

TECHNICAL REPORT

RAPPORT TECHNIQUE

**Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters –
Part 3: Dynamic conditions**

**Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis
de convertisseurs commutés par le réseau –
Partie 3: Conditions dynamiques**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-3:2009



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2009 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: 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 corrigenda or an amendment might have been published.

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details twice a month all new publications released. Available on-line and also by email.

- Electropedia: www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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 CEI

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

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille deux fois par mois les nouvelles publications parues. Disponible en-ligne et aussi par email.

- Electropedia: www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

TECHNICAL REPORT

RAPPORT TECHNIQUE

**Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters –
Part 3: Dynamic conditions**

**Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis
de convertisseurs commutés par le réseau –
Partie 3: Conditions dynamiques**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX



ICS 29.200; 29.240.99

ISBN 978-2-88910-332-4

CONTENTS

FOREWORD.....	4
1 Scope.....	6
2 Normative references	6
3 Outline of HVDC dynamic performance specifications.....	7
3.1 Dynamic performance specification	7
3.2 General comments	8
4 AC system power flow and frequency control.....	8
4.1 General.....	8
4.2 Power flow control.....	8
4.2.1 Steady-state power control requirements.....	8
4.2.2 Step change power requirement	9
4.3 Frequency control	11
5 AC dynamic voltage control and interaction with reactive power sources	12
5.1 General.....	12
5.2 Voltage and reactive power characteristics of an HVDC substation and other reactive power sources.....	12
5.2.1 General	12
5.2.2 Converter as active/reactive power source	13
5.2.3 Voltage characteristics of a.c. networks depending on the power loading at the busbar of the HVDC substation.....	15
5.2.4 Voltage characteristics of a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors for power compensation at the HVDC substation.....	17
5.2.5 Voltage characteristics of static var compensator (SVC).....	17
5.2.6 Voltage characteristics of synchronous compensator (SC).....	18
5.3 Voltage deviations on the busbar of an HVDC substation	18
5.4 Voltage and reactive power interaction of the substation and other reactive power sources	19
5.4.1 HVDC converters, switchable a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors.....	19
5.4.2 HVDC converters, switchable reactive power sources, SVC.....	20
5.4.3 HVDC converters, switchable reactive power sources and synchronous compensators	20
6 AC system transient and steady-state stability.....	21
6.1 General.....	21
6.2 Characteristics of active and reactive power modulation.....	21
6.2.1 General	21
6.2.2 Large signal modulation.....	22
6.2.3 Small signal modulation.....	23
6.2.4 Reactive power modulation.....	23
6.3 Classification of network situations.....	24
6.4 AC network in parallel with the HVDC link	24
6.5 Improvement of the stability within one of the connected a.c. networks	28
6.6 Determination of the damping control characteristics.....	28
6.7 Implementation of the damping controller and telecommunication requirements	29
7 Dynamics of the HVDC system at higher frequencies	29
7.1 General.....	29
7.2 Types of instability	30

7.2.1	Loop instability (harmonic instability)	30
7.2.2	Current loop instability	30
7.2.3	Core saturation instability	30
7.2.4	Harmonic interactions	30
7.3	Information required for design purposes	31
7.4	Means available for preventing instabilities	32
7.5	Damping of low order harmonics by control action	32
7.6	Demonstration of satisfactory performance at higher frequencies	32
8	Subsynchronous oscillations	33
8.1	General	33
8.2	Criteria for subsynchronous torsional interaction with an HVDC system	34
8.3	Screening criteria for identifying generator units susceptible to torsional interactions	35
8.4	Performance considerations for utilizing subsynchronous damping controls	36
8.5	Performance testing	36
8.6	Turbine generator protection	36
9	Power plant interaction	37
9.1	General	37
9.2	Specific interactions	37
9.2.1	General	37
9.2.2	Frequency variation effects	37
9.2.3	Frequency controls interactions	37
9.2.4	Overvoltage effects	38
9.2.5	Harmonics	38
9.2.6	Subsynchronous and shaft impact effects	38
9.2.7	Resonance	39
9.2.8	Overvoltages	39
9.2.9	Stresses in a.c. switching equipment	39
9.2.10	Under-frequency	39
9.2.11	Starting procedure for an HVDC converter	39
9.3	Special considerations for a nuclear plant	39
	Bibliography	40
	Figure 1 – Elements for reactive power compensation at an HVDC substation	13
	Figure 2 – P/Q diagram of a converter	14
	Figure 3 – Reactive power requirements of a weak a.c. system depending on the active power loading for various constant voltage characteristics at the a.c. bus of an HVDC substation	16
	Figure 4 – Representation of the a.c. network	16
	Figure 5 – An example of voltage – current characteristic showing possible current modulation range in the absence of telecommunication between rectifier and inverter	23
	Figure 6 – Reactive power modulation in an HVDC transmission operating at minimum extinction angle $\gamma_{\min}$	25
	Figure 7 – Reactive power modulation in an HVDC transmission operating at extinction angle $\gamma > \gamma_{\min}$	26
	Figure 8 – Stability improvement of an a.c. link or network	27
	Figure 9 – Principle arrangements of a damping controller	27

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS WITH LINE-COMMUTATED CONVERTERS –

Part 3: Dynamic conditions

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.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a technical report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

IEC 60919-3, which is a technical report, has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronic systems and equipment.

This second edition cancels and replaces the first edition, which was issued as a technical specification in 1999. It constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) this report concerns only line-commutated converters;
- b) significant changes have been made to the control system technology;
- c) some environmental constraints, for example audible noise limits, have been added;
- d) the capacitor coupled converters (CCC) and controlled series capacitor converters (CSCC) have been included.

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

Enquiry draft	Report on voting
22F/183/DTR	22F/192/RVC

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

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts of the IEC 60919 series, under the general title: *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result 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.

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS WITH LINE-COMMUTATED CONVERTERS –

Part 3: Dynamic conditions

1 Scope

This Technical Report provides general guidance on the dynamic performance of high-voltage direct current (HVDC) systems. Dynamic performance, as used in this specification, is meant to include those events and phenomena whose characteristic frequencies or time domain cover the range between transient conditions and steady state. It is concerned with the dynamic performance due to interactions between two-terminal HVDC systems and related a.c. systems or their elements such as power plants, a.c. lines and buses, reactive power sources, etc. at steady-state or transient conditions. The two-terminal HVDC systems are assumed to utilize 12-pulse converter units comprised of three-phase bridge (double way) connections. The converters are assumed to use thyristor valves as bridge arms, with gapless metal oxide arresters for insulation coordination and to have power flow capability in both directions. Diode valves are not considered in this specification. While multi-terminal HVDC transmission systems are not expressly considered, much of the information in this specification is equally applicable to such systems.

Only line-commutated converters are covered in this report, which includes capacitor commutated converter circuit configurations. General requirements for semiconductor line-commutated converters are given in IEC 60146-1-1, IEC 60146-1-2 and IEC 60146-1-3. Voltage-sourced converters are not considered.

This report (IEC 60919-3) which covers dynamic performance, is accompanied by publications for steady-state (IEC 60919-1) and transient (IEC 60919-2) performance. All three aspects should be considered when preparing two-terminal HVDC system specifications.

A difference exists between system performance specifications and equipment design specifications for individual components of a system. While equipment specifications and testing requirements are not defined herein, attention is drawn to those which would affect performance specifications for a system. There are many possible variations between different HVDC systems, therefore these are not considered in detail. This report should not be used directly as a specification for a specific project, but rather to provide the basis for an appropriate specification tailored to fit actual system requirements for a particular electric power transmission scheme. This report does not intend to discriminate between the responsibility of users and manufacturers for the work specified.

2 Normative references

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

IEC 60146-1-1, *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1-1: Specification of basic requirements*

IEC/TR 60146-1-2, *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1-2: Application guide*

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

IEC/TR 60919-1:2005, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions*

IEC/TR 60919-2:2008, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 2: Faults and switching*

3 Outline of HVDC dynamic performance specifications

3.1 Dynamic performance specification

A complete dynamic performance specification for an HVDC system should consider the following clauses:

- a.c. system power flow and frequency control (see Clause 4);
- a.c. dynamic voltage control and interaction with reactive power sources (see Clause 5);
- a.c. system transient and steady-state stability (see Clause 6);
- dynamics of the HVDC system at higher frequencies (see Clause 7);
- subsynchronous oscillations (see Clause 8);
- power plant interaction (see Clause 9).

Clause 4 deals with using active power control of the HVDC system to affect power flow and/or frequency of related a.c. systems in order to improve the performance of such a.c. systems. The following aspects should be considered at the design of HVDC active power control modes:

- a) to minimize the a.c. power system losses under steady-state operation;
- b) to prevent a.c. line overload under steady-state operation and under a disturbance;
- c) to coordinate with the a.c. generator governor control;
- d) to suppress a.c. system frequency deviations under steady-state operation and under a disturbance.

In Clause 5, the voltage and reactive power characteristics of the HVDC substation and other reactive power sources (a.c. filters, capacitor banks, shunt reactors, SVC (static var compensator), synchronous compensators) as well as interaction between them during control of the a.c. bus voltage are considered.

In Clause 6, a discussion is provided concerning methods of controlling active and reactive power of an HVDC link to improve the steady-state and/or transient stability of the interconnected a.c. system by counteracting electromechanical oscillations.

Clause 7 deals with dynamic performance of an HVDC system in the range of half fundamental frequency and above due to both characteristic and non-characteristic harmonics generated by converters. Means for preventing instabilities are also discussed.

In Clause 8, the phenomenon of amplification of torsional, mechanical oscillations in turbine-generators of a thermal power plant at their natural frequencies, due to interaction with an HVDC control system (constant power and current regulation modes), is considered. Specifications for subsynchronous damping control are defined.

The interaction between a power plant and an HVDC system located electrically near to it is considered in Clause 9, taking into account some special features of the nuclear power plant and requirements for the reliability of the HVDC system.

3.2 General comments

Any design requirements for future HVDC systems being specified should fall within the design limits covered in publications on steady-state (IEC 60919-1) and transient (IEC 60919-2) performance. It is recommended that during preparation of the dynamic HVDC system performance specification, the proper HVDC system control strategy should be identified based on detailed power system studies. The priorities of control signal inputs and the way they are processed should be specified.

4 AC system power flow and frequency control

4.1 General

Active power control of an HVDC system can be used to control the power flow and/or frequency in related a.c. systems in order to improve the performance of a.c. systems in steady-state operation and under disturbance.

In this clause, the HVDC active power operation modes, which are used to improve the a.c. system performance for the following purposes, will be covered:

- HVDC power control to minimize the total power system losses under steady-state operation;
- HVDC power control for prevention of a.c. line overload under a disturbance as well as steady state;
- coordinated HVDC power control with an a.c. system generator governor control;
- HVDC power control for suppression of an a.c. system frequency deviation under a disturbance as well as steady state.

HVDC active and/or reactive power modes used to improve a.c. system dynamic and transient stability or improve a.c. voltage control is discussed in Clauses 5 and 6.

4.2 Power flow control

4.2.1 Steady-state power control requirements

The power of an HVDC system is sometimes controlled to minimize overall power system losses, to prevent a.c. line overloading, and to coordinate with the governor control of a.c. system generators. Such power control requirements differ from time to time according to the role of HVDC systems in the overall power system.

When an HVDC system is used to transmit power from remote generating stations, the HVDC transmission power control is coordinated with the governor control of the power station generators. In this case, the generator voltage, frequency or the rotor speed may be used as a reference to the HVDC power control system.

When two a.c. power systems are connected by an HVDC link, the HVDC power is controlled to a pre-determined pattern under normal circumstances, but an additional function can be incorporated to this HVDC power control so that the frequency of either or both a.c. power systems is controlled. When one of the a.c. systems is an isolated system, such as one supplying a separate island, frequency control of this isolated a.c. system may have to be realized by the HVDC system.

The a.c. system frequency control by an HVDC system is discussed in 4.3.

When two a.c. systems are interconnected by more than one d.c. link or d.c. and a.c. links, or when a d.c. system exists within an a.c. system, HVDC power may be controlled in order to minimize the total transmission losses of the interconnected systems.

In some cases of a.c./d.c. system configurations described above, the HVDC power change control can be used to prevent overloading of one or more transmission lines in the power system.

In certain special HVDC control schemes, such as the one designed to improve a.c. system performance by increasing the d.c. power during and after a disturbance, the steady-state d.c. transmission power may have to be set at a restricted value so that the d.c. power does not exceed the d.c. rated power, including overload capability, when the control is initiated. It is important to consider also the additional reactive power supply required both by the HVDC converters and the a.c. systems in such a situation.

The following items a) to g) need to be considered in the specification of steady-state control requirements. Note that at the time of preparing the specification, the complete steady-state control requirements may not have been determined or designed, but allowance for possible future inputs is necessary.

