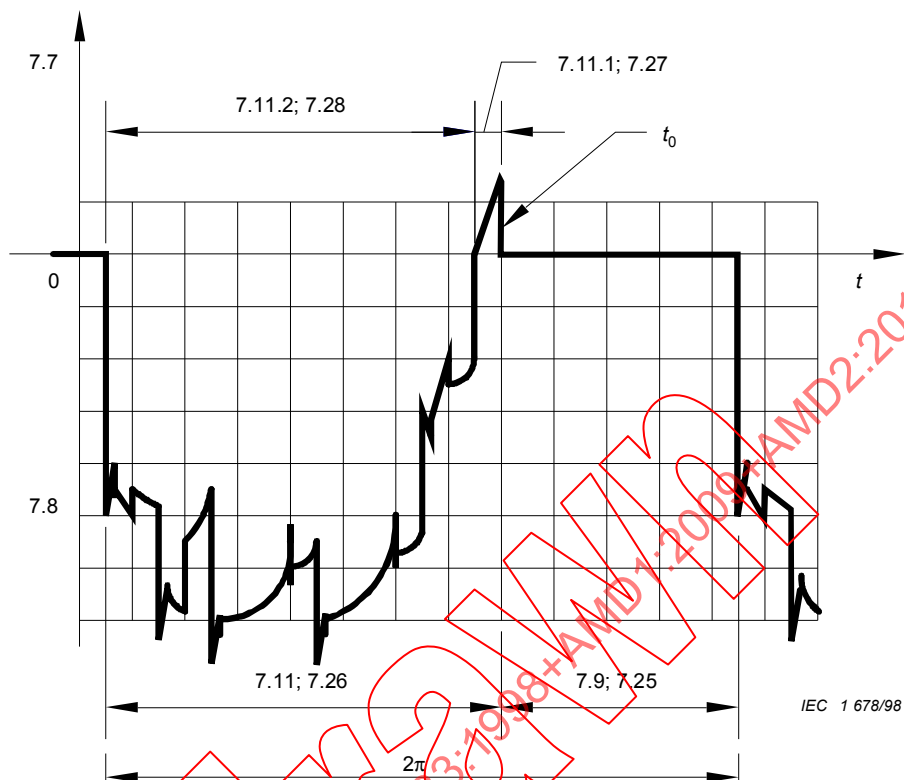


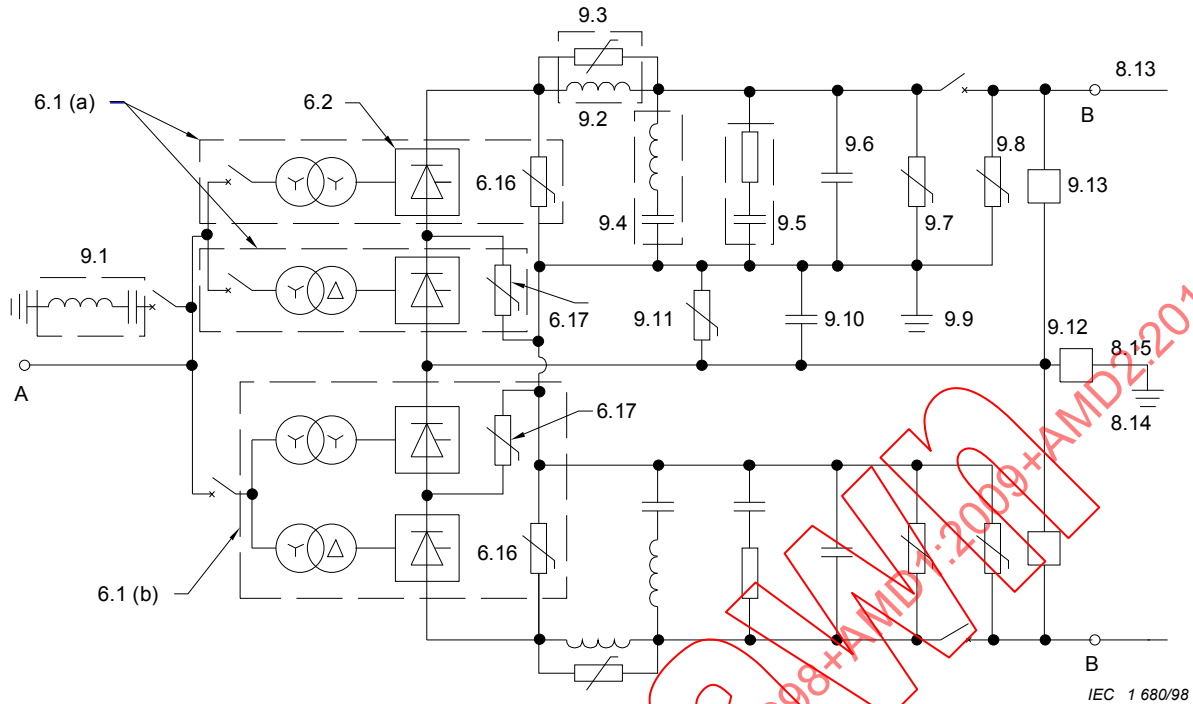
Figure 6b - Fonctionnement en onduleur



Légende

t	Temps	7.11	Etat non conducteur
t_0	Instant d'allumage	7.11.1	Etat bloqué direct
		7.11.2	Etat bloqué inverse
7.7	Tension directe	7.25	Intervalle de conduction
7.8	Tension inverse	7.26	Intervalle de blocage
7.9	Etat conducteur	7.27	Intervalle de blocage direct
		7.28	Intervalle de blocage inverse

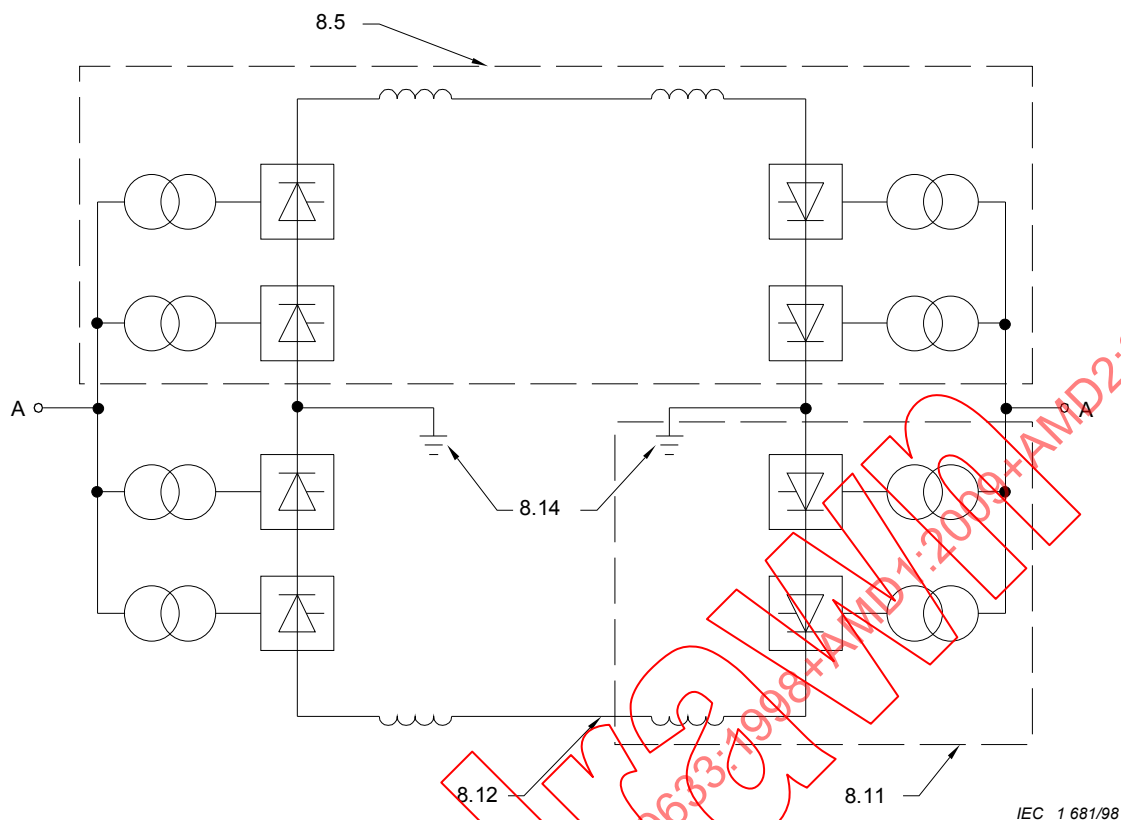
Figure 6 – Courbes caractéristiques de tension aux bornes d'une valve



Légende

A	Réseau à courant alternatif	9.3	Parafoudre d'inductance de lissage
B	Borne de courant continu	9.4	Filtre côté courant continu
6.1 (a)	Unité de conversion ($p = 6$)	9.5	Circuit d'amortissement côté courant continu
6.1 (b)	Unité de conversion ($p = 12$)	9.6	Condensateur d'étouffement côté courant continu
6.2	Pont de conversion	9.7	Parafoudre de barre à courant continu
6.16	Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion	9.8	Parafoudre de ligne à courant continu
6.17	Parafoudre de barre à courant continu du milieu	9.9	Terre du poste
8.13	Pôle de ligne de transport CCHT	9.10	Condensateur de neutre (côté courant continu)
8.14	Electrode de terre	9.11	Parafoudre de neutre (côté courant continu)
8.15	Ligne de terre	9.12	Disjoncteur de transfert du retour métallique (DTRM)
9.1	Filtre côté courant alternatif	9.13	Disjoncteur de transfert du retour par la terre (DTRT)
9.2	Inductance (de lissage) côté courant continu		

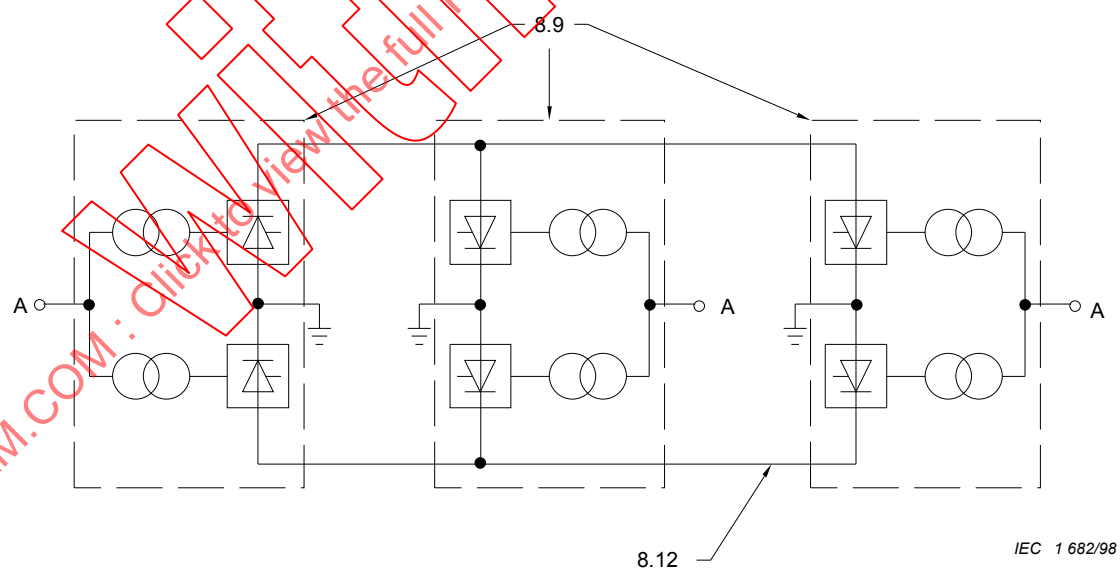
Figure 7 – Exemple d'un poste à CCHT



Légende

- | | | | |
|------|-----------------------------|------|-------------------------|
| A | Réseau à courant alternatif | 8.12 | Ligne de transport CCHT |
| 8.5 | Pôle de système CCHT | 8.14 | Electrodes de terre |
| 8.11 | Pôle de poste | | |

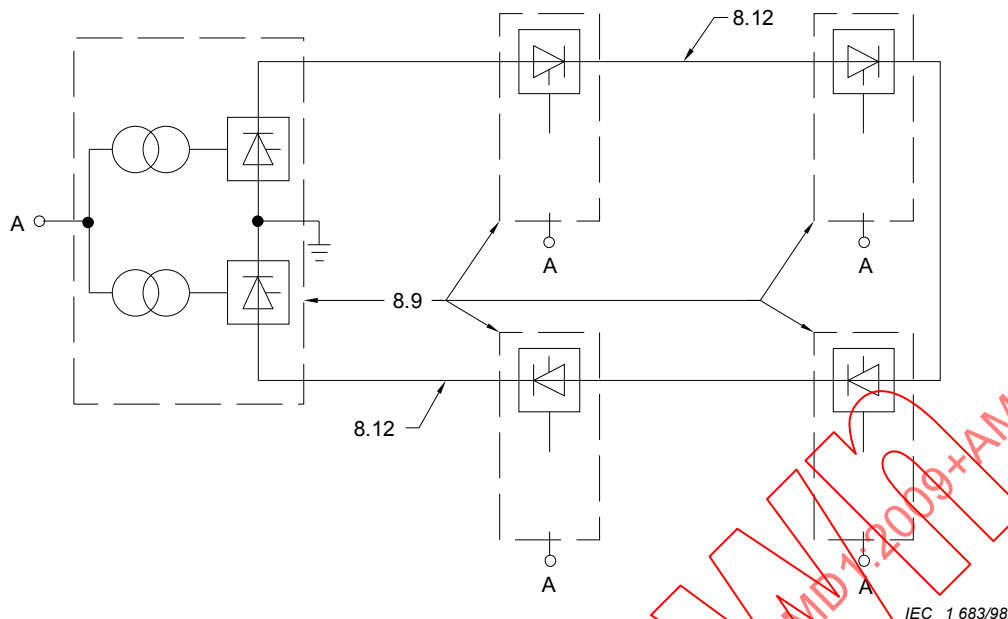
Figure 8 – Exemple d'un système de transport CCHT bipolaire à deux extrémités



Légende

- | | |
|------|-----------------------------|
| A | Réseau à courant alternatif |
| 8.9 | Postes CCHT |
| 8.12 | Ligne de transport CCHT |