- a) When a power flow control system is designed to have more than one function, including the a.c. system frequency control, the HVDC control system should be so designed that priorities are set between each control function.
- b) Under steady-state conditions, the control for prevention of a.c. line overloading is usually given higher priority over other power flow controls. The control for minimization of power system losses is implemented either by setting the d.c. power to a pattern which has been pre-determined by the power system data, or in response to an on-line computation which is conducted in the central load dispatching office. Usually, its control response is relatively slow, being several seconds or several minutes, even in the latter case.
- c) In isolated systems or systems with a relatively large d.c. infeed, frequency is often maintained by the HVDC power. In such a case, HVDC frequency control could have a priority over system loss minimization, but may be limited by overload protection.
- d) The change in reactive power demand accompanying the power changes may result in frequent switching of reactive power equipment. In such a case, it is necessary to figure out particular a.c. voltage control measures such as reactive power control by converter units, or to set limits of the magnitude of HVDC power change.
- e) The need for special power order adjustment signals unique to the power system should be identified, studied, and specified. The signals cannot be permitted to cause d.c. current or power, or a.c. voltage to deviate beyond equipment and system ratings and limits. The priority of two or more input signals having simultaneous demand on d.c. link power should be established and coordinated.
- f) Bipolar d.c. links normally require that d.c. power and current be effectively shared between poles. For loss of one pole, an overload strategy for the remaining pole could be developed to minimize disruption to a.c. system power flow, voltage and frequency.
- g) Disruption of the telecommunication link between the sending and receiving system of the d.c. link should not cause disruption to the a.c. power system. A minimum specification requirement is that power transmission is maintained at the same power level which existed before the telecommunication failure. If additional functions such as frequency control are required during temporary outage of the telecommunication link, these should be specified.

4.2.2 Step change power requirement

Under certain power system conditions, it may be required to change the HVDC power in steps in order to improve the performance of a.c. systems during and after power system disturbances. Under certain circumstances, the step change may involve d.c. power reversal.

A step change of d.c. power is realized by changing the set value of d.c. power order or by changing the power range in response to an input signal. The rate of change of power and limit to the magnitude of the d.c. power change demanded by the step change should be

adjustable within specified limits according to a.c. system requirements. For example, different ramp rates may be required for different events. Special considerations may be required when the step change would include power reversal.

Power system disturbances to be considered in specifying d.c. power step changes may include: a.c. line trip, loss of large power supply source or large drop in a.c. system frequency and sudden increase or decrease of power system load with its corresponding large frequency deviation.

In some of the above cases of power system disturbances, the a.c. systems will also be supported by the a.c. frequency control provided by the d.c. system.

In specifying and designing HVDC control functions, the effects of the step change power functions should be surveyed in detail for various power system conditions. It is best to specify limits and ranges for power changes and ramp rates rather than specific settings. Setting adjustment can be made with the d.c. system in operation.

The signals for initiation of HVDC step power changes include overload relay signals or trip signals of particular transmission lines which are transmitted to the HVDC substation, or a.c. system frequency which is detected at the HVDC substation or at some point in a.c. systems.

The time delay involved in a telecommunication system which transmits these initiation signals may affect the a.c. or d.c. system performance. Therefore, in some cases, a high speed telecommunication system may be required. When the transmission delay time is large, this effect should be taken into account.

There are some cases in which signals are sent to both HVDC substations, or more than one signal is received by an HVDC substation. In these cases, it is necessary to set priorities of control functions.

The magnitude of d.c. power step change may be limited by a.c. and d.c. system conditions, and it may be required under certain circumstances to detect the changes in system conditions to update the values of such limits.

In particular, when there is a large step change in d.c. power, the a.c. voltage may change substantially. For this reason, it may be required to study the allowable range of a.c. voltage fluctuation to determine the limits on step power changes, or introduce special a.c. voltage control measures.

The allowable limits of a.c. voltage deviation can be different for steady-state operation and transient conditions and should be specified.

When an HVDC system is connected to a high impedance and/or low inertia a.c. system, the step change in d.c. power may have adverse effects on the voltage stability, transient stability, and frequency of the a.c. system. In such cases, the magnitude and rate of change of power may have to be limited, or other special measures may have to be provided, to prevent deterioration of the a.c. system dynamic performance. When an HVDC system interconnects two a.c. systems, the effect of d.c. power step change must be evaluated in detail not only for the a.c. system in which a disturbance occurs, but also for the other a.c. system in which a fault does not occur.

When the d.c. step change of power causes the d.c. current to fall below the minimum allowable operational current of the HVDC system, which is usually 5 % to 10 % of the rated current, the converter operation should be set to the positive minimum current. Otherwise the converter should be blocked after the allowable period of low current operation, or be specified to operate down to zero current. One possible measure to overcome minimum allowable operational current is to set the power flows of two poles in opposite direction and let the power flow of two poles cancel each other when the HVDC system configuration is

bipolar. The difference in the power flows of each pole is the actual operating power flow of the overall HVDC system.

Because of inverter control limitations and possible risks to a.c. system operation, it is not advisable to request a current order step change larger than the current margin unless special control actions are taken upon loss of telecommunications.

Certain considerations may be required when an HVDC system is to be started up from a no load stand-by state in response to a step change power order (see Clause 7 of IEC 60919-1).

4.3 Frequency control

The a.c. system frequency control by the HVDC system can be applied for the following purposes:

- a) frequency control of the receiving and/or sending end a.c. system for a d.c. transmission from remote power sources;
- b) frequency control of an a.c. system in an isolated island or a small a.c. system when it is interconnected to a large a.c. system through a d.c. system;
- c) frequency control of either of the a.c. systems interconnected by an HVDC system, also taking the frequency of the other system into account.

The a.c. system frequency control is executed either as a continuous function of frequency under steady-state conditions, or when the frequency deviation of the a.c. system exceeds certain limits. It may only be activated under certain circumstances such as when the local a.c. system connected to the HVDC substation is disconnected (islanded) from the main a.c. system. Accordingly, the specification should state the duties and performance requirements of the frequency control function.

If the frequency at the receiving end is controlled by varying or modulating the power transmitted by the d.c. link, there must be coordination of the d.c. link frequency control with any governor control on associated a.c. generators. It may be possible to use transient frequency deviation capability of an asynchronous sending end system for support of the receiving end, provided the a.c. generating equipment is designed accordingly.

When an HVDC substation is electrically far from the centre of the a.c. system, the phase angle of a.c. voltage at the HVDC substation changes substantially with power changes. In such circumstances, the speed of response of the frequency signal can be reduced. To avoid this lower speed of response, the frequency signal can be detected at the centre of the a.c. system and transmitted to the HVDC substation.

In frequency control it may be required to provide limits of power change and rate of power change which maintains the a.c. system voltage fluctuation within an allowable range, or utilize special voltage regulation measures such as reactive power control by converters or SVC. The allowable limits of voltage fluctuation during steady state frequency control should be specified.

When the d.c. contribution to a.c. system frequency control is implemented, it is possible that generator frequency control is degraded unless the controls are properly coordinated. When two different power systems are interconnected, it may be required to provide appropriate dead band or to select suitable gain in the frequency control by the HVDC system so that only large or fast frequency fluctuations are compensated by the d.c. power control, and small or slow frequency fluctuations are controlled by the power stations belonging to the individual a.c. systems.

The frequency control designed to correct for severe disturbances, such as those caused by the tripping of large generation units, may be realized more effectively if the generator unit trip signal is transmitted to the HVDC substation to initiate the control action.

Fast and large magnitude of d.c. power change for frequency control may produce overvoltage or voltage dip in the a.c. systems. Such a situation may be relieved by limiting the rate of power change or by fast reactive power compensations. The allowable overvoltage or voltage dip, and the allowable duration time should be specified.

One possible measure for continuous and smooth operation of frequency control is to set the power flows of two poles in opposite direction and let the power flow of two poles cancel each other when the HVDC system configuration is bipolar. This special operation mode is called "Frequency control with zero power setting." However, note that there is additional system loss and accompanying polarity reversals, which happen when crossing the border of minimum current.

It is sometimes difficult to set optimal parameters of frequency control since the power system configuration often changes due to outages of transmission lines and/or substations for maintenance. This could be accounted for by adopting multi variable frequency control.

When d.c. power control is performed for the purpose of frequency control, it is usually necessary to provide high speed telecommunication channels, such as a microwave channels or fiber optic channels, between two HVDC substations. In case of loss of telecommunication between the two substations, frequency control is usually limited to the network connected to the current controlling substation.

When the frequency detection point is located far from the HVDC substation control terminal, or when it is intended to initiate the frequency control action by special signals issued from the a.c. system, telecommunication channels are required.

In any case, the effect of telecommunication time delay should be taken into account.

For a discussion of telecommunication channels, refer to Clause 13 of IEC 60919-1.

5 AC dynamic voltage control and interaction with reactive power sources

5.1 General

Change in reactive power flow due to load change, switching operations or faults produce voltage fluctuations in the a.c. network. In high impedance a.c. systems, i.e. in systems with low short-circuit capacity, larger voltage fluctuation can be expected and the need for voltage control is more pronounced.

Sudden voltage changes in the network should be limited e.g. to less than 3 % if occurring frequently and to less than 10 % if happening seldom. Appropriate values should be specified.

High temporary overvoltages in excess of the normal operating range due to large load changes and load rejection in networks with low short-circuit capacity could risk endangering station equipment. High temporary overvoltages can be limited by tripping of reactive power sources. The acceptable limit and duration for temporary overvoltages should be specified.

5.2 Voltage and reactive power characteristics of an HVDC substation and other reactive power sources

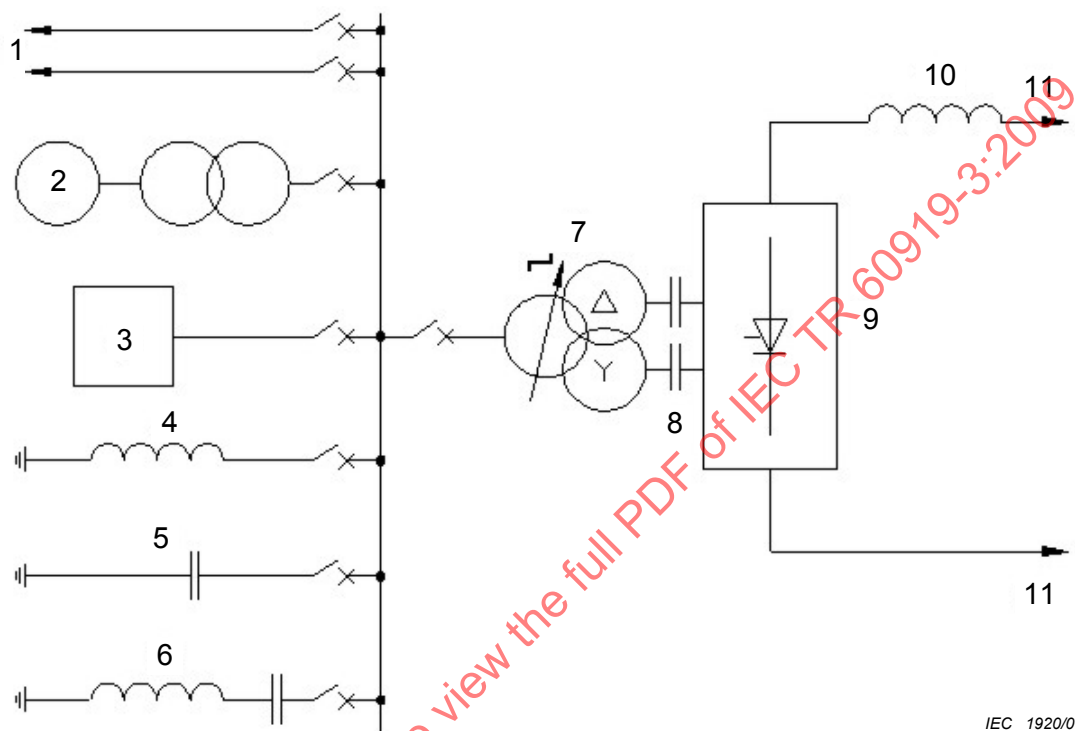
5.2.1 General

Dynamic reactive power and voltage control on the a.c. bus of an HVDC substation can be obtained by using different equipment. Figure 1 shows schematically an HVDC substation with elements for reactive power compensation. Which of the depicted elements is used depends on the a.c. network characteristics and requirements on the data of the HVDC substation concerned, as well as on the economic evaluation of the different possible solutions.

5.2.2 Converter as active/reactive power source

The active/reactive power of an HVDC converter depends on the following factors:

- commutation impedance (including commutation capacitance, if applicable);
- commutation voltage;
- delay angle α at the rectifier or extinction angle γ at the inverter;
- d.c. current.