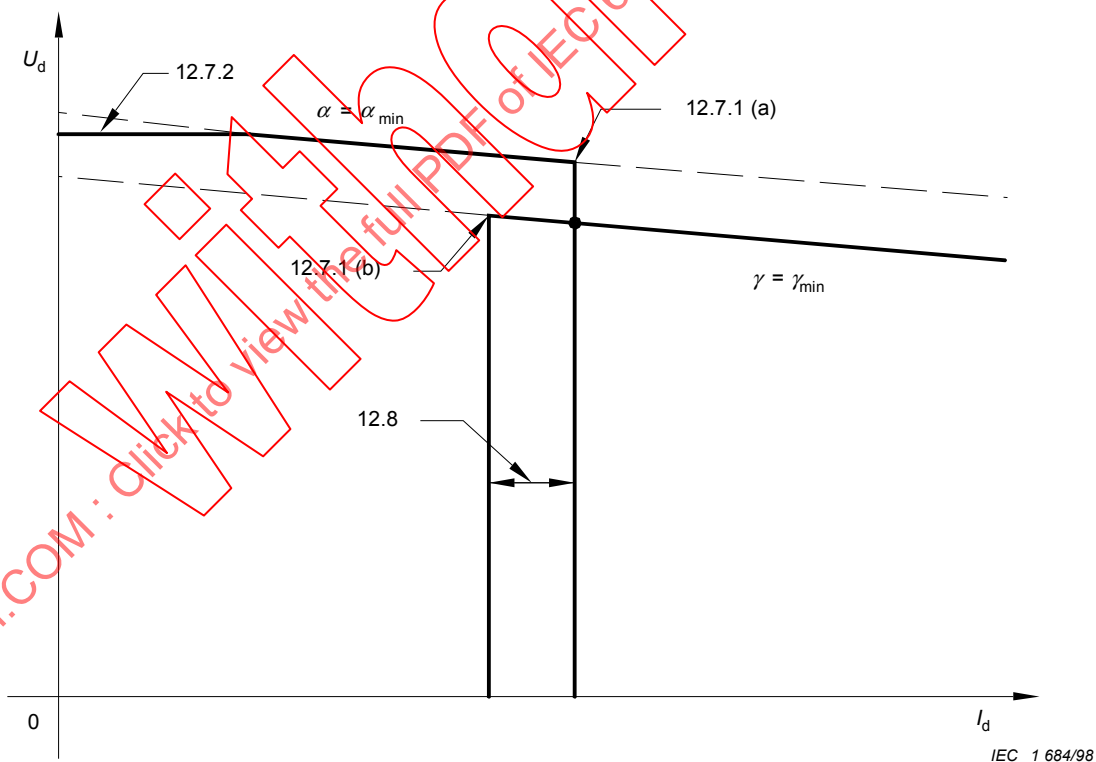
Figure 9 – Exemple d'un système de transport CCHT bipolaire à extrémités multiples avec les postes connectés en parallèle



Légende

- A Réseau à courant alternatif
- 8.9 Postes CCHT
- 8.12 Ligne de transport CCHT

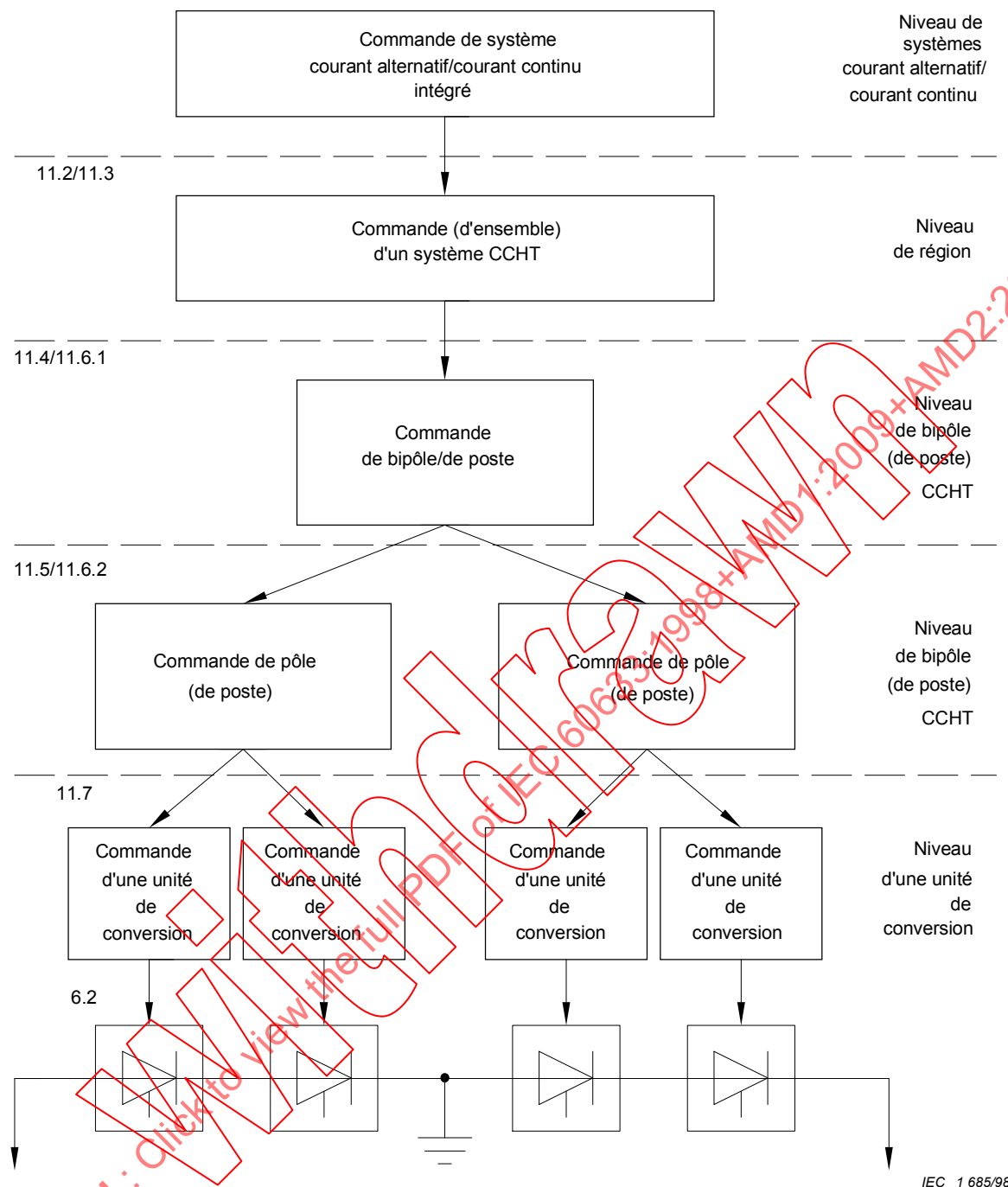
Figure 10 – Exemple d'un système de transport CCHT à extrémités multiples avec les postes connectés en série



Légende

- U_d Tension continue
- I_d Courant continu
- 12.7.1 (a) Consigne de courant (redresseur)
- 12.7.1 (b) Consigne de courant (onduleur)
- 12.7.2 Consigne de tension (redresseur)
- 12.8 Marge de courant

Figure 11 – Caractéristique courant-tension simplifiée en régime permanent d'un système CCHT à deux extrémités



Légende

6.2 Pont (de conversion)
11.2 Commande d'un système CCHT
11.3 Commande d'ensemble (CCHT)
11.4 Commande de bipôle de système CCHT

11.5 Commande de pôle de système CCHT
11.6.1 Commande de bipôle de poste (CCHT)
11.6.2 Commande de pôle de poste (CCHT)
11.7 Commande d'une unité de conversion

Figure 12 – Structure hiérarchique d'un système de commande CCHT

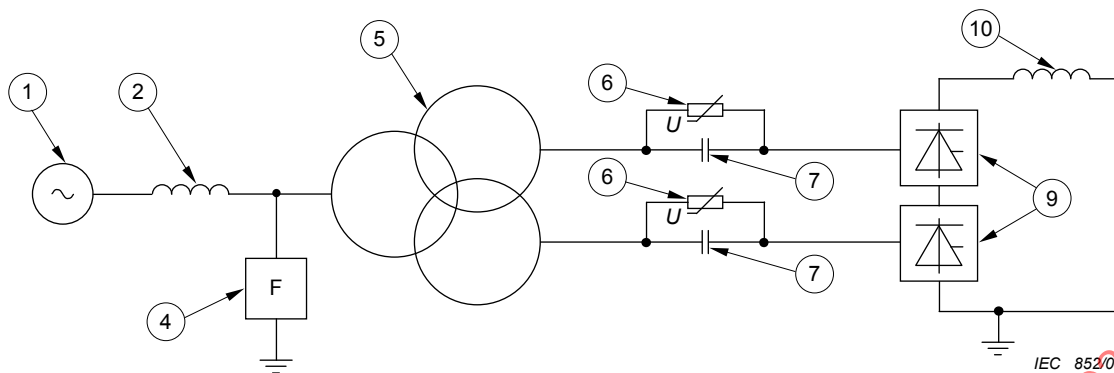


Figure 13a – Convertisseur à condensateurs commutés (CCC)

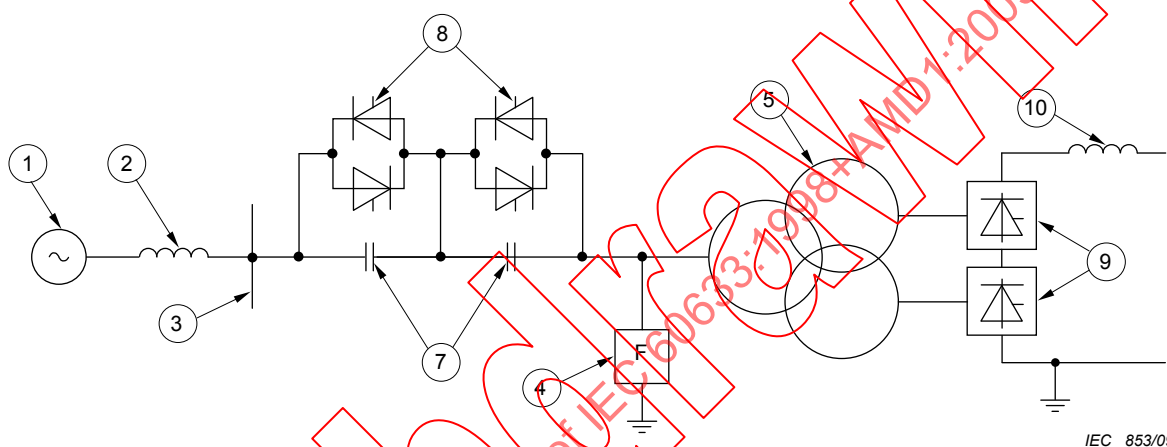


Figure 13b – Convertisseur à condensateurs en série contrôlés (CSCC)

Légende

- | | |
|--|------------------------------------|
| 1 f.é.m. du réseau à courant alternatif | 6 limiteur de surtension |
| 2 impédance du réseau à courant alternatif | 7 condensateur |
| 3 jeu de barres du réseau à courant alternatif | 8 thyristors |
| 4 filtres côté courant alternatif | 9 ponts de conversion |
| 5 transformateur convertisseur | 10 inductance côté courant continu |

Figure 13 – Configurations de convertisseur à condensateurs commutés

Bibliographie

IEC 60050(421):1990, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 421: Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

IEC 60050(436):1990, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 436: Condensateurs de puissance*

IEC 60050(521):1984, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 521: Dispositifs à semiconducteurs et circuits intégrés*

IEC 60050(601):1985, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 601: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Généralités*

IEC 60050(604):1987, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 604: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Exploitation*

IEC 60050(605):1983, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 605: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Postes*

IEC 60076 (toutes les parties), *Transformateurs de puissance*

IEC 60099 (toutes les parties), *Parafoudres*

IEC 60146-1-2:1991, *Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-2: Guide d'application*

IEC 60146-1-3:1991, *Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-3: Transformateurs et bobines d'inductances*

IEC 60617-4:1996, *Symboles graphiques pour schémas – Partie 4: Composants passifs*

IEC 60617-7:1996, *Symboles graphiques pour schémas – Partie 7: Appareillage et dispositifs de commande et de protection*

IEC 60747-6:1983, *Dispositifs à semiconducteurs – Dispositifs discrets – Sixième partie: Thyristors*

Amendement 1 (1991)

Amendement 2 (1994)

IEC 60919-1:1988, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) – Première partie: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi*

IEC 60919-2:1990, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) – Deuxième partie: Défauts et manoeuvres*

IEC TR 60919-3:2009, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau – Partie 3: Conditions dynamiques* ⁴⁾

⁴⁾ – A publier.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60633:1998+AMD1:2009+AMD2:2015 CSV

Withdrawn

FINAL VERSION**VERSION FINALE****Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission****Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)**

CONTENTS

FOREWORD.....	6
1 Scope.....	8
2 Normative references.....	8
3 Symbols and abbreviations	8
3.1 List of letter symbols.....	8
3.2 List of subscripts	9
3.3 List of abbreviations.....	9
4 Graphical symbols	9
5 General terms related to converter circuits	9
5.1 conversion.....	10
5.2 converter connection	10
5.3 bridge (converter connection)	10
5.4 (converter) arm.....	10
5.5 by-pass path.....	10
5.6 commutation.....	11
5.7 commutating group.....	11
5.8 commutation inductance	11
5.9 pulse number p	11
5.10 commutation number q	11
5.11 capacitor commutated converter	11
5.12 controlled series capacitor converter.....	11
5.13 commutating voltage.....	12
5.14 controlled capacitor commutated converter	12
5.15 series capacitor converter.....	12
6 Converter units and valves.....	12
6.1 converter (unit).....	12
6.2 (converter) bridge	12
6.3 valve	12
6.4 main valve	12
6.5 by-pass valve	13
6.6 thyristor module	13
6.7 reactor module	13
6.8 valve section	13
6.9 (valve) thyristor level.....	13
6.10 valve support.....	13
6.11 valve structure	13
6.12 valve base electronics (VBE)	13
6.13 valve electronics.....	13
6.14 valve arrester	13
6.15 converter unit arrester	14
6.16 converter unit d.c. bus arrester	14
6.17 midpoint d.c. bus arrester	14
6.18 valve reactor.....	14
6.19 converter transformer	14
6.20 by-pass switch.....	14
6.21 valve module	14