Key

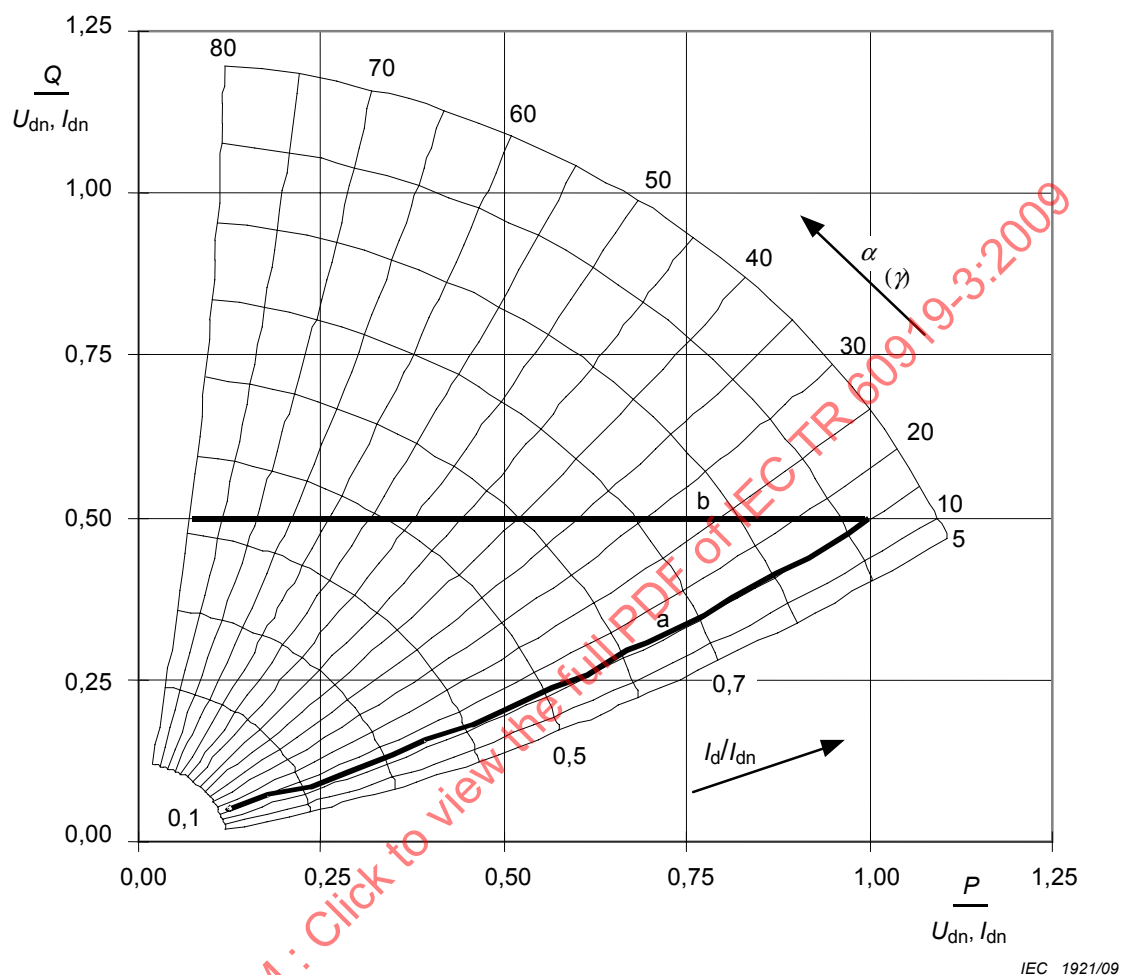
- | | |
|---------------------------|--------------------------|
| 1 a.c. network | 7 converter transformer |
| 2 synchronous compensator | 8 commutation capacitors |
| 3 static var compensator | 9 converter |
| 4 a.c. reactor | 10 d.c. reactor |
| 5 capacitor | 11 d.c. terminal |
| 6 a.c. filter | |

Figure 1 – Elements for reactive power compensation at an HVDC substation

Converter operating time constants are the composite of control system, measurement systems, and d.c. transmission line constants. With typical control systems, time constants are in the range of a few milliseconds, and this provides the control of delay angle or extinction angle in the range of less than 20 ms. The response time of the total d.c. system is normally in the range of 50 ms to 150 ms.

The tap changer control can be active in addition to the converter firing control. However, each tap changer step has a time delay of a few seconds. Therefore, this control is not used for fast active/reactive power control, but only for adjustments to the optimum operation conditions at the new operating point.

For consideration of dynamic conditions, the active/reactive power diagram of the converter shown in Figure 2 can be used (see also Figure 16 of IEC 60919-1). The valid range of operation for a given maximum d.c. current and delay angle between a few degrees and 90° as defined in Figure 2 could theoretically be used.



NOTE The diagram is valid for constant commutation voltage.

Key

Q reactive power of a converter

U_{dn}, I_{dn} rated d.c. voltage and current

P real power of a converter

α delay angle

γ extinction angle

Figure 2 – P/Q diagram of a converter

However, in reality the range is limited according to the equipment design and operating conditions. Examples of the use of a converter for dynamic operating conditions are as follows:

- operation with constant delay angle α or extinction angle γ . In dynamic conditions the reactive power changes with the active power corresponding to curve a in Figure 2;
- reactive power kept constant when active power is changed (line b in Figure 2). The delay angle or extinction angle change correspondingly.

In this case, all operating points inside the area between curve a and line b can be used for dynamic control purposes, depending on the a.c. network requirements, if the converter station is specified for the resulting stresses.

With back-to-back schemes, reactive power control of the converters can be used large scale. With long distance or cable transmission, however, converters can be used for reactive power control only for a limited range. The priority is to keep constant the voltage on the line or cable to transmit active power economically.

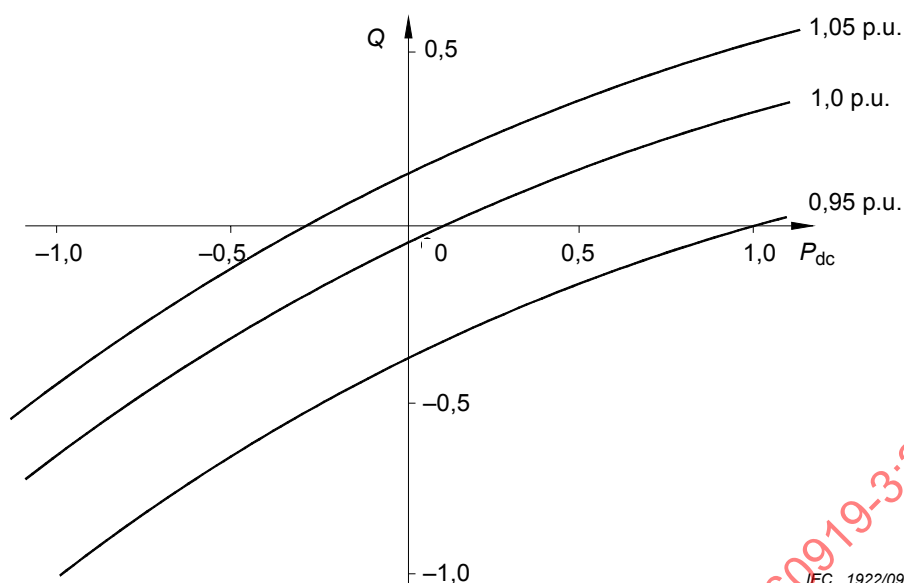
When a converter is to be used for reactive power control, the influence on the operation of the converter at the other end has to be considered. Although the two converters may be separated by a smoothing reactor in the back-to-back scheme or by the smoothing reactors, and the d.c. lines or cables, including d.c. filters in the case of two-terminal transmission, dynamic change of the active/reactive power at one converter will influence the active/reactive power of the second converter. The HVDC control has to be coordinated at both ends.

For long distance or long cable transmission, the longer time response of the d.c. transmission can influence the dynamic range of the active/reactive power. Both terminals can, however, be coordinated by telecommunication signals. If the telecommunication system fails, coordination between the terminals can be based on the voltage/current characteristics used in the control. In this case, however, a slower response results.

In a back-to-back station, coordination of control actions is more easily achieved.

5.2.3 Voltage characteristics of a.c. networks depending on the power loading at the busbar of the HVDC substation

With dynamic voltage control, an a.c. network characteristic describing the dependence on the active/reactive power at the a.c. bus for different voltage levels is important. Typical curves for such steady-state characteristics are shown in Figure 3. To keep a certain voltage level (e.g. 1 p.u. (per unit)) constant, the HVDC substation should deliver or consume a certain quantity of reactive power according to a relationship with active power that is specific to each station.



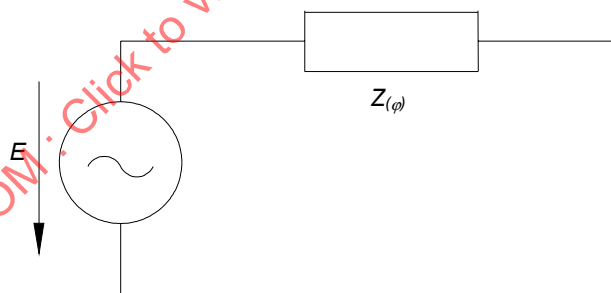
Key

Q per unit (p.u.) reactive power needed by a.c. system

P_{dc} per unit (p.u.) d.c. power injected into an a.c. system

Figure 3 – Reactive power requirements of a weak a.c. system depending on the active power loading for various constant voltage characteristics at the a.c. bus of an HVDC substation

Figure 3 can be used for determining dynamic voltage control. Curves are normally calculated by load flow and stability programs. The other possibility is to reduce a.c. networks to a simple Thevenin equivalent (see Figure 4).



Key

E Equivalent electromotive force of generators of an a.c. network obtained by the use of the Thevenin theorem

$Z(\varphi)$ Equivalent impedance of an a.c. network obtained by the use of the Thevenin theorem

φ Equivalent impedance angle of an a.c. network obtained by the use of the Thevenin theorem

Figure 4 – Representation of the a.c. network

In meshed a.c. networks with generators electrically far away from the HVDC substation bus, the driving voltage E (in Figure 4) remains approximately constant and changes only if the a.c. network configuration changes, e.g. tripping of lines, loads or generators.

When, however, generators are close to the HVDC substation, a change in active/reactive power conditions and consequently voltage conditions will influence the voltage at the generators. Then generation excitation control will act on and influence the voltage conditions at the HVDC substation bus.

The time constant for voltage change in this case is about 100 ms to 500 ms. The lower value is valid where the generators are electrically close to the HVDC substation, e.g. an isolated generator-HVDC network. However, this type of HVDC infeed needs more detailed consideration, as the HVDC control and generator voltage control should be closely coordinated.

5.2.4 Voltage characteristics of a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors for power compensation at the HVDC substation

To meet reactive power requirements under steady-state conditions, a.c. filters, capacitor banks, commutation capacitors and shunt reactors may be installed. As a minimum, the a.c. filters required to fulfil the harmonic performance should be connected to the HVDC substation. The additional switchable reactive power elements can also be used for dynamic voltage control and adjustment of reactive power requirements of the system.

The size of reactive power elements is determined by the a.c. network requirements and to limit the voltage step at switching. Transient voltage change at switching during the operation of converters can be reduced with the aid of converter control which damps the change of reactive power. Binary switching, e.g. simultaneously switching in and out of different sizes and types of reactive power elements can also be used to reduce the reactive power change.

Considerations should be made in the planned deployment of reactive power compensation apparatus for the limitations of a.c. closing operating times, control system processing times, and discharge or duty cycles of such equipment. Special consideration also needs to be made for power circuit-breaker switching duties, including the transient recovery voltage (TRV) of the apparatus during mis-operation or fault conditions.

5.2.5 Voltage characteristics of static var compensator (SVC)

Dynamic voltage control in the a.c. network can be maintained by SVCs. At the HVDC substation bus, the SVC may be used for voltage control in the event that the HVDC substation is out of operation or the converter reactive power control capability is not available for other reasons. There is another option for dynamic voltage control: to use VSC technology but this technology is not covered by this report.

The size of SVC connected to the HVDC substation bus should be determined according to the expected voltage variation at the bus and the corresponding need for the reactive power to compensate it.

The reactive power rating of the SVC should be larger than the size of the largest switchable reactive power element being connected to the bus, to enable smooth voltage control.

The size of the SVC can also be determined depending on the requested overvoltage limitation, e.g. at load rejection. For this task, the overload capability of the SVC can be used.

When dimensioning the SVC for dynamic compensation, the operating point during continuous operation needs to be taken into account. Starting from continuous operation, the SVC should have enough regulation area to maintain voltage control.

An important aspect of SVC dimensioning is the question of availability. If dynamic performance of the SVC is also required during possible outages of the SVC, a spare unit should be considered or operating restrictions have to be accepted.

To meet the reactive power requirements under steady-state conditions, a.c. filters, capacitor banks, commutation capacitors and shunt reactors may be installed.

5.2.6 Voltage characteristics of synchronous compensator (SC)

In a.c. networks with zero or very low inertia, synchronous compensators may be used to increase the short-circuit rating and the inertia. The size of synchronous compensator in this case depends on the reactive power and frequency control requirements. In weak a.c. systems the synchronous compensator may be required to achieve network impedance decrease needed for stable operation of the HVDC substation.

Fast excitation systems with high ceiling voltage are considered suitable applications for the synchronous compensator to support the dynamic voltage control. The time constant for the synchronous compensator reaction is slower than the response of an SVC. However, since the internal voltage of the synchronous compensator behind its transient reactance adds to the short circuit capacity of the a.c. system, temporary voltage variation can be inherently and instantly limited to acceptable offset levels as a consequence of design. Action of the excitation system returns the a.c. voltage to the normal desired operating point.

When synchronous compensators are dimensioned, the unit reliability has to be taken into account. Because of scheduled maintenance requirements and possible malfunctions, spare units should be considered in some cases.