6.22	redundant levels	14
6.23	valve anode terminal.....	15
6.24	valve cathode terminal.....	15
7	Converter operating conditions.....	15
7.1	rectifier operation; rectification.....	15
7.2	inverter operation; inversion.....	15
7.3	forward direction; conducting direction (of a valve).....	15
7.4	reverse direction; non-conducting direction (of a valve).....	15
7.5	forward current.....	15
7.6	reverse current.....	15
7.7	forward voltage.....	15
7.8	reverse voltage.....	15
7.9	conducting state; on-state.....	15
7.10	valve voltage drop	15
7.11	non-conducting state; blocking state	16
7.12	firing.....	16
7.13	(valve) control pulse	16
7.14	(valve) firing pulse	16
7.15	converter blocking	16
7.16	converter deblocking.....	16
7.17	valve blocking.....	16
7.18	valve deblocking.....	16
7.19	phase control.....	16
7.20	(trigger) delay angle α	16
7.21	(trigger) advance angle β	17
7.22	overlap angle μ	17
7.23	extinction angle γ	17
7.24	hold-off interval.....	17
7.25	conduction interval.....	17
7.26	blocking interval; idle interval.....	17
7.27	forward blocking interval.....	17
7.28	reverse blocking interval.....	17
7.29	false firing.....	17
7.30	firing failure.....	17
7.31	commutation failure.....	18
7.32	short-circuit ratio (SCR).....	18
7.33	effective short-circuit ratio (ESCR).....	18
7.34	triggering; gating.....	18
7.35	operating state.....	18
7.36	blocked state.....	18
7.37	valve voltage	18
8	HVDC systems and substations	18
8.1	HVDC system	18
8.2	HVDC transmission system.....	18
8.3	unidirectional HVDC system.....	19
8.4	bidirectional HVDC system.....	19
8.5	(HVDC) (system) pole.....	19
8.6	(HVDC) (system) bipole	19
8.7	bipolar (HVDC) system	19

8.8	(asymmetric) monopolar (HVDC) system.....	19
8.9	HVDC substation	19
8.10	(HVDC) substation bipole.....	19
8.11	(HVDC) substation pole	19
8.12	HVDC transmission line	20
8.13	HVDC transmission line pole.....	20
8.14	earth electrode	20
8.15	earth electrode line	20
8.16	symmetrical monopole	20
8.17	rigid DC current bipolar system	20
8.18	symmetrical monopolar (HVDC) system	20
8.19	earth return	20
8.20	metallic return.....	20
8.21	series converter configuration	21
8.22	unitary connection	21
8.23	isolated generating system	21
8.24	point of common coupling	21
8.25	point of common coupling – DC side	21
9	HVDC substation equipment	21
9.1	AC (harmonic) filter	21
9.2	(DC) smoothing reactor.....	21
9.3	d.c. reactor arrester	21
9.4	DC harmonic filter.....	21
9.5	d.c. damping circuit	22
9.6	d.c. surge capacitor	22
9.7	d.c. bus arrester	22
9.8	d.c. line arrester	22
9.9	HVDC substation earth	22
9.10	(d.c.) neutral bus capacitor	22
9.11	(d.c.) neutral bus arrester	22
9.12	metallic return transfer breaker (MRTB)	22
9.13	earth return transfer breaker (ERTB).....	22
9.14	AC high frequency (HF) filter.....	22
9.15	DC high frequency (HF) filter	22
9.16	neutral bus switch (NBS)	23
9.17	neutral bus grounding switch (NBGS).....	23
10	Modes of control	23
10.1	control mode	23
10.2	d.c.voltage control mode.....	23
10.3	current control mode.....	23
10.4	active power control mode	23
10.5	reactive power control mode	23
10.6	frequency control mode	23
10.7	damping control mode	23
10.8	AC voltage control mode.....	23
10.9	islanded network operation mode.....	24
10.10	SSTI damping control mode.....	24
11	Control systems	24
11.1	(HVDC) control system	24

11.2	HVDC system control.....	24
11.3	(HVDC) master control.....	24
11.4	(HVDC system) bipole control	24
11.5	(HVDC system) pole control.....	24
11.6	(HVDC) substation control	24
11.7	converter unit control	25
11.8	valve control unit (VCU).....	25
11.9	integrated AC/DC system control	25
12	Control functions.....	26
12.1	equal delay angle control; individual phase control	26
12.2	equidistant firing control.....	26
12.3	α control	26
12.4	minimum α control.....	26
12.5	γ control.....	26
12.6	minimum γ control.....	26
12.7	control order	26
12.8	current margin	26
12.9	voltage dependent current order limit (VDCOL).....	26
12.10	pole (current) balancing	27
	Bibliography.....	37
	Figure 1 – Graphical symbols	27
	Figure 2 – Bridge converter connection.....	28
	Figure 3 – Example of a converter unit.....	28
	Figure 4 – Commutation process at rectifier and inverter modes of operation.....	29
	Figure 5 – Illustrations of commutation in inverter operation.....	30
	Figure 6 – Typical valve voltage waveforms.....	31
	Figure 7 – Example of an HVDC substation	32
	Figure 8 – Example of bipolar two-terminal HVDC transmission system	33
	Figure 9 – Example of a multiterminal bipolar HVDC transmission system with parallel connected HVDC substations	33
	Figure 10 – Example of a multiterminal HVDC transmission system with series connected HVDC substations.....	34
	Figure 11 – A simplified steady-state voltage-current characteristic of a two-terminal HVDC system	34
	Figure 12 – Hierarchical structure of an HVDC control system	35
	Figure 13 – Capacitor commutated converter configurations	36

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

TERMINOLOGY FOR HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) TRANSMISSION

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

This consolidated version of the official IEC Standard and its amendments has been prepared for user convenience.

IEC 60633 edition 2.2 contains the second edition (1998-12) [documents 22F/49/FDIS and 22F/53/RVD], its amendment 1 (2009-05) [documents 22F/153/CDV and 22F/163/RVC] and its amendment 2 (2015-07) [documents 22F/340/CDV and 22F/350A/RVC].

This Final version does not show where the technical content is modified by amendments 1 and 2. A separate Redline version with all changes highlighted is available in this publication.

International Standard IEC 60633 has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronics.

The committee has decided that the contents of the base publication and its amendments will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60633:1998+AMD1:2009+AMD2:2015 CSV

Withdrawn

TERMINOLOGY FOR HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) TRANSMISSION

1 Scope

This International Standard defines terms for high-voltage direct current (HVDC) power transmission systems and for HVDC substations using electronic power converters for the conversion from a.c. to d.c. or vice versa.

This standard is applicable to HVDC substations with line commutated converters, most commonly based on three-phase bridge (double way) connections (see figure 2) in which unidirectional electronic valves, e.g. semiconductor valves, are used.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60027 (all parts), *Letter symbols to be used in electrical technology*

IEC 60050-551, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 551: Power electronics*

IEC 60146-1-1, *General requirements and line commutated convertors – Part 1-1: Specifications of basic requirements*

IEC 60617-5, *Graphical symbols for diagrams – Part 5: Semiconductors and electron tubes*

IEC 60617-6, *Graphical symbols for diagrams – Part 6: Production and conversion of electrical energy*

3 Symbols and abbreviations

The list covers only the most frequently used symbols. For a more complete list of the symbols which have been adopted for static converters see IEC 60027 and other standards listed in the normative references and the bibliography.

3.1 List of letter symbols

U_d	direct voltage (any defined value)
U_{d0}	nominal no-load direct voltage
U_{di0}	ideal no-load direct voltage
U_{dN}	rated direct voltage
U_L	line-to-line voltage on line side of converter transformer, r.m.s. value including harmonics
U_{LN}	rated value of U_L
U_{v0}	no-load phase-to-phase voltage on the valve side of transformer, r.m.s. value excluding harmonics
I_d	direct current (any defined value)

I_{dN}	rated direct current
I_L	current on line side of converter transformer, r.m.s. value including harmonics
I_{LN}	rated value of I_L
I_v	current on valve side of transformer, r.m.s. value including harmonics
α	(trigger) delay angle
β	(trigger) advance angle
γ	extinction angle
μ	overlap angle
p	pulse number
q	commutation number

3.2 List of subscripts

0 (zero)	at no load
N	rated value or at rated load
d	direct current or voltage
i	ideal
L	line side of converter transformer
v	valve side of converter transformer
max	maximum
min	minimum
n	pertaining to harmonic component of order n

3.3 List of abbreviations

The following abbreviations are always in capital letters and without dots.

HVDC	high-voltage direct current
MVU	multiple valve (unit) (see 6.3.2)
SCR	short-circuit ratio (see 7.32)
ESCR	effective short-circuit ratio (see 7.33)
MTDC	multiterminal HVDC transmission system (see 8.2.2)
MRTB	metallic return transfer breaker (see 9.12)
ERTB	earth return transfer breaker (see 9.13)
VDCOL	voltage dependent current order limit (see 12.9)
SSTI	sub-synchronous torsional interaction (see 10.10)

4 Graphical symbols

Figure 1 shows the specific graphical symbols which are defined only for the purposes of this standard. For a more complete list of the graphical symbols which have been adopted for static converters, see IEC 60617-5 and IEC 60617-6.

5 General terms related to converter circuits

For the purposes of this standard, the following terms and definitions apply.

NOTE – For a more complete list of the terms which have been adopted for static converters, see IEC 60050(551) and IEC 60146-1-1.

5.1

conversion

in the context of HVDC, the transfer of energy from a.c. to d.c. or vice versa, or a combination of these operations

5.2

converter connection

electrical arrangement of arms and other components necessary for the functioning of the main power circuit of a converter

5.3

bridge (converter connection)

double-way connection, as illustrated in Figure 2, comprising six converter arms such that the centre terminals are the phase terminals of the a.c. circuit, and that the outer terminals of like polarity are connected together and are the d.c. terminals

5.3.1

uniform bridge

bridge where all converter arms are either controllable or non-controllable

5.3.2

non-uniform bridge

bridge with both controllable and non-controllable converter arms

5.4

(converter) arm

part of a bridge connecting two points of different potentials within a bridge, for example, between an AC terminal and a DC terminal

5.4.1

controllable converter arm

converter arm in which the start of forward conduction may be determined by an externally applied signal

5.4.2

non-controllable converter arm

converter arm in which the start of forward conduction is determined solely by the voltage applied to its terminals

5.5

by-pass path

low resistance path between the d.c. terminals of one or several bridges excluding the a.c. circuit

NOTE – The by-pass path may either constitute a unidirectional path, e.g. a by-pass arm (see 5.5.1), or a by-pass pair (see 5.5.2), or it may constitute a bidirectional path, e.g. a by-pass switch (see 6.20).

5.5.1

by-pass arm

unidirectionally conducting by-pass path connected only between d.c. terminals, commonly used with mercury arc valve technology (not shown in figure 2)

5.5.2

by-pass pair

two converter arms of a bridge connected to a common a.c. terminal and forming a by-pass path (see figure 2)

5.6

commutation

transfer of current between any two paths with both paths carrying current simultaneously during this process

NOTE – Commutation may occur between any two converter arms, including the connected a.c. phases, between a converter arm and a by-pass arm, or between any two paths in the circuit.

5.6.1

line commutation

method of commutation whereby the commutating voltage is supplied by the a.c. system

5.7

commutating group

group of converter arms which commute cyclically and independently from other converter arms, i.e. the commutations are normally not simultaneous (see figure 2)

NOTE – In the case of a bridge, a commutating group is composed of the converter arms connected to a common d.c. terminal. In certain cases, e.g. when large currents and/or large commutation inductances are involved, the commutation in the two commutating groups belonging to the same bridge need not be independent.

5.8

commutation inductance

total inductance included in the commutation circuit, in series with the commutating voltage

5.9

pulse number p

characteristic of a converter connection expressed as the number of non-simultaneous symmetrical commutations occurring during one cycle of the a.c. line voltage

NOTE – The pulse number of a bridge converter connection defined in 5.3 is always $p = 6$.

5.10

commutation number q

number of commutations during one cycle of the a.c. line voltage occurring in each commutating group

NOTE – In a bridge converter connection, each commutating group has a commutation number $q = 3$.

5.11

capacitor commutated converter

converter in which series capacitors are included between the converter transformer and the valves (see Figure 13a)

5.12

controlled series capacitor converter

converter in which series capacitors are inserted between the a.c. filter bus and the a.c. network (see Figure 13b)

5.13

commutating voltage

voltage which causes the current to commute

[SOURCE: IEC 60500-551:1998, 551-16-02]

5.14

controlled capacitor commutated converter

converter in which controlled series capacitors are included between the converter transformer and the valves

5.15

series capacitor converter

converter in which fixed series capacitors are inserted between the AC filter bus and the AC network

6 Converter units and valves

6.1

converter (unit)

indivisible operative unit comprising all equipment between the point of common coupling on the AC side (see 8.24) and the point of common coupling DC side (see 8.25), essentially one or more converter bridges, together with one or more converter transformers, converter unit control equipment, essential protective and switching devices and auxiliaries, if any, used for conversion (see Figure 3)

6.2

(converter) bridge

equipment used to implement the bridge converter connection and the by-pass arm, if used

NOTE – The term “bridge” may be used to describe either the circuit connection or the equipment implementing that circuit (see 5.3).

6.2.1

anode (cathode) valve commutating group

equipment used to implement the converter arms of one commutating group of a bridge with interconnected anode (cathode) terminals

6.3

valve

complete operative controllable or non-controllable valve device assembly, normally conducting in only one direction (the forward direction), which can function as a converter arm in a converter bridge

6.3.1

single valve (unit)

single structure comprising only one valve

6.3.2

multiple valve (unit) (MVU)

single structure comprising more than one valve

NOTE – Examples of multiple valve units are double valves, quadrivalves and octovalves with two, four and eight series-connected valves respectively.

6.4

main valve

valve in a converter arm

6.5

by-pass valve

valve in a by-pass arm

6.6

thyristor module

part of a valve comprising a mechanical assembly of thyristors with their immediate auxiliaries but without valve reactors

Note 1 to entry: Thyristor modules may be elements in the construction of a valve, and/or be interchangeable for maintenance purposes.

6.7

reactor module

part of a valve, being a mechanical assembly of one or more reactors, used in some valve designs

NOTE – Reactor modules may be elements in the construction of a valve.

6.8

valve section

electrical assembly, comprising a number of thyristors and other components, which exhibits prorated electrical properties of a complete valve

NOTE – This term is mainly used to define a test object for valve testing purposes.

6.9

(valve) thyristor level

part of a valve comprising a thyristor, or thyristors connected in parallel, together with their immediate auxiliaries, and reactor, if any

6.10

valve support

that part of the valve which mechanically supports and electrically insulates the active part of the valve from earth

Note 1 to entry: A part of a valve which is clearly identifiable in a discrete form to be a valve support may not exist in all designs of valves.

6.11

valve structure

structural components of a valve, required in order to physically support the valve modules

6.12

valve base electronics

VBE

electronic unit, at earth potential, providing the electrical to optical conversion between the converter control system and the valves

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

6.13

valve electronics

electronic circuits at valve potential(s) which perform control and protection functions for one or more valve levels

6.14

valve arrester

arrester connected across a valve (see figure 3)

6.15

converter unit arrester

arrester connected across the d.c. terminals of a converter unit (see figure 3)

6.16

converter unit d.c. bus arrester

arrester connected from the high-voltage d.c. bus of the converter unit to substation earth (see figures 3 and 7)

6.17

midpoint d.c. bus arrester

arrester connected between the midpoint of the two 6-pulse bridges of a 12-pulse converter unit and substation earth (see figure 7)

NOTE – In some HVDC substation designs, two twelve-pulse converter units are connected in series. In this case, the midpoint d.c. bus arrester at the upper twelve-pulse converter unit is not connected to substation earth but to the high-voltage d.c. bus of the lower twelve-pulse converter unit.

6.18

valve reactor

reactor(s) connected in series with the thyristors in a valve, for the purpose of limiting the rate of rise of current at turn-on and voltage during the off-state

Note 1 to entry: Valve reactors may be external to the entire valve or distributed within the valve.

6.19

converter transformer

transformer through which energy is transmitted from an a.c. system to one or more converter bridges or vice versa (see figure 3)

6.19.1

line side windings

converter transformer windings which are connected to the a.c. system

6.19.2

valve side windings

converter transformer windings which are connected to the a.c. terminals of one or more converter bridges

6.20

by-pass switch

mechanical power switching device connected across the d.c. terminals of one or more converter bridges to shunt the bridge(s) during the turn-off procedure of the bridge(s) and to commutate current to the by-pass arm or a by-pass pair during the turn-on procedure of the bridge(s) (see figure 3)

NOTE – A by-pass switch may also be used for prolonged shunting of the bridge(s).

6.21

valve module

part of a valve comprising a mechanical assembly of thyristors with their immediate auxiliaries and valve reactor(s)

6.22

redundant levels

maximum number of series connected thyristor levels in a valve that may be short-circuited externally or internally during service without affecting the safe operation of the valve as demonstrated by type tests, and which if and when exceeded, would require shutdown of the valve to replace the failed levels or acceptance of increased risk of failures

6.23

valve anode terminal

valve terminal at which the forward current flows into the valve

6.24

valve cathode terminal

valve terminal at which the forward current flows out of the valve

7 Converter operating conditions

7.1

rectifier operation; rectification

mode of operation of a converter or an HVDC substation when energy is transferred from the a.c. side to the d.c. side

7.2

inverter operation; inversion

mode of operation of a converter or an HVDC substation when energy is transferred from the d.c. side to the a.c. side

7.3

forward direction; conducting direction (of a valve)

the direction in which a valve is capable of conducting load current

7.4

reverse direction; non-conducting direction (of a valve)

the reverse of the conducting direction

7.5

forward current

current which flows through a valve in the forward direction

7.6

reverse current

current which flows through a valve in the reverse direction

7.7

forward voltage

voltage applied between the anode and cathode terminals of a valve or an arm when the anode is positive with respect to the cathode

7.8

reverse voltage

voltage applied between the anode and cathode terminals of a valve or an arm when the anode is negative with respect to the cathode

7.9

conducting state; on-state

condition of a valve when the valve exhibits a low resistance (the valve voltage for this condition is shown in figure 6)

7.10

valve voltage drop

voltage which, during the conducting state, appears across the valve terminals

7.11

non-conducting state; blocking state

condition of a valve when all thyristors are turned off

7.11.1

forward blocking state; off-state

non-conducting state of a controllable valve when forward voltage is applied between its main terminals (see figure 6)

7.11.2

reverse blocking state

non-conducting state of a valve when reverse voltage is applied between its main terminals (see figure 6)

7.12

firing

establishment of current in the forward direction in a valve

7.13

(valve) control pulse

pulse which, during its entire duration, allows the firing of the valve

7.14

(valve) firing pulse

pulse which initiates the firing of the valve, normally derived from the valve control pulse

7.15

converter blocking

operation preventing further conversion by a converter by inhibiting valve control pulses

NOTE – This action may also include firing of a valve, or valves, selected to form a by-pass path.

7.16

converter deblocking

operation permitting the start of conversion by a converter

7.17

valve blocking

operation preventing further firing of a controllable valve

7.18

valve deblocking

operation permitting firing of a controllable valve

7.19

phase control

process of controlling the instant within the cycle at which forward current conduction in a controllable valve begins

7.20

(trigger) delay angle α

(firing) delay angle α

time, expressed in electrical angular measure, from the zero crossing of the idealized sinusoidal commutating voltage to the starting instant of forward current conduction (see figure 4)

7.21

(trigger) advance angle β

(firing) advance angle β

time, expressed in electrical angular measure, from the starting instant of forward current conduction to the next zero crossing of the idealized sinusoidal commutating voltage

The advance angle β is related to the delay angle α by $\beta = \pi - \alpha$ (see figure 4).

7.22

overlap angle μ

duration of commutation between two converter arms, expressed in electrical angular measure (see figures 4 and 5)

7.23

extinction angle γ

time, expressed in electrical angular measure, from the end of current conduction to the next zero crossing of the idealized sinusoidal commutating voltage. γ depends on the advance angle β and the overlap angle μ and is determined by the relation $\gamma = \beta - \mu$ (see figures 4 and 5)

7.24

hold-off interval

time from the instant when the forward current of a controllable valve has decreased to zero to the instant when the same valve is subjected to forward voltage (see figure 5)

NOTE – Hold-off interval, when expressed in electrical angular measure, is commonly referred to as the extinction angle. However, the difference between the concepts of extinction angle and hold-off interval should be noted, as shown in figure 5.

7.24.1

critical hold-off interval

minimum hold-off interval for which the inverter operation can be maintained

7.25

conduction interval

that part of a cycle during which a valve is in the conducting state (see figure 6)

7.26

blocking interval; idle interval

that part of a cycle during which a valve is in the non-conducting state (see figure 6)

7.27

forward blocking interval

that part of the blocking interval during which a controllable valve is in the forward blocking state (see figure 6)

7.28

reverse blocking interval

that part of the blocking interval during which a valve is in the reverse blocking state (see figure 6)

7.29

false firing

misfiring

firing of a valve at an unintended instant

7.30

firing failure

failure to achieve firing of a valve during the entire forward voltage interval

7.31

commutation failure

failure to commute the forward current from the conducting converter arm to the succeeding converter arm

7.32

short-circuit ratio (SCR)

ratio of the a.c. network short-circuit level (in MVA) at 1 p.u. voltage at the point of connection to the HVDC substation a.c. bus, to the rated d.c. power of the HVDC substation (in MW)

NOTE – The present definition of SCR differs from the definition given in IEC 60146-1-1.

7.33

effective short-circuit ratio (ESCR)

ratio of the a.c. network short-circuit level (in MVA) at 1 p.u. voltage at the point of connection to the HVDC substation a.c. bus, reduced by the reactive power of the shunt capacitor banks and a.c. filters connected to this point (in Mvar), to the rated d.c. power of the HVDC substation (in MW)

7.34

triggering; gating

the control action to achieve firing of a valve or an individual thyristor

7.35

operating state

condition in which the HVDC substation is energized and the converters are operating at nonzero active or reactive power output at the point of common coupling (PCC) to the AC network

7.36

blocked state

condition in which all valves of the converter unit are blocked

7.37

valve voltage

difference in voltage between the valve anode terminal and valve cathode terminal

8 HVDC systems and substations

8.1

HVDC system

electrical power system which transfers energy in the form of high-voltage direct current between two or more a.c. buses

8.2

HVDC transmission system

HVDC system which transfers energy between two or more geographic locations

8.2.1

two-terminal HVDC transmission system

HVDC transmission system consisting of two HVDC transmission substations and the connecting HVDC transmission line(s) (see figure 8)

8.2.2

multiterminal HVDC transmission system (MTDC)

HVDC transmission system consisting of more than two separated HVDC substations and the interconnecting HVDC transmission lines (see figures 9 and 10)

8.2.3

HVDC back-to-back system

HVDC system which transfers energy between a.c. buses at the same location

8.3

unidirectional HVDC system

HVDC system for the transfer of energy in only one direction

Note 1 to entry: Most HVDC systems are inherently bidirectional. However, some systems may be optimized to transmit power in only one preferred direction. Such systems may still be considered as "bidirectional".

8.4

bidirectional HVDC system

HVDC system for the transfer of energy in either direction

Note 1 to entry: A multiterminal HVDC system is bidirectional if one or more substations are bidirectional.

8.5

(HVDC) (system) pole

part of an HVDC system consisting of all the equipment in the HVDC substations and the interconnecting transmission lines, if any, which during normal operation exhibit a common direct voltage polarity with respect to earth (see figure 8)

8.6

(HVDC) (system) bipole

part of an HVDC system consisting of two independently operable HVDC system poles, which during normal operation, exhibit opposite direct voltage polarities with respect to earth

8.7

bipolar (HVDC) system

HVDC system with two poles of opposite polarity with respect to earth (see figure 8)

NOTE – The overhead lines, if any, of the two poles may be carried on common or separate towers.

8.8

(asymmetric) monopolar (HVDC) system

HVDC system with only one pole

8.9

HVDC substation

HVDC converter station

part of an HVDC system which consists 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 (see figure 7)

NOTE – An HVDC substation forming part of an HVDC transmission system may be referred to as an HVDC transmission substation.

8.9.1

(HVDC) tapping substation

HVDC substation, mainly used for inversion, with a rating which is a small fraction of that of the rectifier(s) in the system

8.10

(HVDC) substation bipole

that part of a bipolar HVDC system contained within a substation

8.11

(HVDC) substation pole

that part of an HVDC system pole which is contained within a substation (see figure 8)

8.12

HVDC transmission line

part of an HVDC transmission system consisting of a system of overhead lines and/or cables. The HVDC transmission lines are terminated in HVDC substations (see figure 8).

8.13

HVDC transmission line pole

part of an HVDC transmission line which belongs to the same HVDC system pole

8.14

earth electrode

array of conducting elements placed in the earth, or the sea, which provides a low resistance path between a point in the d.c. circuit and the earth and is capable of carrying continuous current for some extended period (see figure 7)

NOTE 1 – An earth electrode may be located at a point some distance from the HVDC substation.

NOTE 2 – Where the electrode is placed in the sea it may be termed a sea electrode.

8.15

earth electrode line

insulated line between the HVDC substation d.c. neutral bus and the earth electrode (see figure 7)

8.16

symmetrical monopole

part of an HVDC system consisting of all the equipment in the HVDC substations and the interconnecting transmission lines, if any, which during normal operation exhibits equal and opposite direct voltage polarities with respect to earth but without series connection of converters in each converter station

Note 1 to entry: The term “symmetrical monopole” is used even though there are two polarities with DC voltages, because with only one converter it is not possible to provide the redundancy which is normally associated with the term “bipole”.

8.17

rigid DC current bipolar system

bipolar HVDC system without neutral connection between both converter stations

Note 1 to entry: Since only two (pole) conductors exist, no unbalance current between both poles is possible. In case of interruption of power transfer of one converter pole, the current of the other pole has also to be interrupted (at least for a limited time to allow reconfiguration of the DC circuit).

8.18

symmetrical monopolar (HVDC) system

HVDC system with only one symmetrical monopole

8.19

earth return

operation mode in which the return current path between neutrals of the HVDC substations is through the earth

8.20

metallic return

operation mode in which the return current path between neutrals of the HVDC substations is through a dedicated conductor

Note 1 to entry: The metallic return conductor may be either a dedicated neutral conductor or another high voltage conductor.

8.21

series converter configuration

converter configuration which consists of two or more converters connected in series on DC side and located in the same substation and connected to the same AC and DC transmission system

8.22

unitary connection

HVDC system where only one generator is directly connected to an HVDC system through a specific converter and without any other AC component except for an assigned step-up transformer

8.23

isolated generating system

HVDC system in which several generators are directly connected to one HVDC converter through one or more specifically assigned step-up transformers but without any other AC network connection

8.24

point of common coupling

PCC

point of interconnection of the HVDC converter station to the adjacent AC system

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

8.25

point of common coupling – DC side

PCC-DC

point of interconnection of the HVDC converter station to the DC transmission line

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

9 HVDC substation equipment

9.1

AC (harmonic) filter

filter designed to reduce the harmonic voltage at the AC bus and the flow of harmonic current into the associated AC system and to prevent amplification of background harmonics on the AC system (see Figure 7)

9.2

(DC) smoothing reactor

reactor connected in series with a converter unit or converter units on the d.c. side for the primary purpose of smoothing the direct current and reducing current transients (see figure 7)

9.3

d.c. reactor arrester

arrester connected between the terminals of a d.c. reactor (see figure 7)

9.4

DC harmonic filter

filter which, in conjunction with the d.c. reactor(s) and with the d.c. surge capacitor(s), if any, serves the primary function of reducing (current or voltage) ripple on the HVDC transmission line and/or earth electrode line (see figure 7)

9.5

d.c. damping circuit

combination of circuit elements which serve to reduce voltage transients and/or change resonance conditions on the d.c. line (see figure 7)

9.6

d.c. surge capacitor

capacitor array connected between the d.c. line and the substation earth (directly or indirectly) to serve the primary function of reducing the amplitude and steepness of lightning surges applied to the substation equipment (see figure 7)

9.7

d.c. bus arrester

arrester connected between the d.c. bus (at a point between the d.c. reactor and the d.c. line disconnector) and the substation earth (see figure 7)

9.8

d.c. line arrester

arrester connected between an HVDC line (at an HVDC substation) and substation earth (see figure 7)

9.9

HVDC substation earth

array of conducting elements which provides a low impedance path from the earthed parts of the equipment in the HVDC substation to earth and which is capable of carrying high surge currents of momentary duration (see figure 7)

9.10

(d.c.) neutral bus capacitor

capacitor array connected between the d.c. neutral bus and the substation earth (see figure 7)

9.11

(d.c.) neutral bus arrester

arrester connected between the d.c. neutral bus and the substation earth (see figure 7)

9.12

metallic return transfer breaker (MRTB)

switching device used to transfer d.c. current from an earth return path to a metallic return path (see figure 7)

9.13

earth return transfer breaker (ERTB)

earth return transfer switch (ERTS)

switching device used to transfer d.c. current from a metallic return path to an earth return path (see figure 7)

NOTE – In some applications, this function is performed by a by-pass switch (see figure 3).