5.3 Voltage deviations on the busbar of an HVDC substation

The strength of the a.c. network at the bus of the HVDC substation can be expressed by the short-circuit ratio (SCR), defined as the relation between the short-circuit level in megavolt amperes at the HVDC substation bus at 1 p.u. voltage and the rated d.c. power in megawatts.

The capacitors and a.c. filters connected to the a.c. bus reduce the short-circuit level significantly. The expression “effective short-circuit ratio” (ESCR) is used for the ratio between the short-circuit level reduced by the reactive power of the shunt capacitor banks and a.c. filters connected to the a.c. bus at 1,0 p.u. voltage and the rated d.c. power. Commutation capacitors in series with the converter will increase the ESCR.

Lower ESCR or SCR means more pronounced interaction between the HVDC substation and the a.c. network. AC networks can be classified in the following categories according to strength [1]¹⁾:

- strong systems with high ESCR: $ESCR > 3,0$;
- medium-level systems of low ESCR: $3,0 > ESCR > 2,0$;
- weak systems with very low ESCR: $ESCR < 2,0$.

In the case of high ESCR systems, changes in the active/reactive power of the HVDC substation lead to small or moderate voltage changes. Therefore, the additional transient voltage control at the busbar is not normally required. The reactive power balance between the a.c. network and the HVDC substation can be achieved by switched reactive power elements.

In the case of low and very low ESCR systems, the changes in the a.c. network or in the HVDC transmission power could lead to voltage oscillations and a need for special control strategies.

Dynamic reactive power control of the converter or an additional SVC or synchronous compensator is therefore required in these systems. The inverter should preferably operate in constant current mode or constant d.c. voltage mode, designed not to lower the power factor nor to increase the reactive power of the inverter when the a.c. voltage drops and so avoid voltage instability.

1) Figures in square brackets refer to the bibliography.

At back-to-back stations, it is possible to use the HVDC converters to control the load rejection overvoltage on one side caused by loss of a.c. transmission on the other side (and vice versa). On the faulted side, valves continue to conduct direct current through a by-pass pair. On the unfaulted side, valve firing is set to control direct current in this short-circuited mode in order to draw reactive power, and to control overvoltage in the manner of a thyristor controlled reactor. The permissible duration of operation in this mode should be sufficient to allow time for reactive switching, or it can be as long as possible within equipment ratings to allow for possible a.c. system recovery and therefore rapid restoration of the d.c. transmission.

However, this strategy is not available if load rejection results from a fault in the HVDC substation. In this case, other measures for overvoltage reduction may be needed.

Temporary overvoltages at load rejection of HVDC transmission increase with the reduction of SCR. In high SCR systems, the overvoltage factor at load rejection is below 1,25 p.u. and in most cases lies under the critical stress level for the equipment. The duration of the overvoltage can last for a long time unless it is reduced by switching off the reactive power elements. This is the normal procedure to reduce the temporary overvoltages in HVDC substations supplied by strong networks.

In low and very low SCR networks, the overvoltage factor at load rejection, if not limited by other means, would reach high values which could endanger the a.c. and HVDC equipment or increase the substation costs.

In this case, reactive power control of the HVDC substation is usually required which would limit the overvoltage at complete and partial load rejection. However, additional measures are needed to reduce the overvoltages in the event that the HVDC substation is tripped because of failure in the substation. This can be done with an overvoltage limiter or additional SVC on the busbar or fast tripping of reactive power elements or synchronous compensators.

5.4 Voltage and reactive power interaction of the substation and other reactive power sources

5.4.1 HVDC converters, switchable a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors

Switchable reactive power elements without controlled reactive power equipment offers reactive power change in steps. The size of the reactive power elements should be designed in such a way that the voltage change at switching does not exceed a certain specified limit. The configuration using only switchable reactive power elements is generally used for strong systems.

However, by making changes to the converter delay angle or extinction angle by a few degrees, d.c. control can oppose the reactive power change at switching. To permit use of the converter for additional reactive power control within a narrow range, which may be required in intermediate systems, only a small additional rating of the converters is required.

At full load, the change of delay angle or extinction angle by, say, 3° , means a reactive power change at the HVDC substation of 10 % of actual active power, which can be accommodated by a 2 % higher rating of equipment (see Figure 2). This solution is also suitable for long distance HVDC transmission if the coordination of both substations is available. At partial load, larger delay angle or extinction angle is necessary to achieve the same increase in reactive power consumption. This may result in operation at lower than nominal d.c. voltage and therefore will affect the operation of the other station. The lower d.c. voltage with its increased current will result in increased transmission line losses.

However, converters with a larger reactive power range are needed in weak systems to control the voltage. The reactive power range should be at least in the range of the largest switchable reactive power element. In such a case, the required overrating of the HVDC

substation leads to considerably higher costs. This solution can be preferably used in back-to-back HVDC substations.

The voltage control time constant of the converters lies in the range of 10 ms to 20 ms. Both sides are controlled simultaneously: switching of reactive power elements, depending on the requirements of each a.c. side, can in principle be done in steps of 100 ms, though a certain decision time may be required in practice. If, due to the differing voltage conditions on each side, optimum operating conditions cannot be achieved by switching reactive power elements only, the condition can be corrected by tap changer operation on the converter transformers. This correction is quite slow, in the range of a few seconds per step.

5.4.2 HVDC converters, switchable reactive power sources, SVC

If voltage and reactive power control are required because the network is weak, but cannot be made available by the converter, an additional SVC may be installed at the bus of the HVDC substation. The advantage of this solution is that the voltage is controlled even while the HVDC is out of operation or is being tripped. One further SVC application arises when one a.c. side has to be voltage controlled without any influence on the other side of the d.c. transmission. In the case of a two-terminal HVDC system, voltage control by SVC can enable the HVDC to operate at an economic operating point irrespective of reactive power control.

The size of the SVC should be designed according to the required regulation range, which should be larger than the largest switchable reactive power element. As a starting point for the regulation, all possible operating points of the SVC during continuous operation of the scheme should be considered. In addition, attention should be given to conditions arising when the SVC is out of operation due to outages or maintenance. Either two units should be considered, or restrictions imposed by operation without SVC should be accepted.

HVDC schemes and SVCs each have their own controls with comparable time constants. As hunting effects can occur between them, careful coordination between the controls should be provided.

SVCs are used for counteraction of temporary voltage changes, while shunt capacitors or tap changer follows after the SVC action bringing a new steady state condition. This coordination helps to configure economical SVC rating.

Instead of SVCs, VSC technology can be used for better control of voltages and reactive power compensation, but this is not covered by this report.

5.4.3 HVDC converters, switchable reactive power sources and synchronous compensators

For dynamic voltage control at the bus of an HVDC substation, synchronous compensators can also be used. Synchronous compensators can be utilized in cases where inertia of the a.c. system is low and transient load changes or faults would lead to unacceptably large frequency deviations. Synchronous compensators can offer a part of the required reactive power compensation and voltage control. The voltage compensation time constant depends on the excitation system of the synchronous compensator and is in the range of about 100 ms to 200 ms, which is longer than the d.c. control time constant.

A synchronous compensator adds to the short-circuit capacity of the a.c. system and is therefore useful in preventing voltage instability in weak networks thanks to the resulting increase in short-circuit ratio.

The synchronous compensator regulation range should be rated for more than the largest switchable reactive power unit with due regard to the possible operating point of the synchronous compensator.

Because of longer maintenance times and forced outages of a synchronous compensator, one or more spare units should be considered, or the restrictions imposed by operation without a synchronous compensator in service have to be accepted.

One major disadvantage of a synchronous compensator is its long maintenance period. Because it has rotating parts and massive mechanical components, its maintenance requires longer time.

6 AC system transient and steady-state stability

6.1 General

The possibility to control active and/or reactive power of an HVDC link can be used to improve the transient and steady-state stability of the connected a.c. networks if this is required to attain good operating conditions.

An electric power system is said to be in a condition of steady-state stability if, following any “small” disturbance, it reaches a condition of steady-state operation which is identical or close to its initial condition.

A power system is said to be in a condition of transient stability with respect to a sequence of disturbances (not “small” as in the above sense) if, following this sequence of disturbances, it returns to a condition of steady-state synchronous operation.

The phenomena dealt with in this clause concern electromechanical oscillations between different synchronous machines, groups of machines or areas of the power system following a disturbance in the network. If suitable precautions are not taken, such oscillations could be so large that the power system becomes unstable and generators fall out of synchronism. In other cases the system can be stable, but with low damping leading to a prolonged oscillation time. The electromechanical oscillations result in oscillations of active and reactive power in generators, transmission lines, etc. and of the voltage in the substations.

The frequencies of interest are in the range of 0,1 Hz to 2 Hz. Oscillations between large network areas normally fall in the lower part of the range, while oscillations involving a low inertia machine, such as a synchronous compensator, fall in the upper part of the range.

An HVDC link can sometimes be used to improve the stability performance of the connected a.c. systems by automatically controlling the active power of the link to counteract the oscillations. As an alternative or a complement, the reactive power consumption of the converter can, if necessary, be controlled to improve performance.

One control feature, which can be essential in the assistance of an HVDC link to maintain stability in an a.c. system is the step change power flow requirements discussed in Clause 4.

Other aspects of HVDC link performance that have an impact on stability but which are not treated here are power transfer during faults and the recovery following fault clearing. These matters are treated in 5.3.2 and 5.3.3 of IEC 60919-2.

6.2 Characteristics of active and reactive power modulation

6.2.1 General

Active and reactive power changes are achieved by control of the firing angles. Modulation control does not normally involve converter transformer tap changer operation since tap changers are too slow to react to oscillations over most of the frequency range of interest, or because the modulation levels are too low to initiate tap changer operation. It may also be possible to block tap changer operation during modulation action.

During a disturbance, several oscillatory modes may occur simultaneously. In such cases, the controller may have to respond to several oscillation frequencies at the same time. In some cases, however, system conditions may be such that the controller should preferably not respond to certain frequencies. These aspects can be taken care of by proper filtering of the input signals to the controller.

The automatic control action can be effected either by large signal modulation or small signal modulation. These terms are related to active power modulation. Large signal modulation involves the simultaneous modulation of the current order in both rectifier and inverter, while small signal modulation is carried out locally in the current controlling station only. Large signal modulation is the most commonly applied method.

6.2.2 Large signal modulation

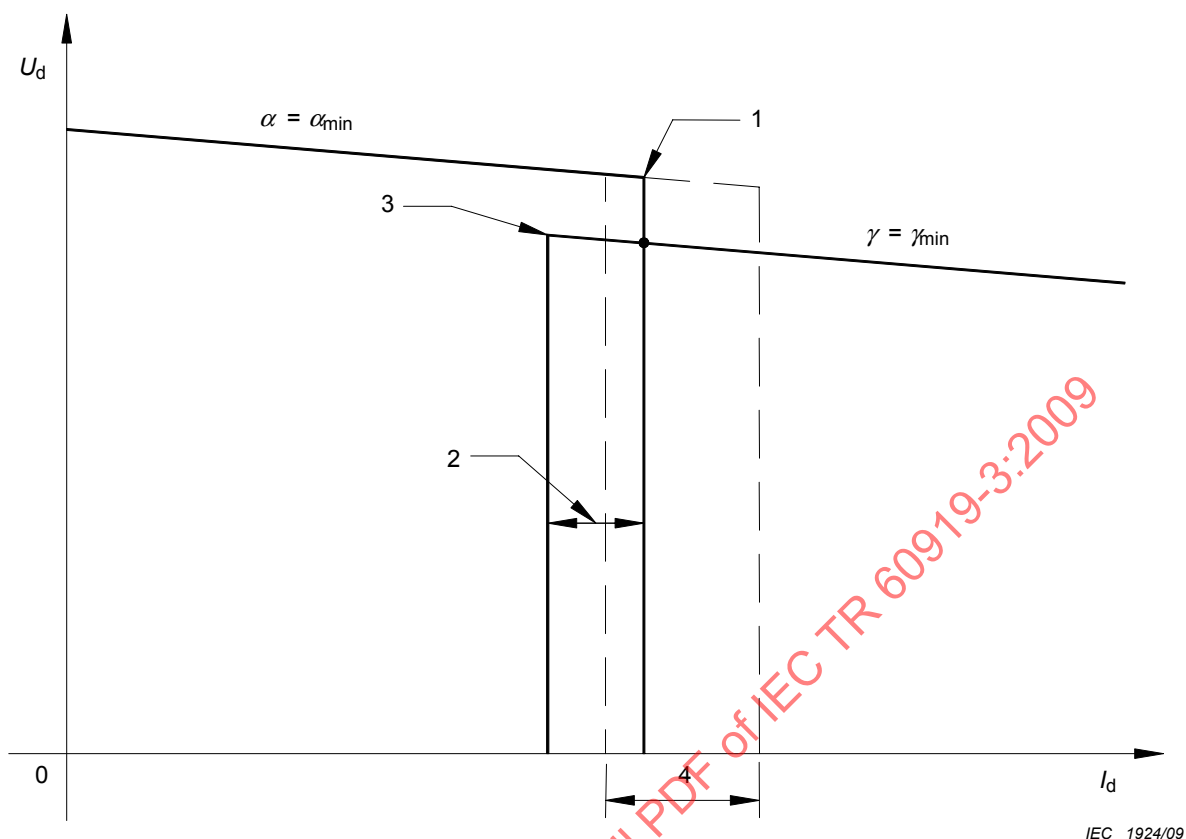
The short-term overload capability of the converter equipment can normally be utilized for large signal active power modulation, and can be an important factor in achieving an efficient damping action. It should therefore be specified if damping control action shall determine the amount of overload required, or if the control action shall be limited to using the inherently available overload capability. When specifying the overload requirements, it should be established if modulation for damping purposes shall be possible in combination with short-term or steady-state overload operation. Further aspects of overload requirements can be found in Clause 6 of IEC 60919-1.