9.14

AC high frequency (HF) filter

filter on the AC side of a converter, designed to prevent converter-generated high frequency (HF) harmonics from penetrating into the AC system

9.15

DC high frequency (HF) filter

filter on the DC side of a converter, designed to prevent converter-generated high frequency (HF) harmonics from penetrating into the DC system

Note 1 to entry: DC high frequency filters may be located at the high-voltage or low-voltage (neutral) terminals of the converter.

9.16

neutral bus switch (NBS)

switching device used to transfer DC current from a fault on the neutral bus into the metallic or earth return path

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

9.17

neutral bus grounding switch (NBGS)

switching device used to transfer DC current from a fault on the neutral bus or neutral conductor into station ground

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

10 Modes of control

10.1

control mode

manner in which a converter unit, pole, or HVDC substation is controlled in order to maintain one or more electrical quantities at desired values.

Note 1 to entry: The desired values may change with time or as a function of measured quantities and defined priorities.

10.2

d.c. voltage control mode

control of the DC voltage in an HVDC substation

10.3

current control mode

control of the d.c. current in an HVDC system

10.4

active power control mode

control of the active power flow exchanged between an HVDC substation and the connected AC network

10.5

reactive power control mode

control of the reactive power exchanged between a converter unit, or HVDC substation and the connected a.c. network

10.6

frequency control mode

control of the frequency of the connected AC network by varying the active power exchanged between an HVDC substation and the connected AC network

10.7

damping control mode

supplementary control mode providing the damping of power oscillations in one or more connected AC networks

10.8

AC voltage control mode

control of the AC voltage of the AC network connected to an HVDC substation

10.9

islanded network operation mode

control mode in which the HVDC substation is connected to an islanded AC network

10.10

SSTI damping control mode

supplementary control mode providing the damping of critical frequencies of an (electrical) nearby generator

11 Control systems

11.1

(HVDC) control system

function of, or the equipment used for, controlling, monitoring or protection of main plant equipment, such as circuit breakers, valves, converter transformers and their tap changers, forming part of an HVDC system

NOTE – An example illustrating a typical HVDC control system hierarchy is shown in figure 12.

11.2

HVDC system control

control system which governs the operation of an entire HVDC system consisting of more than one HVDC substation and performs those functions of controlling, monitoring and protection which require information from more than one substation (see figure 12)

11.2.1

multiterminal control

HVDC system control for more than two HVDC substations

11.3

(HVDC) master control

general concept for control coordination of an HVDC system

NOTE – The HVDC master control may be implemented at the bipole and/or pole level.

11.4

(HVDC system) bipole control

control system of a bipole (see figure 12)

11.5

(HVDC system) pole control

control system of a pole (see figure 12)

NOTE – When the HVDC system has no bipole(s) but one or more poles, the pole control interfaces with the HVDC system control.

11.6

(HVDC) substation control

control system used for the controlling, monitoring and protection within an HVDC substation

NOTE – HVDC substation control may be implemented at the bipole and/or pole level and may be referred to as local control.

11.6.1

(HVDC) substation bipole control

control system of a substation bipole (see figure 12)

11.6.2

(HVDC) substation pole control

control system of a substation pole (see figure 12)

11.7

converter unit control

control system used for the controlling, monitoring and protection of a single converter unit (see figure 12)

11.7.1

converter unit sequence control

part of the converter unit control which co-ordinates the operation of the converter unit firing control, transformer tap changer control, monitoring and protection, and which controls the sequence of action during any change in the operating conditions of the associated converter unit

11.7.2

converter unit firing control

part of the converter unit control for timing the intended firing of the valves

11.7.3

converter unit tap changer control

part of the converter unit control for controlling the converter transformer tap changers

11.7.4

converter unit monitoring

part of the converter unit control which monitors electrical, mechanical and thermal quantities

11.7.5

converter unit protection

part of the converter unit control which initiates action to protect components of the associated converter unit against damage due to abnormal electrical, mechanical or thermal conditions

11.8

valve control unit

VCU

electronic unit, at earth potential, providing the control and protection functions for individual valves

Note 1 to entry: VBE and VCU functions could be combined in one unit.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

11.8.1

valve (control) firing

part of the valve control which initiates valve firing

11.8.2

valve (control) monitoring

part of the valve control which monitors valve status

11.8.3

valve (control) protection

part of the valve control which protects the valve by initiating, or disabling valve firing

11.9

integrated AC/DC system control

control system which governs the integrated operation of AC and HVDC systems of a power system

Note 1 to entry: This control system is under the responsibility of the system operator.

12 Control functions

12.1

equal delay angle control; individual phase control

method of controlling separately the valve control pulses for each valve by timing from the zero crossings of the commutation voltages

12.2

equidistant firing control

method of controlling the valve control pulses whereby, in steady state, the delay between a control pulse and the previous control pulse is equal for all valves, irrespective of unbalance or distortion in the commutating voltages

12.3

α control

control of the delay angle between a minimum and maximum, determined by the design, to implement a control mode

12.4

minimum α control

control of the delay angle to prevent it from decreasing below a set minimum value

12.5

γ control

control of the extinction angle between a minimum and maximum, determined by the design, to implement a control mode at an inverter

12.6

minimum γ control

control of the extinction angle to prevent it from decreasing below a set minimum value

12.7

control order

reference value of a desired controlled quantity, in a control mode

12.7.1

(d.c.) current (control) order

reference value of the current to the d.c. current regulator (see figure 11)

12.7.2

(d.c.) voltage (control) order

reference value of the voltage to a voltage regulator (see figure 11)

12.8

current margin

in an HVDC pole with two ends, the difference between the current order at the rectifier and the inverter (see figure 11)

NOTE – The rectifier has always a higher current order than the inverter in a two-terminal HVDC transmission system.

12.9

voltage dependent current order limit (VDCOL)

limitation of the current order as a function of the d.c. voltage

12.10

pole (current) balancing

control action to balance the currents in the two poles of a bipole system, in order to limit the amplitude of the differential current that flows between the neutrals of the HVDC system

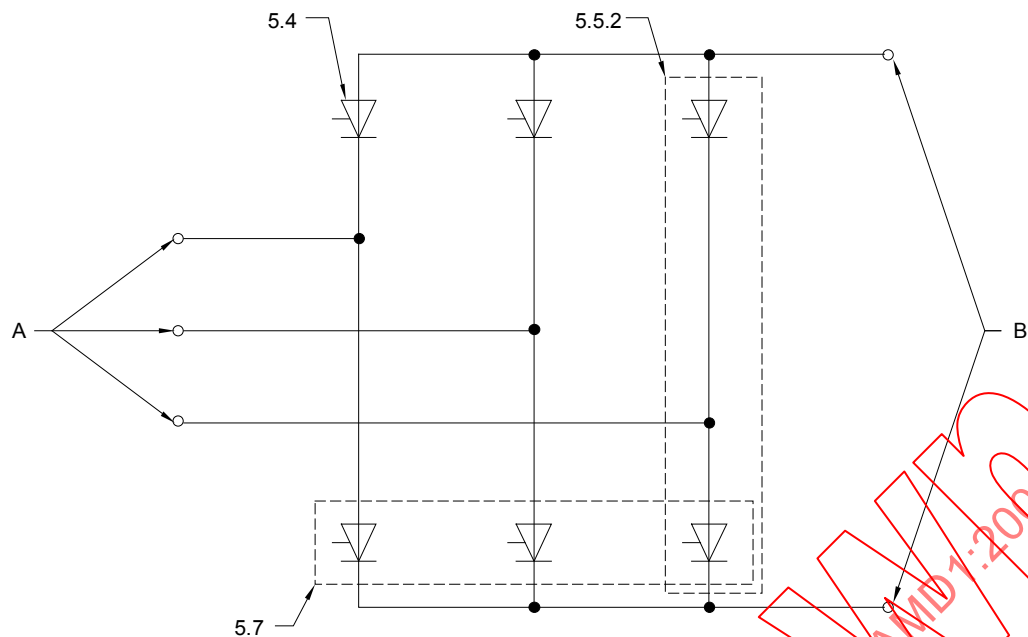
No.	Symbol	Description
1		Non-controllable valve or arm
2		Controllable valve or arm
3		Non-controllable bridge
4		Controllable bridge

IEC 1 672/98

NOTE 1 – Symbols 2 and 4 are used to represent the general meaning of valve, arm, or bridge, irrespective of controllability.

NOTE 2 – The above symbols are irrespective of the type of device of which a valve, arm, or bridge is composed.

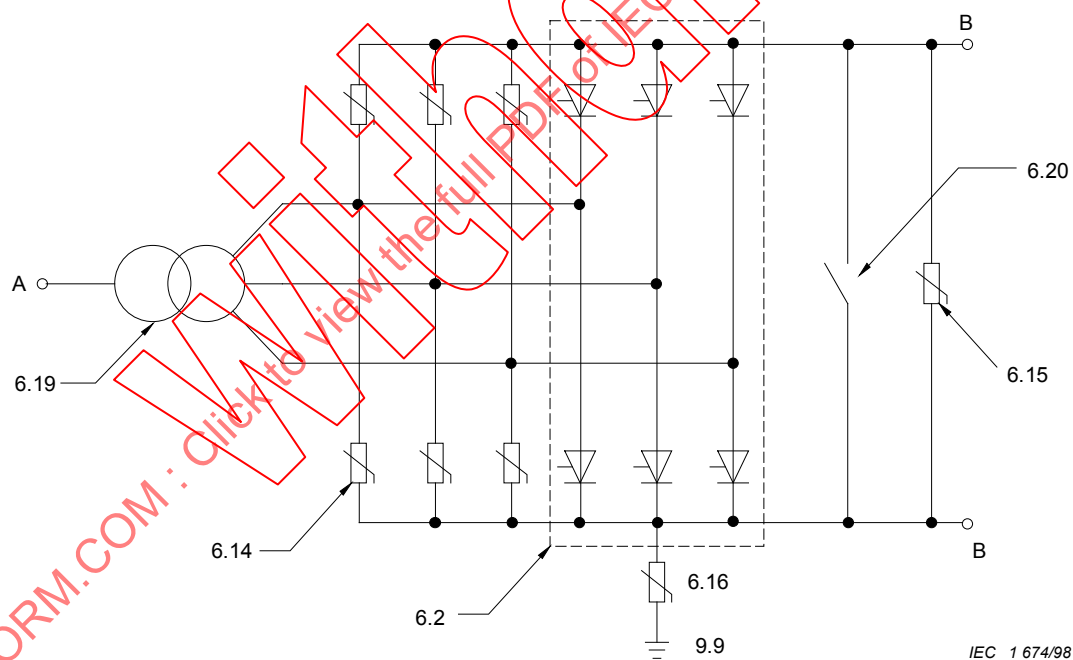
Figure 1 – Graphical symbols



Key

- | | | | |
|-----|------------------------|-------|-------------------|
| A | AC terminals | 5.5.2 | By-pass pair |
| B | DC terminals | 5.7 | Commutating group |
| 5.4 | Converter arm or valve | | |

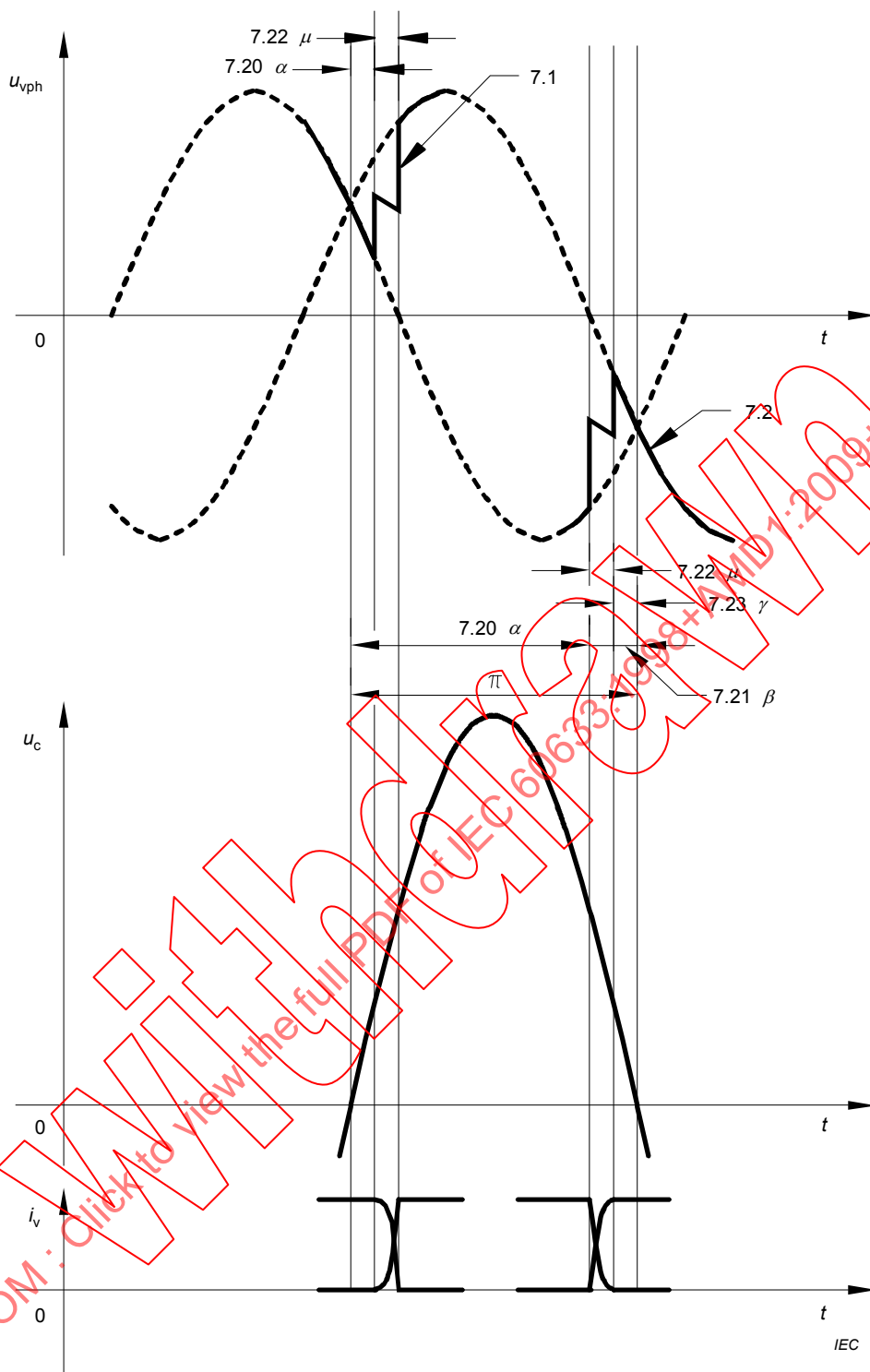
Figure 2 – Bridge converter connection



Key

- | | | | |
|------|-------------------------|------|----------------------------------|
| A | AC terminals | 6.16 | Converter unit d.c. bus arrester |
| B | DC terminals | 6.19 | Converter transformer |
| 6.2 | Bridge | 6.20 | By-pass switch |
| 6.14 | Valve arrester | 9.9 | Substation earth |
| 6.15 | Converter unit arrester | | |