In back-to-back stations, it may be possible to let the modulation cause power reversal. If power reversal during modulation is required in a two-terminal system, a high speed telecommunication system may be required.

In two-terminal HVDC system with cables, power reversal imposes a great stress on cable insulation since the polarity is changed, “consuming” insulation lifetime of HVDC cable. It is advisable to limit the number and speed of power flow reversal.

In a two-terminal HVDC system, large signal modulation usually requires telecommunication for transmission of current order and sometimes frequency information between the HVDC substations.

When the telecommunication is not available, active power modulation can still be performed in the current controlling station but should then be restricted in such a way that the current margin is not lost. This is illustrated in Figure 5.



IEC 1924/09

Key

- | | |
|---|---|
| 1 rectifier current order = value of d.c. current I_d | 3 inverter current order = $I_d - \Delta I$ |
| 2 current margin ΔI | 4 limits of current modulation range |
| U_d direct voltage | |
| I_d direct current | |

Figure 5 – Example of voltage – current characteristic showing possible current modulation range in the absence of telecommunication between rectifier and inverter

6.2.3 Small signal modulation

In some situations, it may not be practical or possible to use the telecommunication link to transmit modulated power or current orders. This is the case if the telecommunication delay is so large that it becomes significant compared to the period time of the modulation or if the telecommunication has failed. A small signal power modulation can then still be performed in the current controlling station. The modulation amplitude is normally limited to between 30 % and 50 % of the current margin. Such a small signal modulation can still provide considerable damping assistance in cases where oscillations can start growing spontaneously (steady-state instability).

6.2.4 Reactive power modulation

In most cases, active power modulation is sufficiently effective. However, modulation of reactive power can sometimes be beneficial, in particular for high impedance a.c. systems, or because of the location of the d.c. infeed. It should also be pointed out that modulation of active HVDC power may only lead to unwanted oscillations of the a.c. voltage, since a change in active power is always accompanied by a change in reactive power. This can sometimes be cured through a combined control of active and reactive power. Reactive power modulation

can for example be performed to counteract a.c. voltage fluctuations. The input signal to the controller is, in this case, the a.c. voltage.

Reactive power modulation is achieved by altering the firing or extinction angle in the voltage controlling station. This is normally effected on the inverter. An increase of the extinction angle in order to increase the reactive power consumption of the inverter will result in a reduction of the direct voltage, and the firing angle in the rectifier will therefore also automatically increase in order to maintain constant d.c. current or power. Therefore, reactive power modulation at the inverter will also result in variation of the reactive power consumption of the rectifier. This can sometimes limit the modulation amplitude.

The mechanism described above indicates that reactive power modulation can be made at the voltage controlling station without any special telecommunication requirements. If reactive power modulation is needed at the current controlling station, the control action will still have to be carried out at the voltage controlling station, and the control signal should therefore be sent through the telecommunication channel. The resulting action in the current controlling station will be achieved indirectly through the constant current or power control.

If the HVDC system is operating at its minimum extinction angle (maximum voltage), only an increase of the reactive power consumption from the steady-state value is possible during modulation. A decrease of the reactive power relative to the steady-state value can only be obtained if the HVDC system is being operated below the maximum direct voltage and with steady-state firing and extinction angles above the minimum values. Figures 6 and 7 show voltage-current characteristics and reactive power variation at inverter operation for both these situations.

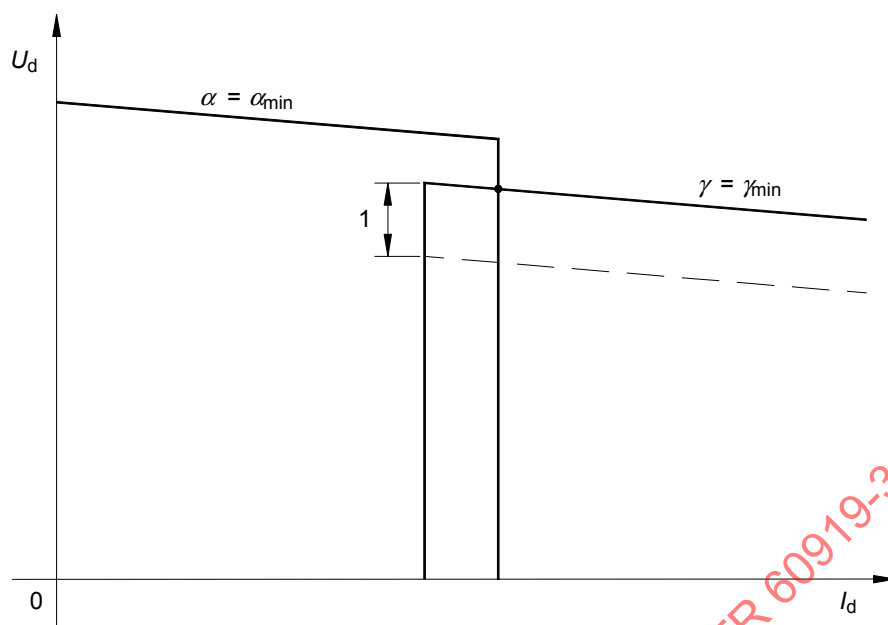
It is important to specify if a decrease in the reactive power consumption during modulation is possible, since this will cause increased cost for valves, converter transformers and filters.

6.3 Classification of network situations

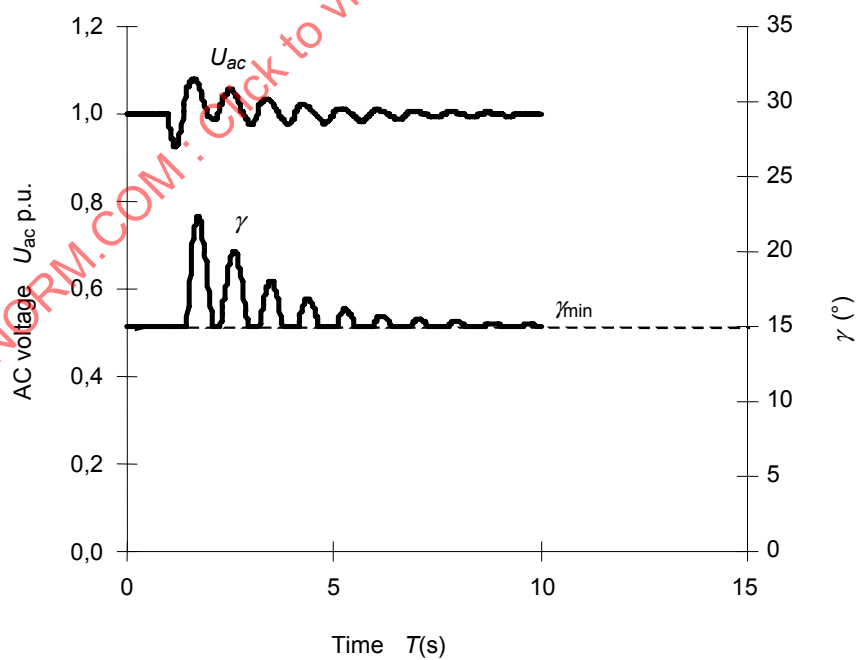
The degree of improvement of a.c. system stability that can be obtained depends on the size of the modulation amplitude relative to the strength of the network, the characteristics of the network and to what points in the network the HVDC link is connected. One can distinguish between two conceptually different situations. One of these is when stability improvement has to be provided for an a.c. line or an a.c. network in parallel with the HVDC link. The other situation is when the stability inside a network connected to one of the HVDC substations has to be improved. These two situations are shown in Figures 8a and 8b.

6.4 AC network in parallel with the HVDC link

This is probably a configuration in which the capability of the HVDC link to improve stability of an a.c. system can be most effectively utilized. The normal control action is to modulate the active power transmitted to counteract variations in the phase angle between A and B (see Figure 8a). The frequency difference between A and B or active power or current in the parallel a.c. link are possible inputs to the damping controller of the HVDC link. Figure 9 shows two principle arrangements of a damping controller. The control strategy should be able to recognize the situation when the parallel a.c. link is opened and networks A and B lose synchronism. The modulation then becomes meaningless.

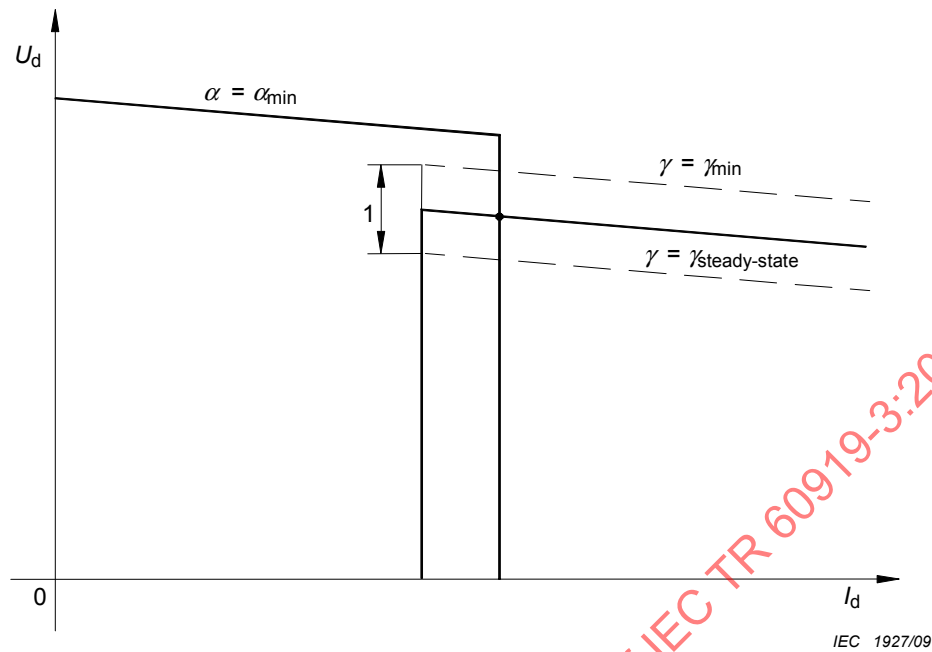


IEC 1925/09

Key1 range of U_d during reactive power modulation U_d direct voltage I_d direct current**Figure 6a – Voltage – current characteristics**

IEC 1926/09

Figure 6b – Variations of a.c. voltage U_{ac} and extinction angle γ **Figure 6 – Reactive power modulation in an HVDC transmission operating at minimum extinction angle γ_{min}**



Key

- 1 range of U_d during reactive power modulation
- U_d direct voltage
- I_d direct current

Figure 7a – Voltage – current characteristics

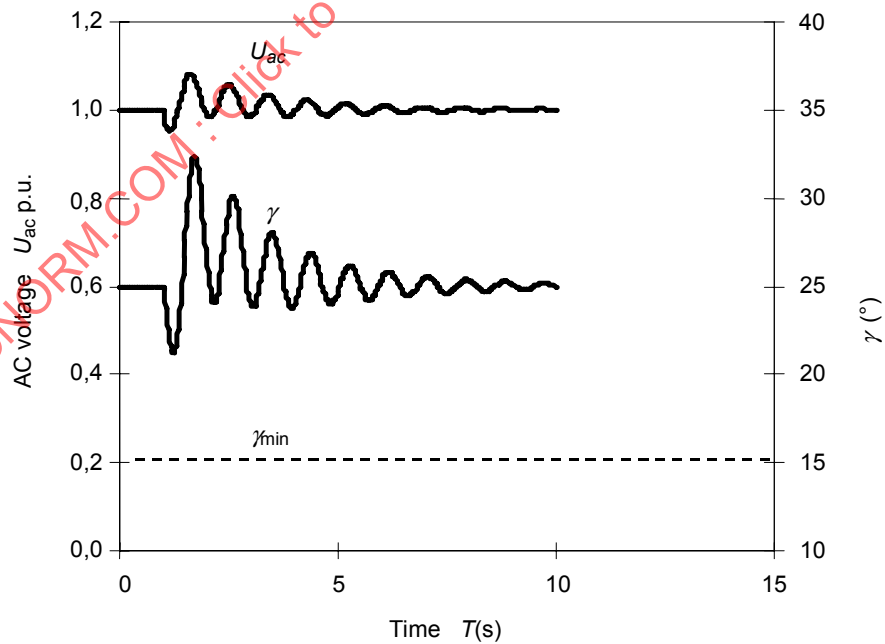


Figure 7b – Variations of a.c. voltage U_{ac} and extinction angle γ

Figure 7 – Reactive power modulation in an HVDC transmission operating at extinction angle $\gamma > \gamma_{\min}$