Figure 3 – Example of a converter unit



IEC 1 675/98

Key

u_{vph}	Phase voltage	7.2	Inverter operation
u_c	Commutating voltage	7.20	Delay angle α
i_v	Valve currents	7.21	Advance angle β
t	Time	7.22	Overlap angle μ
7.1	Rectifier operation	7.23	Extinction angle γ

Figure 4 – Commutation process at rectifier and inverter modes of operation

Figure 5a - Valve idealised

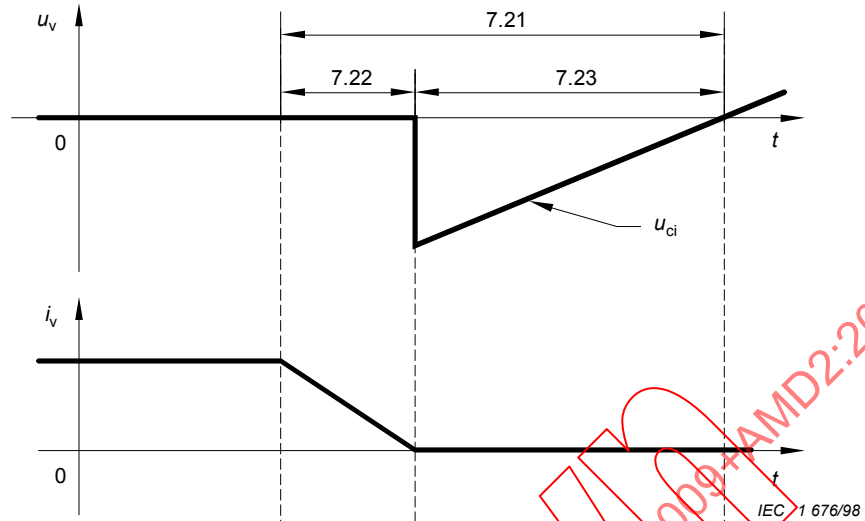
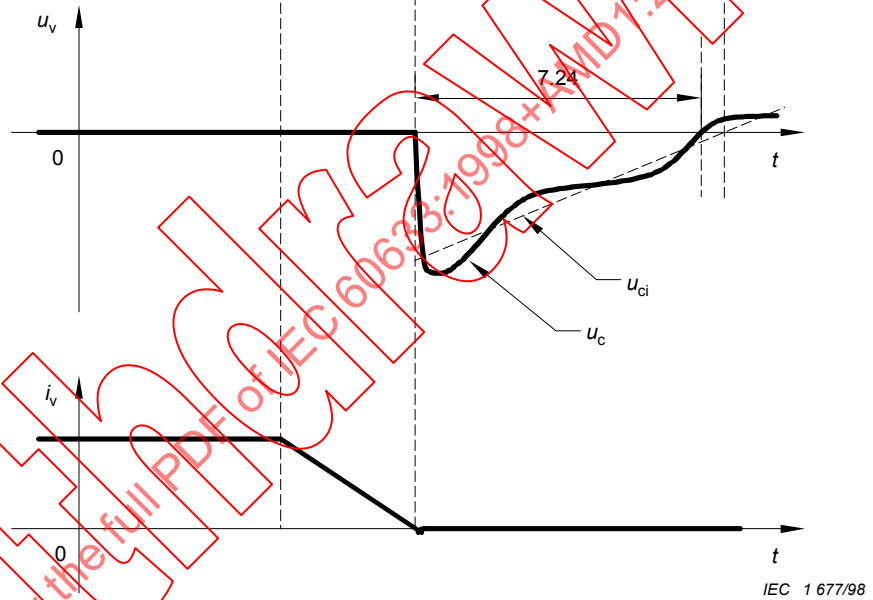


Figure 5b - Real valve



Key

u_v Voltage across outgoing valve
 i_v Current in outgoing valve
 u_{ci} Idealized commutating voltage
 u_c Actual commutating voltage
 t Time

7.21 Advance angle β
 7.22 Overlap angle μ
 7.23 Extinction angle γ
 7.24 Hold-off interval

Figure 5 – Illustrations of commutation in inverter operation

Figure 6a - Rectifier operation

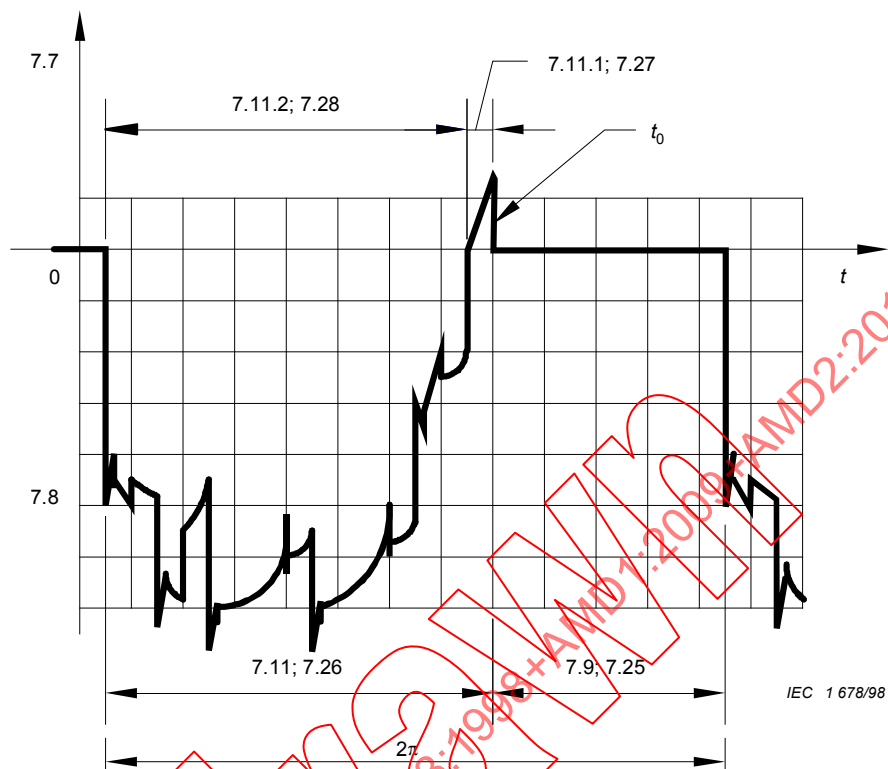
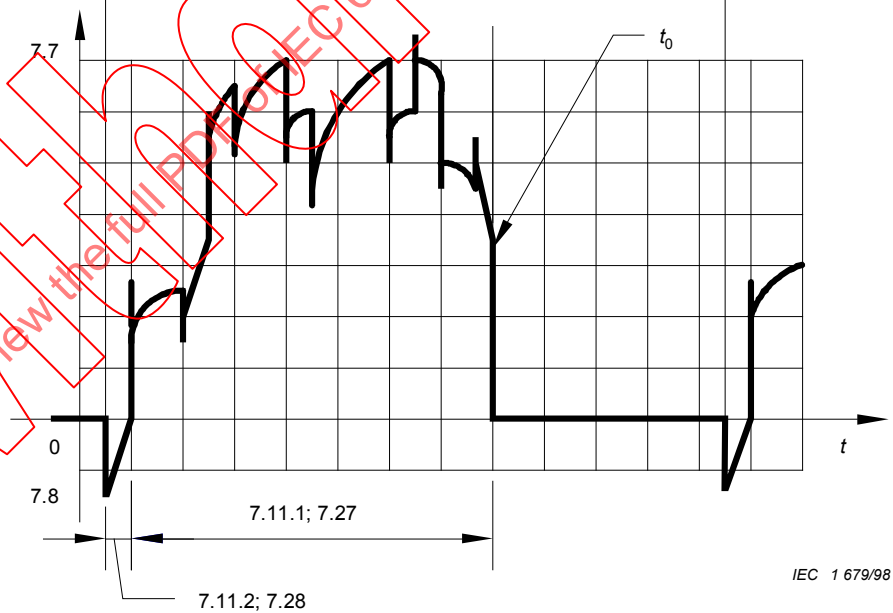


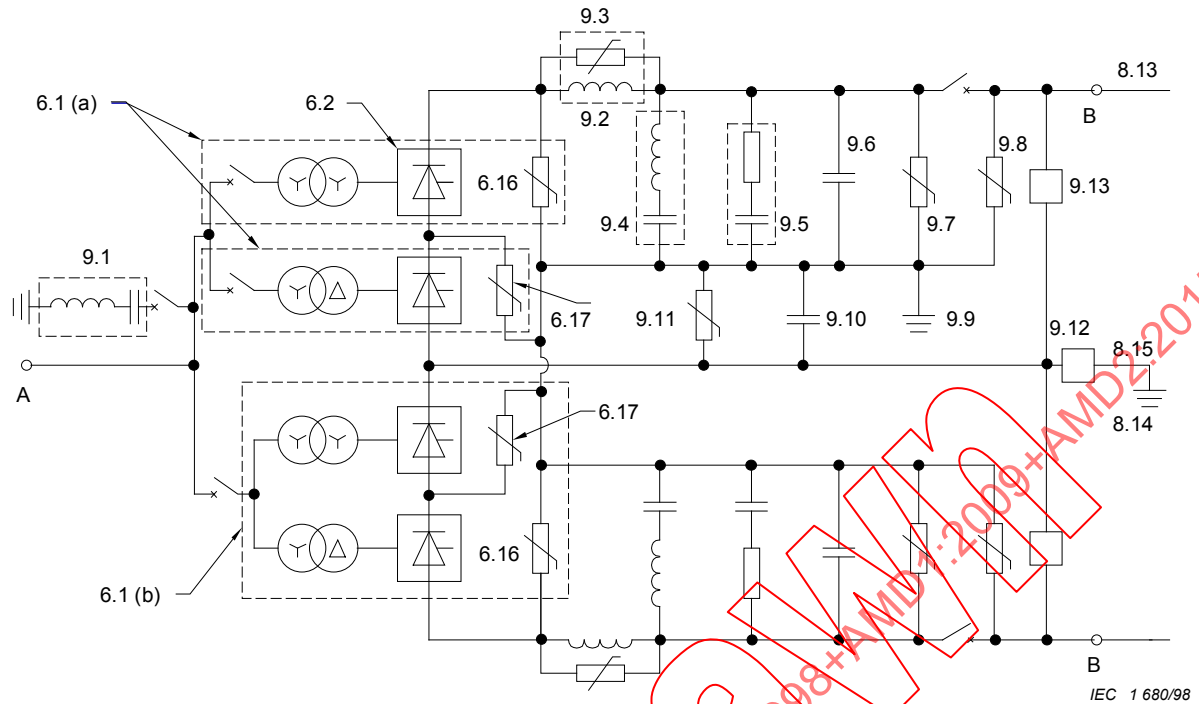
Figure 6b - Inverter operation



Key

t	Time	7.11	Non-conducting state
t_0	Firing instant	7.11.1	Forward blocking state
7.7	Forward voltage	7.11.2	Reverse blocking state
7.8	Reverse voltage	7.25	Conduction interval
7.9	Conducting state	7.26	Blocking interval
		7.27	Forward blocking interval
		7.28	Reverse blocking interval

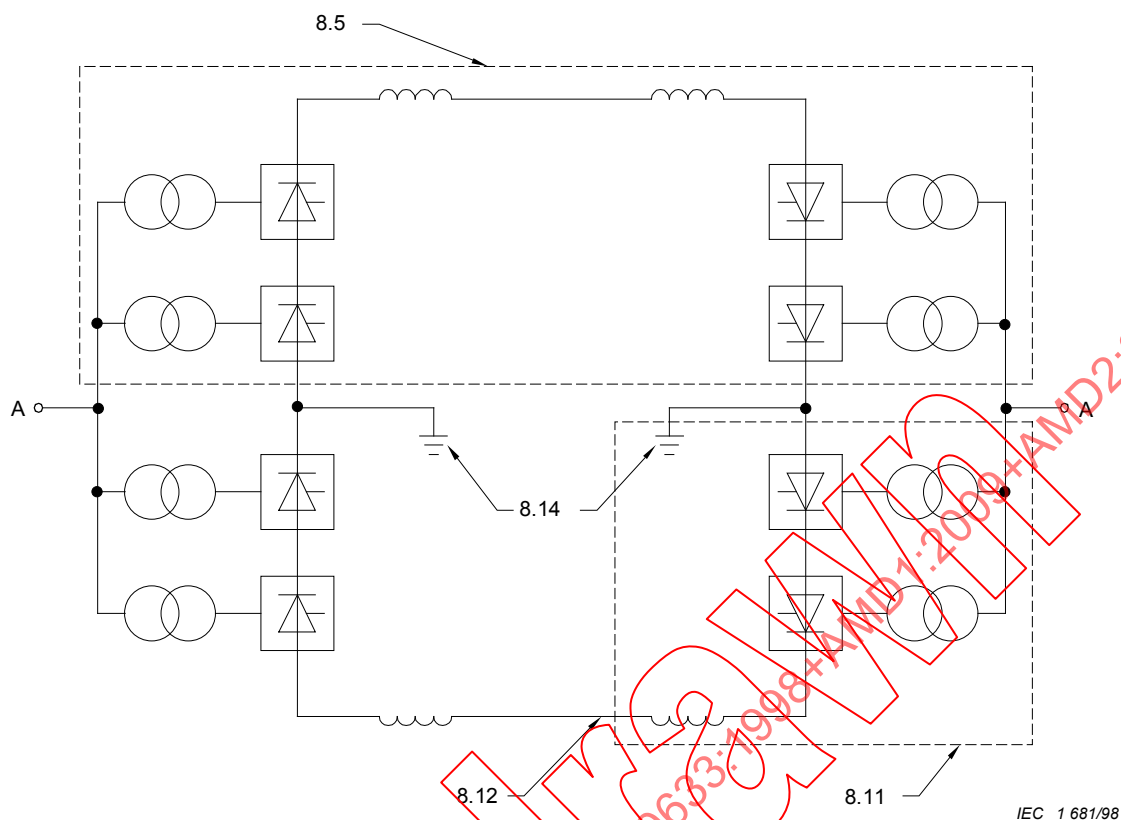
Figure 6 – Typical valve voltage waveforms