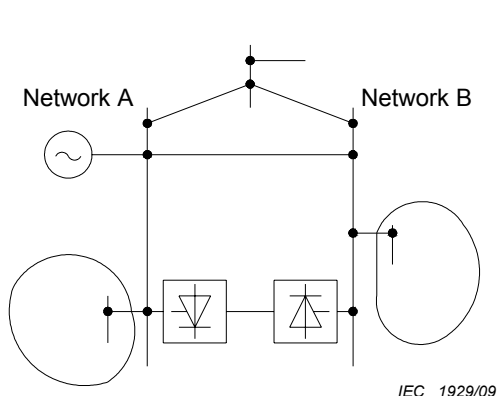


Figure 8a – AC link connected in parallel with the HVDC link

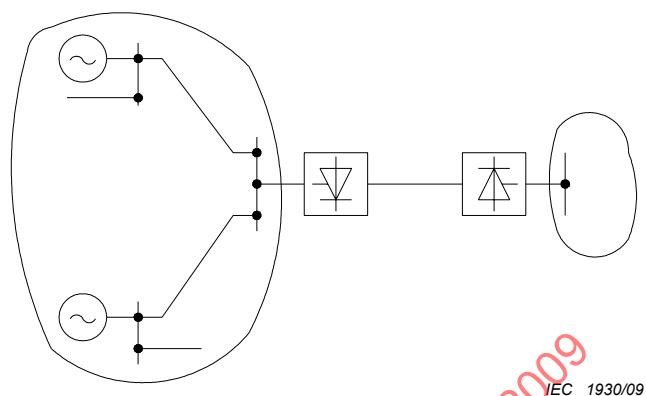
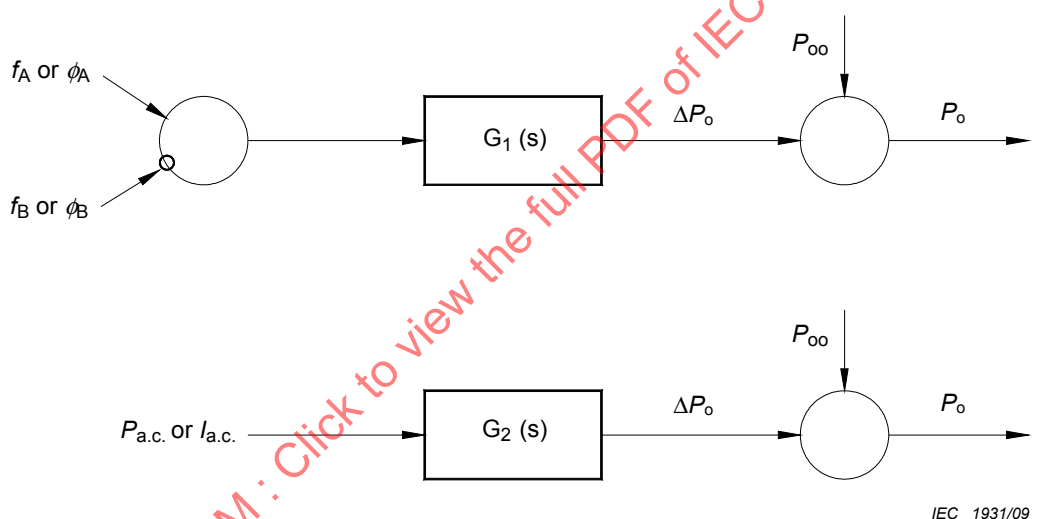


Figure 8b – AC network connected to one of the HVDC substations

Figure 8 – Stability improvement of an a.c. link or network



Key

f_A, f_B	frequencies	$G_1(s), G_2(s)$	transfer functions
ϕ_A, ϕ_B	phase angles	P_{oo}	d.c. system power
$P_{a.c.}$	a.c. power	P_O	power order to power control system
$I_{a.c.}$	a.c. current		

Figure 9 – Principle arrangements of a damping controller

The measurement of frequency difference is the most commonly used method. The use of power in an a.c. line as input to the controller may sometimes cause difficulties, since at high phase angle difference across the line, the power of the line may decrease with increasing phase angle difference and thereby cause a wrong control action by the d.c. link.

Subclause 6.6 describes how the transfer functions $G(s)$ can be determined. $G(s)$ normally have a band-pass characteristic so that steady-state changes do not result in a non-zero output from the controller. Likewise, the transfer function should suppress controller action at fast changes in the input signals.

In case of a parallel a.c. link, HVDC damping control can sometimes increase the amount of power that can be transmitted via the parallel a.c. circuit in a stable manner. The amount of improvement depends on what type of instability dictates the power limit. In a first swing instability situation, improvements can only be expected if the HVDC link is large or has a large short-time overload capability. Improved damping can, however, also be obtained in cases where the modulation amplitude is relatively small. Even small signal modulation performed locally in the current controlling station has made it possible to increase the amount of power in parallel a.c. lines in some cases.

6.5 Improvement of the stability within one of the connected a.c. networks

The ability of the HVDC link to improve stability in this case depends largely on the configuration and characteristics of the network requiring assistance and also on the possibility to obtain relevant input signals to the damping controller. In some cases, input signals may have to be transmitted to the HVDC substation from other stations in the a.c. network. Input signals to the controller can be frequency, voltage, a.c. line power, line current or a combination of these.

When specifying damping control in a case like this, consideration should be given to the ability of the network connected to the other HVDC substation to accept the resulting power swings.

The general considerations regarding the transfer function of the controller as given in 6.4 for the case of a parallel a.c. network apply also in this case.

6.6 Determination of the damping control characteristics

The need for and effectiveness of HVDC link damping control is normally studied using a transient stability computer program with the ability to model HVDC links and different controller characteristics. Such a study can reveal potential problems in the interaction at low frequencies between the HVDC link and other power system elements such as static var or synchronous compensators.

The controller environment includes many elements that are, however, modelled inaccurately or not at all. Thus model studies should be augmented by measurements and tests performed in the field when possible to do so.

It is important to stress the need for an accurate representation of the HVDC link and its control system when performing transient stability studies. An oversimplified model may give rise to misleading results. The d.c. link model in the stability programme should therefore be validated. The validation can be carried out preferably against an HVDC TNA or digital simulator and after construction, against measurements performed upon the HVDC system.

Note that the model used should give conservative results, even if it is modelled as a simple one. Also, it is very important to model the PLL (phase locked loop) for HVDC firing control as precise as possible.

HVDC simulators and equivalent programs can be used to validate the implemented transfer functions of the damping controller.

The real-time simulator is very useful for the study of validation of control. Closed-loop test using a real-time simulator enables a quasi-real condition. The real-time simulator can be of an analogue type like TNA or digital. Since it is a simulator test, various kind of disturbances can be initiated and help to verify the control scheme. Also, it is recommended to carry out artificial fault testing if it is possible, especially for new HVDC systems.

In spite of the fact that a damping controller is designed to act in a frequency range below about 2 Hz, it may have a detrimental effect on a controller for damping of subsynchronous oscillations (see Clause 8).

The specification of the stability improvement feature of an HVDC link can be determined in two conceptually different ways. The difference between the two ways lies in who determines the transfer function and other characteristics of the damping controller, the utility purchasing the link, or the supplier of the HVDC substation equipment.

In the former case, the control-related aspects of the specification should specify the characteristics of the controller in terms of input quantities, transfer function(s), accessory logic and output quantities. The control equipment can then be designed to correctly implement the specified characteristics, and then verified by tests.

In the second case, the situation becomes more complex. The supplier should be provided with a full set of network and generator data to allow him to perform transient stability and related studies for an adequately broad range of operating conditions. In this case, the performance requirements are complex; it may be difficult to formulate clear performance criteria and negotiations may be required. If this method is selected, stability studies should also be performed prior to issuing the specification in order to establish the level of stability and/or damping that can be expected to be achieved by d.c. link control action.

In either case, the capability of the substation equipment, in particular the valves, should be considered in the determination of the gain and amplitude limitations of the controller. Explicit provisions should be made for engineering review of controller performance during commissioning tests and periodically thereafter.

6.7 Implementation of the damping controller and telecommunication requirements

The damping controller can easily be integrated into the HVDC control equipment. It is usually allocated to the HVDC substation control level (see Clause 12 of IEC 60919-1).

In the case of large signal modulation, consideration should be given to the capacity of the telecommunication link between the two HVDC substations, which should be able to transmit the modulation signals and in many cases also input signals (e.g. frequency) to the controller without causing too large phase displacements.

Where the modulation control requires telecommunication, the reliability of the communication link is of primary importance. The telecommunication system should be designed in such a way that “out of phase modulation” cannot result from communication failures, i.e. if there is an interruption in the telecommunication channel, the system should be designed so that modulation is resumed correctly when the channel resumes operation.

7 Dynamics of the HVDC system at higher frequencies

7.1 General

This clause addresses the dynamic performance of an HVDC system in the range of half fundamental frequency and above. HVDC converters generate and react to oscillations at both integer and non-integer multiples of fundamental frequency, and thus the converter performance is dependent on the impedance of the a.c. and d.c. systems. In some circumstances, instability can occur, so that the converter performance is unacceptable. For present purposes, the distinction between stability and instability is that in a stable system, effect (e.g. non-characteristic harmonics) is proportional to cause (e.g. unbalance in an a.c. system), whereas instability usually involves the generation of oscillations at non-integer multiples of fundamental frequency and can “grow from nothing” even in a perfectly balanced system. A detailed description of these subjects is covered in references listed in the bibliography and in particular in CIGRE TF14-07/IEEE, Part 1 [1].

This technical report will therefore only provide brief descriptions, but it will outline the relevant required information and particular aspects of the specification of HVDC schemes.

7.2 Types of instability

7.2.1 Loop instability (harmonic instability)

This instability was found on some early HVDC schemes, and was often referred to as harmonic instability. It can occur at both integer and non-integer multiples of the fundamental frequency and it involves the main power circuit and control circuit (including measurements) loop. It is strongly related to the control and measuring system parameters. Instability can occur, even if the a.c. system is perfectly balanced and without distortion, if unsuitable control characteristics are used and can be seen on both the a.c. and the d.c. side. It often starts from a near integer multiple of fundamental frequency, nearly always close to the main circuit resonance. It may then lock into the nearest harmonic frequency as the instability amplitude grows.

Instability rarely occurs with present day “equidistant firing” type of control.

7.2.2 Current loop instability

The speed of the response of an HVDC system is limited primarily by the capacitances and inductances of the a.c. and d.c. systems. The response of the converter itself is generally considerably faster than that of an a.c. system or machine. However, excessive forcing of the response by the use of high gains in the current control loop can lead to instability of the HVDC system, particularly if the response of the d.c. system with its measuring and control devices is comparable to the response time of the a.c. system. The need to provide a system which is stable overall may, in some cases, mean that the HVDC control response has to be slowed down.

7.2.3 Core saturation instability

This instability involves partial saturation of the converter transformers. A fundamental frequency component in the d.c. current causes second harmonic and d.c. in the valve winding current. If the d.c. component reaches a level comparable to say 50 % of the transformer magnetizing current, the partial saturation of the transformer may result in significant levels of additional harmonics (including second harmonic) in the magnetizing current. The various second harmonic current contributions enhance the second harmonic in the a.c. voltage, and under some circumstances a full instability can result.

A high impedance resonance near to the second harmonic on the a.c. side, and/or a low-impedance resonance near to fundamental frequency on the d.c. side makes the instability more likely. In some cases, it is practicable to design the main circuit parameters (e.g. d.c. reactor or a.c. filters) such that these resonances are avoided. In some cases however, the line impedance is so dominating that resonance at fundamental or harmonic frequencies cannot be avoided by selection of realistic parameters for HVDC substation equipment. In cases where such resonances cannot be avoided, the instability can be “cured” either by modifying the control constants or by the provision of special feedback loops in the controls. However, in such cases special care should be taken to control transients, e.g. overvoltages, particularly if the resonance is lightly damped.

7.2.4 Harmonic interactions

Harmonics in the a.c. voltage will result in the generation of harmonics in the direct voltage at the two sideband frequencies, and thus in the flow of current on the d.c. side at these frequencies. Similarly, harmonics in the direct current will result in the generation of harmonic a.c. currents in the transformer valve windings and a.c. systems at the two sideband frequencies, and thus in the creation of harmonic voltage distortion on the a.c. side at these frequencies. Under resonance conditions this may result in unacceptable harmonic distortion on either the a.c. side or the d.c. side, or both.

Unlike the instabilities described in 7.2.1 to 7.2.2, this phenomenon occurs only if there is an internal driving source in either the a.c. or the d.c. system. One example of this phenomenon

is the superimposition of a fundamental frequency component on the direct current, as may occur if an overhead d.c. line runs parallel to an a.c. line over a significant distance. The most severe case is that a.c. line and d.c. line are on the same tower. The fundamental frequency component will then cause direct current and second harmonic in the converter valve windings. It is not feasible to reduce the second resultant harmonic component injected into the a.c. system at the same time. Thus, it may be necessary to take actions such as transposing the a.c. line or by applying harmonic filtering on either the d.c. or the a.c. side of the converter.

Other driving sources are unbalances in the a.c. system (negative sequence fundamental frequency, or impedance unbalance) or inequality of leakage reactances of converter transformers; all of these cause second harmonic on the d.c. side, which reacts back on the a.c. side. One sideband of the latter is at third harmonic, and can sometimes require the addition of third harmonic filters to prevent excessive a.c. voltage distortion.

Because the mechanism for the generation of non-characteristic harmonics depends upon circulation of harmonics on the d.c. side of the converters, there may be an interaction between them. Unless the d.c. line or cable and the d.c. filters have a very low shunt impedance compared to the impedance of the other converter, the two converters are coupled at these frequencies. Therefore, the treatment of non-characteristic harmonics cannot be carried out independently for the two HVDC substations, since the coupling between them means that each contributes to the non-characteristic harmonic behaviour of the other. There is even the possibility that a standing wave may be set up on the d.c. line, magnifying the effect at both HVDC substations. Only an analysis in which the circuit parameters are deliberately distorted to expose this possibility is likely to be useful.

7.3 Information required for design purposes

In order to ensure that the HVDC system gives satisfactory dynamic performance at higher frequencies, the close interactions between the different parts of the overall system should be taken into account in the design. The overall system includes the a.c. systems at both HVDC substations, the transmission lines / cables, the HVDC substation main circuit, and the converter control system. It is unlikely that meaningful studies can be performed at the specification stage to define specific requirements for the HVDC substation components. Therefore, the specification should be functional, requiring that the manufacturer designs the HVDC substation so that satisfactory performance is achieved at higher frequencies for all practical combinations of system conditions. A disclosure of the procedures by which the manufacturer intends to demonstrate satisfactory dynamic harmonic performance at higher frequencies can be requested.

The conditions external to the HVDC substation which need to be taken into account when designing satisfactory dynamic performance of the HVDC system at higher frequencies are as follows:

- the impedance and phase angle of the a.c. system and the known d.c. system as seen from each converter. Both weak and strong a.c. system representations should be provided, and if possible, network configurations with probable outage contingencies;
- resonances on the a.c. or d.c. side, in particular whether complementary resonances can exist (e.g., $f_{\text{res,ac}} = f_{\text{res,dc}} \pm f_0$, where f_0 is the fundamental frequency and $f_{\text{res,ac}}$ and $f_{\text{res,dc}}$ are a.c. and d.c. side resonant frequencies respectively);
- unbalances in the a.c. system impedance or voltage;
- the presence of other harmonic sources with corresponding source impedances and non-linear loads electrically close to the HVDC substation a.c. and/or d.c. terminals. The presence of a fundamental frequency source on the d.c. side is a special case of this;
- possible a.c. lines coupling to the d.c. line at fundamental frequency. This requires geometrical configuration of a.c. and d.c. lines when running in parallel, a.c. line maximum current and voltage, points of transposition, etc.;

- impedance versus frequency characteristics, including variation of shunt capacitor numbers;
- possibility of islanding, remaining with nearby generators, isolated from rest of the a.c. network.

The above information should be included in the specification or alternatively, sufficient data describing the a.c. and d.c. system to enable this information to be devised should be provided. It can be seen that the above-listed information largely corresponds to that required also for the steady-state design of the HVDC substation (see IEC 60919-1). However, it should be noted that in some applications, the fundamental frequency f_0 can vary over a large range (e.g. for an isolated generating station), and that this may expose resonances not normally encountered.

7.4 Means available for preventing instabilities

Most instabilities at higher frequencies can be avoided or corrected by alterations to the control system. This may simply involve the selection of appropriate tuning. In other cases, it may be necessary to introduce additional feedback loops, e.g. from the a.c. or d.c. voltage or the a.c. valve winding currents or the d.c. current. The solution adopted may differ between manufacturers and indeed from scheme to scheme.

Control techniques are always investigated first, because they normally offer a relatively cheap solution to instability problems. However, there will be occasions in which the control system acting alone is insufficient to accomplish all of the desired activity. Once this stage has been reached, either a control target has to be compromised, or other means found.

Broadband damped filters can significantly improve the performance of the overall system by removing sharp resonances. However, the harmonic suppression at individual frequencies is much lower per kVAr for a damped filter than for a tuned filter. Therefore, this method of preventing instability can be very costly, particularly if the instability occurs at a relatively low frequency. However, in the case of significant external harmonic sources, such as an untransposed a.c. line being run in parallel to an overhead d.c. line over a great distance, it may not be possible to obtain satisfactory performance without the application of expensive fundamental frequency blocking filters on the d.c. side or second harmonic shunt filters on the a.c. side.

7.5 Damping of low order harmonics by control action

Modern (equidistant firing) control systems are able to actively damp low order non-characteristic harmonics, (e.g. from the a.c. network). This is achieved by suitable modulation of the delay angle (α). This can be beneficial under special circumstances, such as the application of HVDC to weak a.c. networks and/or to a.c. networks whose phase conductors are not transposed, or even during recovery from a.c. network faults when the waveform is temporarily distorted. Although it is often possible to adjust the control system to exert a restraining influence on the low uncharacteristic harmonics, only a single variable (α) is available to accommodate all such activity. Thus, the same technique may be incapable of restraining simultaneously the second harmonic on the d.c. network and the third harmonic on the a.c. network.

7.6 Demonstration of satisfactory performance at higher frequencies

Traditionally, HVDC simulators have been used to demonstrate during the design stage that an HVDC scheme is free from undesirable instabilities. Simulators are a convenient tool for such analysis, enabling a multiplicity of system conditions and configurations to be investigated relatively rapidly. The investigations are generally carried out as step response studies, with rapid damping of the response showing good resistance to instability. However, the accuracy of such investigations is subject to simulator component limitations.

For example, many of the normal harmonics to be observed are so small that they tend to be buried by spurious harmonics caused by model component unbalances. Model converter transformers have reached a high degree of perfection in simulating real transformer B-H characteristics, but most models are not adequate to check for core saturation instability.

Computer simulation has become a viable alternative to the HVDC TNA simulator for demonstration of absence of instability. A computer simulation is likely to be more convenient than one undertaken by means of the HVDC TNA simulator, and the analysis can be potentially more accurate, since the actual system and component losses can be represented. Unless the computer simulator operates in real time it will not be practical to use the actual and complete control hardware. It is important that the simulation is validated by comparison of results with actual measurements performed on a real system.

Usefulness of the real-time simulator should be mentioned here. A closed-loop test can be performed before implementation of the controller, using real-time simulator. Variety of test cases can be demonstrated.

Since the converter interacts with its harmonic environment (harmonic impedances on the a.c. and d.c. sides as well as harmonic injection from other sources), it is important to demonstrate that the converter does not magnify low order non-characteristic harmonics to an unacceptable extent and that large amplitudes of such harmonics will not cause instability.

Studies can be undertaken by modelling the converter and its controls in a system with low order harmonic complementary resonances between the associated a.c. and d.c. networks. By appropriate tests, it is often possible to show that the behaviour of the converter and its controls are not unduly disturbed by harmonics, even when the harmonics exhibit substantial amplitude.

During commissioning it should be arranged (if applicable) for the a.c. system and/or the d.c. system to be in worst resonance with the converter station, and the adequacy of the instability counter measures should be demonstrated by measuring the system response to step changes and/or small signal modulation at the appropriate frequencies of the current order.

8 Subsynchronous oscillations

8.1 General

Only turbine-generator units located near a rectifier substation and having weak connection to the a.c. network are vulnerable to subsynchronous oscillations. Commonly, torsional natural frequencies lie in the range of 15 Hz to 40 Hz. For large nuclear turbine-generators, the lowest torsional frequency may be as low as 5 Hz, with other torsional modes at higher frequencies.

Torsional vibrations in a turbine-generator rotor may be stimulated by many common electrical disturbances in the transmission system. Furthermore, under certain conditions, torsional vibrations may be amplified, or reinforced, by a near resonant interaction between the turbine-generator rotor and a series compensated transmission line, or by interaction with an HVDC control system.

Since turbine-generator torsional modes have very little inherent damping, shaft oscillations persist for a considerable time after they are stimulated. Repeated stimulation of excessive magnitude can lead to loss of shaft life, and in the extreme, fatigue failure.

In an HVDC system, the constant power and constant current regulation modes may have a destabilizing influence on rotor torsionals. Within the typical bandwidth of an HVDC current control regulator, two or three subsynchronous torsional modes of oscillation may be present.

To clearly identify the difference between SSR and subsynchronous torsional interaction, the latter is called an SSTI, which is an interaction between HVDC control and turbine-generator.

Subsynchronous resonance (SSR) involving series compensated a.c. transmission lines has some fundamental differences with the HVDC torsional instability phenomenon. SSR associated with series compensation affects primarily the higher range of torsional frequencies while torsional interaction with HVDC primarily affects the lower frequency torsional modes. SSR associated with series compensation can be much more severe than HVDC related torsional interaction in the magnitude of torsional destabilization.

8.2 Criteria for subsynchronous torsional interaction with an HVDC system

Negative damping to turbine-generator torsional modes of oscillation is inherent to the objective of controlling current in an HVDC system. Some degree of negative damping will exist within the bandwidth (BW) of the current control regulation loop.

Only turbine-generator units located near a rectifier substation and having a weak connection to the a.c. network are vulnerable to torsional interactions. Units near an inverter do not experience much destabilization since inverters react differently to phase angle variations than do rectifiers.

Turbine-generator rotor motion causes variations in both magnitude and phase angle of the a.c. voltage supplying the converter. The effect on converter angle of delay, and the closed loop control reaction to the apparent firing angle shift result in changes in direct voltage and current, thereby, d.c. power transfer. The ultimate effect of change in HVDC power is change in generator electrical torque. If the generator accumulated phase lags between the change in the generator shaft speed, and the resulting change in electrical torque on the generator rotor exceeds 90° , the torsional oscillation may become unstable.

A constant power load presents a negative characteristic to any deviation of generator shaft speed.

With the inverter controlling current, the d.c. voltage will follow the rectifier. When the generator rotor speed increases, so will a.c. voltage. If the rectifier is in an alpha control mode, d.c. voltage will also increase and lead to a power increase. Thus positive damping results within the current control BW and approaches the inherent positive damping characteristics associated with no control action.

Turbine generator units near the inverter of an HVDC system will always have a parallel a.c. interconnection to the load and hence experience less influence on the HVDC control than might a unit near a rectifier. Also, when shaft speed increases on a unit near the inverter, the voltage magnitude at the inverter increases, which causes a decrease in d.c. current magnitude (i.e. leading to an opposite damping effect compared to the rectifier).

A steady-state firing angle of operation of the converter has significant impact on the interaction. This arises from the inherent non-linearity cosine relationship between firing angle and d.c. voltage. Gain linearization for the current regulator firing angle will reduce but not eliminate the interaction.

Operation at large angles of delay can significantly reduce torsional stability. Therefore, consideration should be given in the HVDC system specifications when operation is planned at reduced voltage for voltage control purposes, or because of reduced insulation strength of the transmission system.

Torsional interaction does not occur on hydro generator units, only on thermal generator units. For very low and medium speed (low head) units, the very large hydro generator inertia with respect to turbine inertia reduces interaction with the electrical system and practically eliminates the possibility of torsional interaction problems both with the series compensated a.c. transmission and HVDC. For applications utilizing high speed (high head) units, the

inertia ratio of hydro generator and turbines may not be large, increasing the possibility of torsional interaction. The specification should require clarification on whether an SSTI problem can occur in the given configurations. An example of the simplified method for screening possibilities for SSTI occurring is presented in 8.3. In the case where SSTI is possible, more detailed system studies are required.

Controls applied to the d.c. system to augment damping of power swing oscillations, typically in the frequency range of 0,1 Hz to 2,0 Hz, can interact with torsional modes and sometimes result in a significant destabilizing influence on nearby turbine generator units. This influence should be considered in the specification of any HVDC system whenever damping controls and subsynchronous resonance considerations exist. Since both controls are necessary in some installations, it is imperative that they coexist in a complimentary manner.

On series compensated lines that are torsionally stable, the addition of an HVDC system should have negligible effect on the torsional stability. The addition of the HVDC system adds a small positive damping to the torsional modes, especially if a subsynchronous damping controller is implemented. However, specifications should require that each such system be investigated to ensure that there is no SSTI problem.

On systems in which the potential for torsional instability exists, the specification should contain the information on torsional frequencies and damping of vibration and mechanical mode shapes for all the generator units of interest. If not available, SSTI frequencies can be obtained by a relatively simple field test. Pertinent transmission network data should also be supplied.

8.3 Screening criteria for identifying generator units susceptible to torsional interactions

Specifications for any new HVDC system in which there is a potential for torsional interaction with turbine-generators should contain provisions for screening studies to determine if in-depth subsynchronous resonance studies and possible subsynchronous damping controllers (SSDC) are required.

On HVDC systems where subsynchronous resonance may potentially be a problem, but no SSDC control is required initially, the specification should require appropriate HVDC control input provisions for addition of a future subsynchronous damping controller.