Key

A	AC system	9.3	DC reactor arrester
B	DC terminal	9.4	DC filter
6.1 (a)	Converter unit ($p = 6$)	9.5	DC damping circuit
6.1 (b)	Converter unit ($p = 12$)	9.6	DC surge capacitor
6.2	Converter bridge	9.7	DC bus arrester
6.16	Converter unit d.c. bus arrester	9.8	DC line arrester
6.17	Midpoint d.c. bus arrester	9.9	Substation earth
8.13	HVDC transmission line pole	9.10	DC neutral bus surge capacitor
8.14	Earth electrode	9.11	DC neutral bus arrester
8.15	Earth electrode line	9.12	Metallic return transfer breaker (MRTB)
9.1	AC filter	9.13	Earth return transfer breaker (ERTB)
9.2	(DC) smoothing reactor		

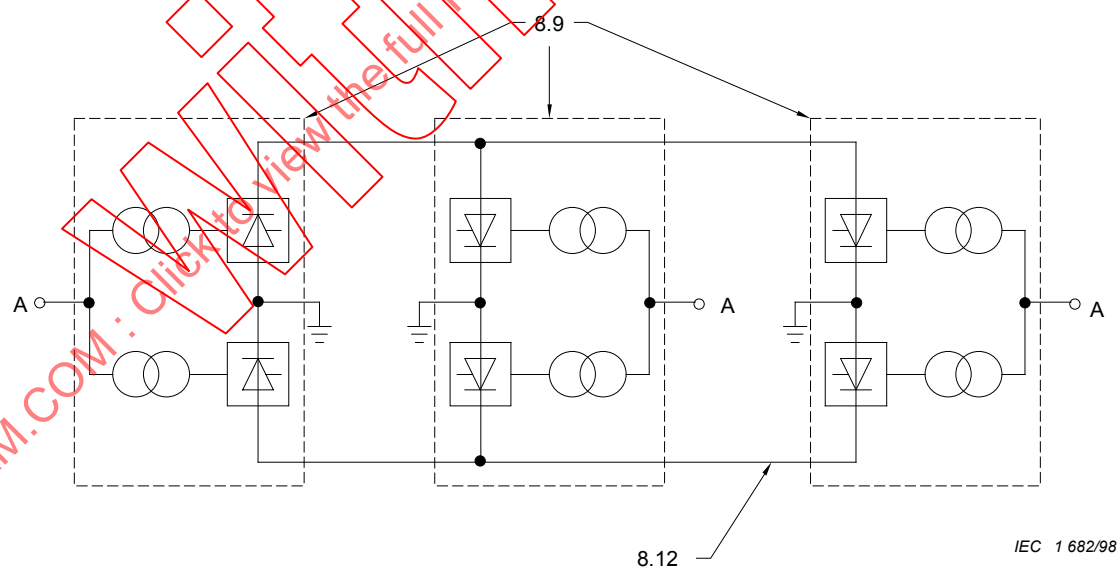
Figure 7 – Example of an HVDC substation



Key

- | | | | |
|------|------------------|------|------------------------|
| A | AC system | 8.12 | HVDC transmission line |
| 8.5 | HVDC system pole | 8.14 | Earth electrodes |
| 8.11 | Substation pole | | |

Figure 8 – Example of bipolar two-terminal HVDC transmission system



Key

- | | |
|------|------------------------|
| A | AC system |
| 8.9 | HVDC substations |
| 8.12 | HVDC transmission line |

Figure 9 – Example of a multiterminal bipolar HVDC transmission system with parallel connected HVDC substations

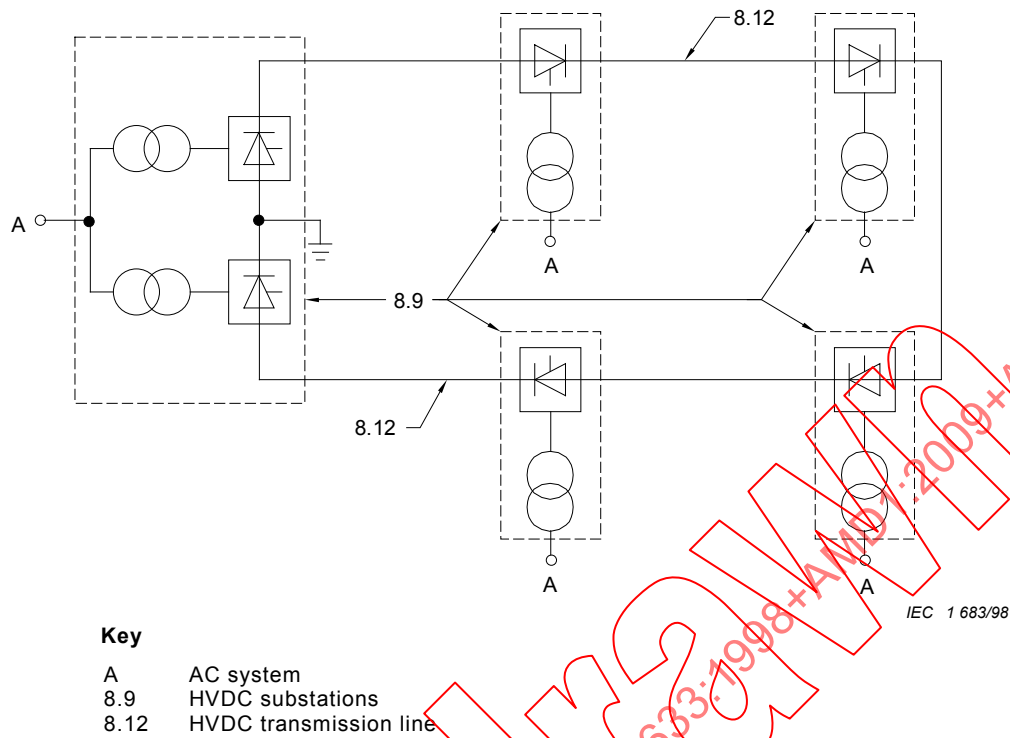


Figure 10 – Example of a multiterminal HVDC transmission system with series connected HVDC substations

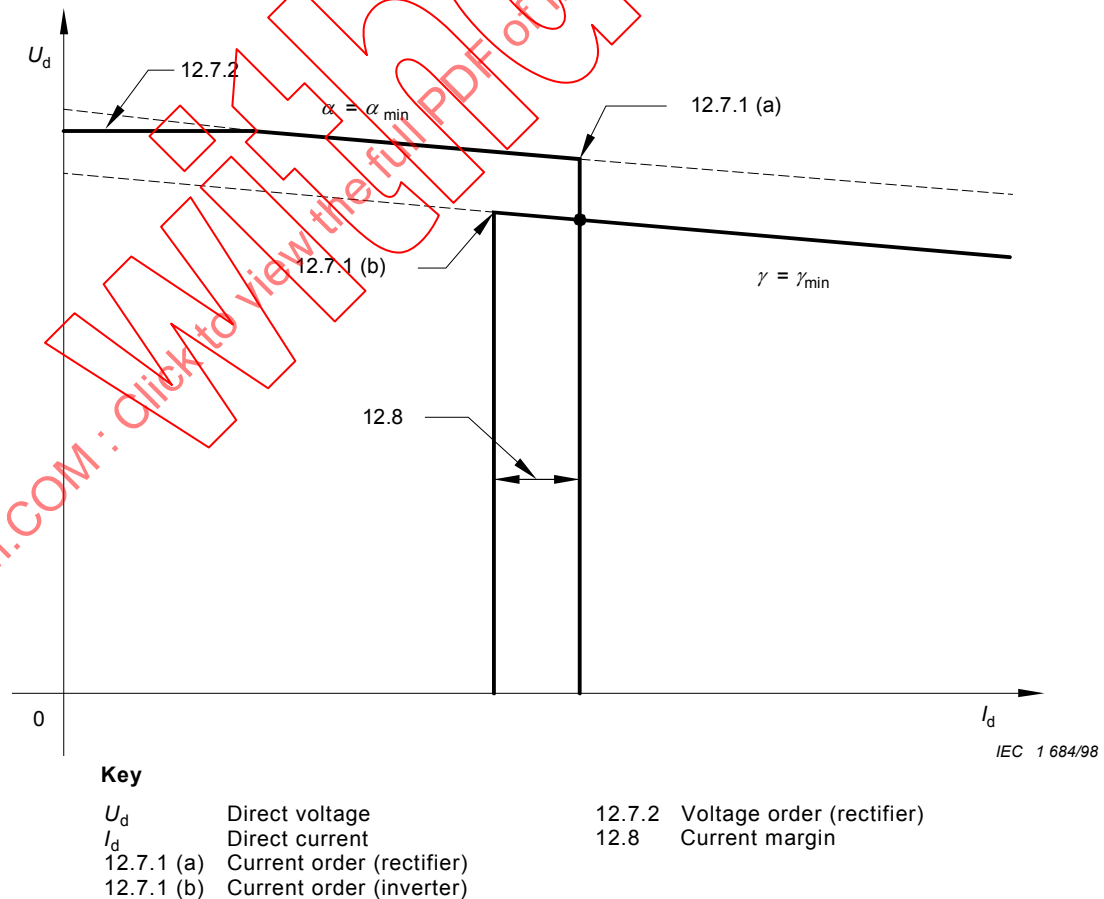
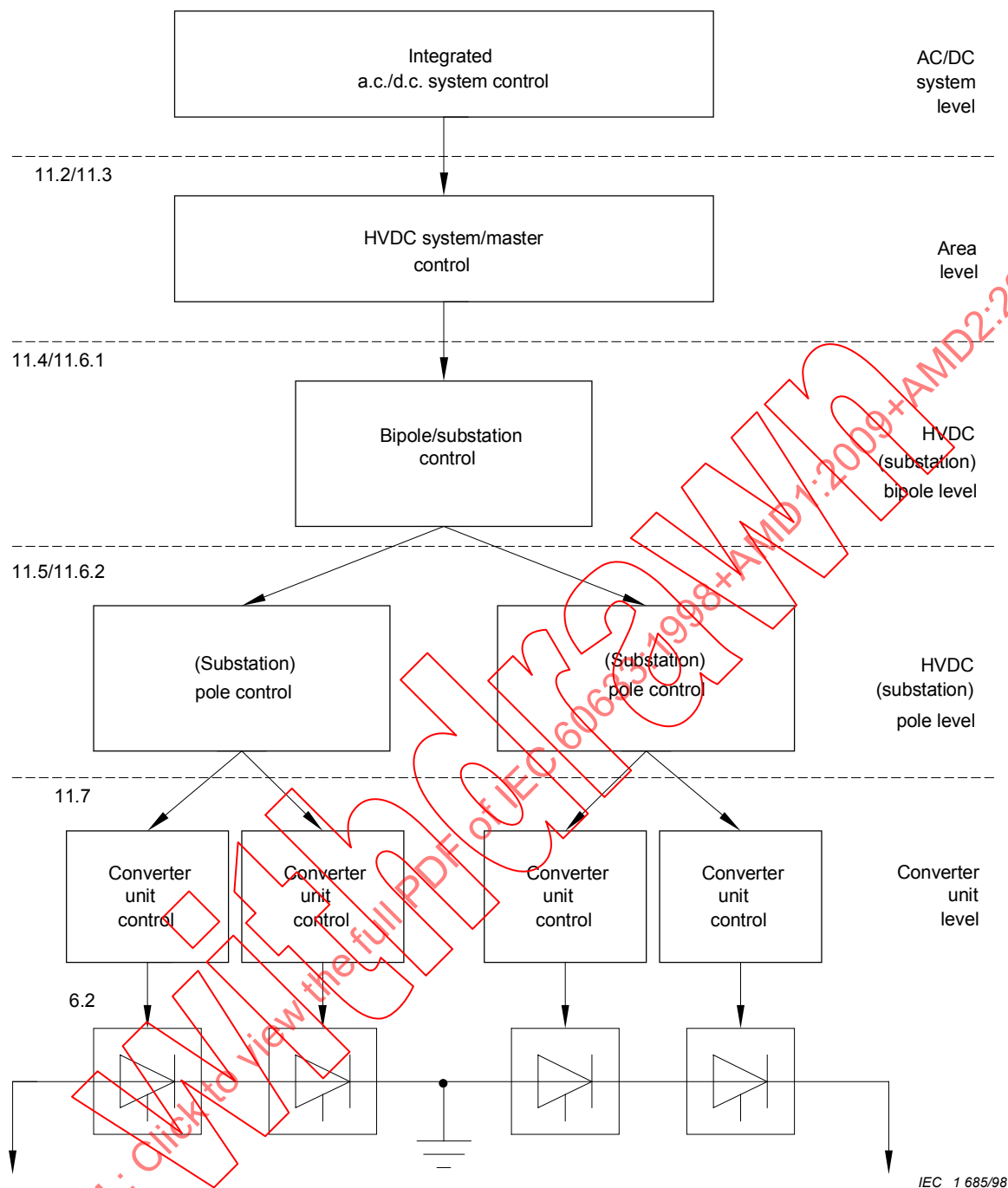


Figure 11 – A simplified steady-state voltage-current characteristic of a two-terminal HVDC system



Key

6.2 (Converter) bridge
11.2 HVDC system control
11.3 (HVDC) master control
11.4 (HVDC system) bipole control

11.5 (HVDC system) pole control
11.6.1 (HVDC) substation bipole control
11.6.2 (HVDC) substation pole control
11.7 Converter unit control

Figure 12 – Hierarchical structure of an HVDC control system

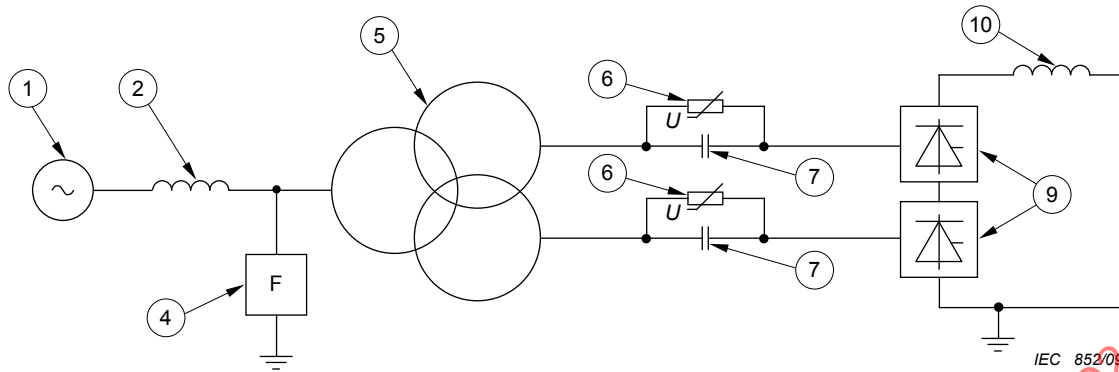


Figure 13a – Capacitor commutated converter (CCC)

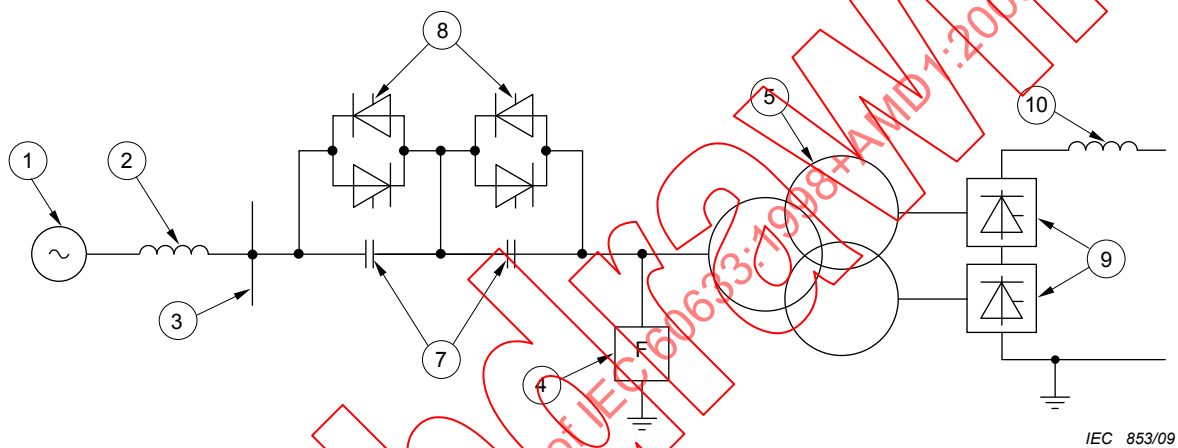


Figure 13b – Controlled series capacitor converter (CSCC)

Key

- | | |
|-------------------------|-----------------------|
| 1 a.c. system e.m.f. | 6 overvoltage limiter |
| 2 a.c. system impedance | 7 capacitor |
| 3 a.c. system bus | 8 thyristors |
| 4 a.c. filters | 9 converter bridges |
| 5 converter transformer | 10 d.c. reactor |

Figure 13 – Capacitor commutated converter configurations

Bibliography

IEC 60050(421):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 421: Power transformers and reactors*

IEC 60050(436):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 436: Power capacitors*

IEC 60050(521):1984, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 521: Semiconductor devices and integrated circuits*

IEC 60050(601):1985, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General*

IEC 60050(604):1987, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 604: Generation, transmission and distribution of electricity – Operation*

IEC 60050(605):1983, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 605: Generation, transmission and distribution of electricity – Substations*

IEC 60076 (all parts), *Power transformers*

IEC 60099 (all parts), *Surge arresters*

IEC 60146-1-2:1991, *General requirements and line commutated convertors – Part 1-2: Application guide*

IEC 60146-1-3:1991, *General requirements and line commutated convertors – Part 1-3: Transformers and reactors*

IEC 60617-4:1996, *Graphical Symbols for diagrams – Part 4: Passive components*

IEC 60617-7:1996, *Graphical Symbols for diagrams – Part 7: Switchgear, controlgear and protective devices*

IEC 60747-6:1983, *Semiconductor devices – Discrete devices – Part 6: Thyristors*
Amendment 1 (1991)
Amendment 2 (1994)

IEC 60919-1:1988, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems – Part 1: Steady-state conditions*

IEC 60919-2:1990, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems – Part 2: Faults and switching*

IEC TR 60919-3:2009, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 3: Dynamic conditions*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	42
1 Domaine d'application.....	44
2 Références normatives	44
3 Symboles et abréviations	44
3.1 Liste des symboles littéraux	44
3.2 Liste des indices	45
3.3 Liste des abréviations	45
4 Symboles graphiques.....	45
5 Termes généraux relatifs aux circuits de conversion	46
5.1 conversion.....	46
5.2 schéma convertisseur.....	46
5.3 (schéma convertisseur en) pont.....	46
5.4 bras (de convertisseur).....	46
5.5 chemin de shuntage	46
5.6 commutation.....	47
5.7 groupe commutant.....	47
5.8 inductance de commutation	47
5.9 indice de pulsation p	47
5.10 indice de commutation q	47
5.11 convertisseur à condensateurs commutés.....	47
5.12 convertisseur à condensateurs en série contrôlés	48
5.13 tension de commutation.....	48
5.14 convertisseur à condensateurs commutés contrôlés.....	48
5.15 convertisseur à condensateurs en série	48
6 Unités de conversion et valves	48
6.1 (unité de) conversion.....	48
6.2 pont (de conversion).....	48
6.3 valve	48
6.4 valve principale.....	49
6.5 valve de shuntage.....	49
6.6 module de thyristors	49
6.7 module d'inductance	49
6.8 section de valve.....	49
6.9 niveau de thyristor (de valve)	49
6.10 support de valve	49
6.11 structure de valve	49
6.12 électronique de base de la valve (VBE).....	49
6.13 électronique de valve.....	50
6.14 parafoudre de valve	50
6.15 parafoudre d'une unité de conversion.....	50
6.16 parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion	50
6.17 parafoudre de barre à courant continu du milieu.....	50
6.18 inductance de valve	50
6.19 transformateur de convertisseur.....	50
6.20 interrupteur de shuntage	50
6.21 module de valve	51

6.22	niveaux redondants	51
6.23	borne d'anode de valve	51
6.24	borne de cathode de valve	51
7	Conditions de fonctionnement du convertisseur	51
7.1	fonctionnement en redresseur; redressement	51
7.2	fonctionnement en onduleur; renvoi au réseau	51
7.3	sens direct; sens de conduction (d'une valve)	51
7.4	sens inverse; sens de non conduction (d'une valve)	51
7.5	courant direct	51
7.6	courant inverse	51
7.7	tension directe	51
7.8	tension inverse	52
7.9	état conducteur; état passant	52
7.10	chute de tension de valve	52
7.11	état non conducteur; état bloqué	52
7.12	allumage	52
7.13	impulsion de commande (de valve)	52
7.14	impulsion d'allumage (de valve)	52
7.15	blocage d'un convertisseur	52
7.16	déblocage d'un convertisseur	52
7.17	blocage d'une valve	52
7.18	déblocage d'une valve	53
7.19	réglage de phase	53
7.20	angle de retard (de l'ordre d'amorçage) α	53
7.21	angle d'avance (de l'ordre d'amorçage) β	53
7.22	angle d'empiètement μ	53
7.23	angle d'extinction γ	53
7.24	intervalle de retenue	53
7.25	intervalle de conduction	53
7.26	intervalle de blocage; intervalle de repos	53
7.27	intervalle de blocage direct	54
7.28	intervalle de blocage inverse	54
7.29	allumage intempestif	54
7.30	défaut d'allumage	54
7.31	rate de commutation	54
7.32	rapport de court-circuit (RCC)	54
7.33	rapport de court-circuit efficace (RCCE)	54
7.34	amorçage; déclenchement	54
7.35	état de fonctionnement	54
7.36	état bloqué	54
7.37	tension de valve	54
8	Systèmes et postes CCHT	55
8.1	système CCHT	55
8.2	système de transport CCHT	55
8.3	système CCHT unidirectionnel	55
8.4	système CCHT bidirectionnel	55
8.5	pôle (de système) (CCHT)	55
8.6	bipôle (de système) (CCHT)	55
8.7	système (CCHT) bipolaire	55

8.8	système (CCHT) monopolaire (asymétrique)	56
8.9	poste CCHT poste de conversion CCHT	56
8.10	bipôle de poste (CCHT)	56
8.11	pôle de poste (CCHT)	56
8.12	ligne de transport CCHT	56
8.13	pôle de ligne de transport CCHT	56
8.14	électrode de terre	56
8.15	ligne de terre	56
8.16	monopole symétrique	56
8.17	système bipolaire rigide à courant continu	57
8.18	système (CCHT) monopolaire symétrique	57
8.19	retour par la terre	57
8.20	retour métallique	57
8.21	configuration en série de convertisseurs	57
8.22	connexion unitaire	57
8.23	système de génération isolé	57
8.24	point de couplage commun	57
8.25	point de couplage commun – côté courant continu	57
9	Equipements des postes CCHT	58
9.1	filtre (d'harmoniques) (côté courant) alternatif	58
9.2	inductance de lissage (côté courant continu)	58
9.3	parafoudre d'inductance de lissage	58
9.4	filtre d'harmoniques (côté courant) continu	58
9.5	circuit d'amortissement côté courant continu	58
9.6	condensateur d'étouffement côté courant continu	58
9.7	parafoudre de barre à courant continu	58
9.8	parafoudre de ligne à courant continu	58
9.9	terre du poste CCHT	58
9.10	condensateur de neutre (côté courant continu)	58
9.11	parafoudre de neutre (côté courant continu)	59
9.12	disjoncteur de transfert du retour métallique (DTRM)	59
9.13	disjoncteur de transfert du retour par la terre (DTRT)	59
9.14	filtre HF (haute fréquence) (côté courant) alternatif	59
9.15	filtre HF (haute fréquence) (côté courant) continu	59
9.16	commutateur de bus neutre (NBS)	59
9.17	commutateur de mise à la terre de bus neutre (NBGS)	59
10	Modes de réglage	59
10.1	mode de réglage	59
10.2	mode de réglage de la tension continue	59
10.3	mode de réglage du courant	60
10.4	mode de réglage de la puissance active	60
10.5	mode de réglage de la puissance réactive	60
10.6	mode de réglage de la fréquence	60
10.7	mode de réglage de l'amortissement	60
10.8	mode de réglage de la tension alternative	60
10.9	mode de fonctionnement en réseau isolé	60
10.10	mode de réglage de l'amortissement d'ITSS	60
11	Systèmes de commande	60
11.1	système de commande (CCHT)	60

11.2	commande d'un système CCHT	60
11.3	commande d'ensemble (CCHT)	61
11.4	commande de bipôle de système CCHT	61
11.5	commande de pôle de système CCHT	61
11.6	commande de poste CCHT	61
11.7	commande d'une unité de conversion	61
11.8	unité de commande de valve (VCU)	62
11.9	commande de système intégrée en courant alternatif/courant continu	62
12	Fonctions de commande	62
12.1	réglage avec angles de retard égaux; réglage à déphasage individuel	62
12.2	réglage avec allumage équidistant	62
12.3	réglage d'angle α	62
12.4	réglage d'angle α minimum	63
12.5	réglage d'angle γ	63
12.6	réglage d'angle γ minimal	63
12.7	consigne de réglage	63
12.8	marge de courant	63
12.9	limitation de la consigne de courant dépendant de la tension (LCCDT)	63
12.10	équilibre des (courants de) pôles	63
	Bibliographie	74
	Figure 1 – Symboles graphiques	64
	Figure 2 – Schéma convertisseur en pont	65
	Figure 3 – Exemple d'une unité de conversion	65
	Figure 4 – Commutation pendant le fonctionnement en redresseur et en onduleur	66
	Figure 5 – Illustrations de la commutation pendant le fonctionnement en onduleur	67
	Figure 6 – Courbes caractéristiques de tension aux bornes d'une valve	68
	Figure 7 – Exemple d'un poste à CCHT	69
	Figure 8 – Exemple d'un système de transport CCHT bipolaire à deux extrémités	70
	Figure 9 – Exemple d'un système de transport CCHT bipolaire à extrémités multiples avec les postes connectés en parallèle	70
	Figure 10 – Exemple d'un système de transport CCHT à extrémités multiples avec les postes connectés en série	71
	Figure 11 – Caractéristique courant-tension simplifiée en régime permanent d'un système CCHT à deux extrémités	71
	Figure 12 – Structure hiérarchique d'un système de commande CCHT	72
	Figure 13 – Configurations de convertisseur à condensateurs commutés	73

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TERMINOLOGIE POUR LE TRANSPORT D'ÉNERGIE EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT)

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (RAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

Cette version consolidée de la Norme IEC officielle et de ses amendements a été préparée pour la commodité de l'utilisateur.

L'IEC 60633 édition 2.2 contient la deuxième édition (1998-12) [documents 22F/49/FDIS et 22F/53/RVD], son amendement 1 (2009-05) [documents 22F/153/CDV et 22F/163/RVC] et son amendement 2 (2015-07) [documents 22F/340/CDV et 22F/350A/RVC].

Cette version Finale ne montre pas les modifications apportées au contenu technique par les amendements 1 et 2. Une version Redline montrant toutes les modifications est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 60633 a été établie par le sous-comité 22F: Electronique de puissance pour les réseaux électriques de transport et de distribution, du comité d'études 22 de l'IEC: Electronique de puissance.

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de ses amendements ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

TERMINOLOGIE POUR LE TRANSPORT D'ÉNERGIE EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT)

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale définit les termes relatifs aux systèmes de transport de puissance en courant continu à haute tension (CCHT), et aux postes CCHT utilisant des convertisseurs électroniques de puissance pour la conversion du courant alternatif en courant continu ou vice versa.

Cette norme est applicable aux postes CCHT avec des convertisseurs commutés par le réseau, basés le plus souvent sur le schéma en pont triphasé (deux voies) (voir figure 2) dans lequel des valves électroniques unidirectionnelles, comme les valves à semiconducteurs, sont utilisées.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60027 (toutes les parties), *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*

IEC 60050-551, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 551: Electronique de puissance*

IEC 60146-1-1, *Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-1: Spécifications des clauses techniques de base*

IEC 60617-5, *Symboles graphiques pour schémas – Partie 5: Semiconducteurs et tubes électroniques*

IEC 60617-6, *Symboles graphiques pour schémas – Partie 6: Production, transformation et conversion de l'énergie électrique*

3 Symboles et abréviations

Cette liste ne comporte que les symboles les plus fréquemment utilisés. Des listes plus complètes des symboles adoptés pour les convertisseurs statiques se trouvent dans l'IEC 60027 et les autres normes indiquées dans les références normatives et la bibliographie.

3.1 Liste des symboles littéraux

U_d	tension continue (toute valeur définie)
U_{d0}	tension continue nominale à vide
U_{di0}	tension continue fictive à vide (ou idéale)
U_{dN}	tension continue nominale
U_L	tension entre phases côté réseau du transformateur de convertisseur, valeur efficace tenant compte des harmoniques
U_{LN}	valeur nominale de U_L