An approximate relationship between the magnitude of the interaction and a.c. system strength has been developed. This relationship, used as a quantitative screening tool to identify units and system contingencies which require detailed study, is as follows:

$$UIF_i = \frac{MW_{HVDC}}{MVA_i} \left(1 - \frac{SC_i}{SC_{tot}} \right)^2$$

where

UIF_i is the unit interaction factor of ith generating unit;

MW_{HVDC} is the MW rating of the HVDC system;

MVA_i is the MVA rating of the ith unit;

SC_i is the short-circuit capability at HVDC commutating bus excluding ith unit (excluding a.c. filters);

SC_{tot} is the short-circuit capability at HVDC commutating bus including ith unit (excluding a.c. filters).

Results of extensive studies suggest that an interaction factor less than approximately 0,1 will not have significant interaction and can be neglected from further studies.

If the UIF become larger than 0,1, further studies are needed. Such studies include eigenvalue analysis, frequency response analysis and power system simulation using EMTP-type software, and real-time simulator. In each study, precise modellings of HVDC firing control block (e.g. ACR and PLL), and turbine-generator mass system including mechanical damping are essential.

8.4 Performance considerations for utilizing subsynchronous damping controls

Subsynchronous damping controllers act to modulate the HVDC firing control in such a manner as to ensure positive damping of torsional oscillations on all nearby generator units for all practical system operating conditions.

Typical signals utilized from the a.c. system in the SSDC design include the rectifier a.c. bus frequency, generator shaft angular velocity or a synthesized signal from both converter voltages and currents.

The dynamic range of the SSDC should be wide enough to provide at least some positive damping to a torsional oscillation after it has been stimulated to the maximum amount possible by a system disturbance.

The specifications should include reliability requirements for the SSDC at least equal to the remainder of the controls, and the function should be fail-safe.

The SSDC controller should not be considered as a protective device, only a damping controller.

The SSDC controller should not degrade any other aspects of converter performance (i.e. harmonics, fault response, etc.).

Studies should consider the impact of SSDC and series capacitor compensation connected in the associated a.c. system.

8.5 Performance testing

Damping performance of the SSDC should be verified by conducting a series of controller field tests involving the HVDC system and the affected turbine generator units. Measurements of the torsional vibrations should be made at the generator units.

Gain margin of the SSDC should be checked by measurement (i.e. measure the open loop transfer functions through the SSDC and the system to which it is connected).

8.6 Turbine generator protection

Based on a combination of detailed system analysis, design of the control system and implementation with full redundancy, the experience from operation of HVDC systems with installed SSDC controllers has shown that it is not necessary to include SSR relay protections.

Torsional oscillations that may be damaging to a machine cannot be reliably and securely detected at the converter station. Based on the measurements, a SSTI supervision can be included in the control system, with the ability to trip the HVDC on both level and derivative criteria.

However, any turbine-generator that can potentially interact with an HVDC converter system may be protected with a torsional protective relay.

9 Power plant interaction

9.1 General

The closer a power plant is connected electrically to a d.c. link, the more it will be affected by that link. A generating station may feed much or all of its power into the rectifier of a d.c. transmission system, or share its supply to a load with power being delivered from an inverter station. If the loading on the d.c. link comes directly from the generator of a power plant, there is bound to be significant interaction. This should be addressed in the design of the d.c. link and associated a.c. power system, including the specification of the turbine and generator. Where the power generated by the power plant also feeds an a.c. load or system, the interactions discussed in this clause are still present, but other aspects related to the influence of the a.c./d.c. system operation on this load or system should also be considered.

9.2 Specific interactions

9.2.1 General

Electric power is usually generated from a power plant which derives its energy from either hydro, thermal or nuclear sources. Interaction between a d.c. link closely associated with any of the various kinds of power plant will lead to common concerns identified in this clause. In cases where interactions may affect a particular kind of power plant in a different or more sensitive manner, specific reference is made accordingly.

It should be appreciated that a.c. transmission systems, as an alternative to d.c. transmission, interact with generators with similar and equal concerns as presented in this clause. This does not mean, however, that d.c. link interactions with a power plant should not be considered in preparing a specification for a d.c. link.

9.2.2 Frequency variation effects

Generators should operate within a specific frequency range, the limits of which are determined by whether it is synchronous or asynchronous to the main a.c. power system. Power loss in the d.c. transmission system because of commutation failure, faults or valve group blocking will result in frequency excursions in the power plant. Extreme frequency overshoot will occur when the d.c. link completely blocks and there is no alternate path for the power from the generation to reach the load, resulting in full load rejection for the power plant.

A more severe stress on generators is imposed when they are islanded with a d.c. inverter and separated from the load. Electric power reversal at the generator, due to power fed to it from the inverter that is not protected by a d.c. link power order reduction, could lead to rotor damage.

Studies should be undertaken to examine in detail the consequences of d.c. link outages. The power system should be planned so that full d.c. link load rejection if it occurs, does not impact on the power plant beyond its design limits. The type of power plant, whether hydro, thermal or nuclear, will dictate what additional transmission facilities and protection systems will be essential to lessen the impact of a d.c. link full load rejection on it. Nuclear plants may require the most stringent limits on transmission design for protection against full d.c. load rejection because of the lengthy delay in resuming full power production. An HVDC system which transmits a major part of the power of a nuclear plant to the load should be designed with high reliability. For pole outages, overload capability on the remaining pole(s) should be considered to avoid generator plant shutdown or facilitate an orderly power reduction in the plant.

9.2.3 Frequency controls interactions

Very low frequency instability (below 0,5 Hz) can develop as an interaction between machine speed control by turbine governors and the d.c. transmission system if no particular measures are taken to coordinate them. Studies and tests to optimize governor settings can be

undertaken. HVDC link controls can also be developed to contribute to the damping at these instabilities by the addition of special control loops responding to measured incremental frequency of the a.c. systems. Further information is available in Clause 6.

9.2.4 Overvoltage effects

DC link load rejection overvoltages will affect a power plant when the load rejection is also transferred to its generator. Overvoltages can damage the generators and other equipment if filters and shunt capacitor banks remain on after load rejection. Overvoltages on the auxiliary service motor and excitation system have to be specially borne in mind. There is a possibility of self-excitation of the generator on load rejection unless suitable cross tripping is incorporated into the system design. Combining converter blocking controls with tripping of filters and shunt capacitor banks may be required.

When circuit-breakers are required to clear a.c. filter and shunt capacitor banks under conditions of load rejection overvoltages and self-excitation, breaker rating should be sized to accommodate the stresses imposed as discussed in 4.3 of IEC 60919-2. The sensitivity and speed of protection for switching filter and capacitor banks under conditions of self-excitation should be adequate to protect machine and station equipment against the overvoltages and also discriminate between a temporary and permanent d.c. link load rejection. This is because removal of filters and capacitors through a temporary d.c. link shutdown may leave the system with inadequate reactive power support to fully recover its pre-disturbance power level.

In such cases, the switching back in of filters and capacitors should be carefully coordinated with equipment capabilities and d.c. link recovery sequences, particularly when the duration of the temporary outage is to be minimized.

The combination of a generator station and an HVDC substation may exhibit low damping on the a.c. side in cases where local a.c. load is small or non-existent. Under such circumstances, resonances, overvoltages and transient recovery voltages for circuit-breakers may require special attention.

9.2.5 Harmonics

Characteristic and non-characteristic harmonic currents generated from a converter station not adequately filtered and damped may flow into the generator. Undesirable mechanical vibrations may result in hydro and thermal units, as well as develop internal heating, particularly on the rotor. In both instances, damage can be caused. Anticipated or permitted harmonic loading into generators at or close to d.c. links should be determined and used as input to generator specifications and a.c. filter design. Further discussion is found in Clause 16 of IEC 60919-1. In the case of a steam turbine generator, special attention should be given to the magnitude of the fifth and seventh harmonics. This is of special concern because the interaction of the magnetic field produces a pulsating torque at the sixth harmonic on the rotor. If coincident with a supersynchronous mechanical resonant frequency involving torsional oscillations of the rotor elements and flexing of the turbine buckets, fatigue in the turbine shafts and buckets may result.

9.2.6 Subsynchronous and shaft impact effects

Subsynchronous effects can be dangerously imposed upon the generator, shaft and turbine as discussed in Clause 8. Subharmonic currents generated by certain types of diesel generators can interact with d.c. links. If such a probability exists, system tests should be undertaken to determine the subsynchronous present in the system, and such information provided in the specification so that damping can be designed into the controls of the d.c. link. A related problem is the impact on a shaft of a generator of the step change in torque which can result from a d.c. link load rejection or even from a commutation failure. Even if the resulting mechanical oscillations between masses on the turbine and generator shaft are damped, some loss of shaft life may occur. Thermal and nuclear plant may be most sensitive to this concern. The potential for commutation failures contributing to loss of shaft life should be minimized if this is identified as being a possible problem.

Shaft impact effects are also caused when d.c. link restart sequences are adopted. Each unsuccessful restart can impose additive stresses to the shaft of a turbine generator. This effect should be studied and anticipated in the specification of the d.c. link insofar as the restart strategy is concerned.

9.2.7 Resonance

The configuration of the a.c. system interconnecting the power station and converter, usually involving short lines, great concentration of reactive power equipment, etc. has a potential risk of pronounced resonance conditions and a very low degree of damping.

9.2.8 Overvoltages

As a result of the resonance conditions indicated in 9.2.7 above, as well as the low degree of damping, temporary overvoltages other than those caused by load rejection shall be considered. Among these overvoltages that can be mentioned are a.c. fault clearing overvoltages and overvoltages resulting from transformer energization.

9.2.9 Stresses in a.c. switching equipment

In addition to the problems discussed in 9.2.4 above, the a.c. system configuration with short lines mentioned in 9.2.7 may impose transient recovery voltage (TRV) requirements above the standard values for the circuit-breaker to be used in this application.

9.2.10 Under-frequency

Under-frequency conditions as a result of a major disturbance, such as the loss of generation units, should also be considered.

9.2.11 Starting procedure for an HVDC converter

Consideration should be given to frequency regulation of the sending end system and the generator reactive power capability requirements during the start-up procedure of a converter unit.

9.3 Special considerations for a nuclear plant

Those characteristics related to protective relays which can cause a nuclear reactor scram should be modelled in detail in simulation studies. If a steam bypass capacity is as much as a reactor capacity, a disturbance in a d.c. system or receiving end a.c. system may not cause a reactor scram.

When studying subsynchronous resonance phenomena, it should be noted that the mechanical resonance frequency of a turbine-generator of a nuclear power unit is usually lower than that of other types of steam turbine-generators.

Bibliography

- [1] "Guide for Planning D.C. Links Terminating at A.C. System Locations Having Low Short Circuit Capacity". CIGRE document TF 14-07/IEEE 15.05.05, Parts I and II.
- [2] ANDERSSON G., SVENSSON S., LISS G., "Digital and Analog Simulation of Integrated A.C. and D.C. Power Systems". CIGRE paper 14-02, 1984.
- [3] GRUND C.E., POLLARD E.M., PATEL H., NILSSON S.L., REEVE J., "Power Modulation Controls for HVDC Systems". CIGRE paper 14-03, 1984.
- [4] "Tentative Classification and Terminologies Relating to Stability Problems of Power Systems". Electra, No. 56, Jan 1978, pp 57-67.
- [5] "A.C. Harmonic Filters and Reactive Compensation for HVDC with Particular Reference to Non-characteristic Harmonics". CIGRE publication no. 65 June 1990. Complement to the Electra paper of issue 63 (1979).
- [6] KAUFERLE J., SADEK K., KOELSCH, A.C. "System Representation Relevant to A.C. Filtering and Overvoltages for HVDC Application". CIGRE paper 14-08, 1984.
- [7] SALGADO E., LIMA A.C.G., PILOTTO L.A.S., SZECHTMAN M., CUARINI A.P., ROITMAN M., "Technical and Economic Aspects of the Use of HVDC Converters as Reactive Power Controllers". CIGRE paper 14-08, 1984.
- [8] GAVRILOVIC A., "Interaction Between A.C. and D.C. Systems". CIGRE paper 14-09, 1986.
- [9] LAMBAIE T., HOLMBERG D., JONSSON U., AURANNE E., HAGMAN E., JAASKELAINEN K., "Fenno-Scan HVDC Link as a Part of Interconnected A.C./D.C. System". CIGRE paper 14-02, 1988.
- [10] TAAM M., PRACA A.S., PORANGABA F.D., DE TOLEDO F., MENZIES D., ERIKSSON K., "Itaipu HVDC Transmission System. Principal Aspects of A.C./D.C. Interaction". CIGRE paper 14-03, 1988.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-3:2009

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	45
1 Domaine d'application	47
2 Références normatives	47
3 Généralités sur les spécifications relatives au fonctionnement dynamique des réseaux CCHT	48
3.1 Spécification relative au fonctionnement dynamique	48
3.2 Commentaire général	49
4 Commande du transfert de puissance et de la fréquence des réseaux à courant alternatif	49
4.1 Généralités	49
4.2 Commande du transfert de puissance	49
4.2.1 Exigences relatives à la commande de la puissance en régime établi	49
4.2.2 Exigence relative à la modification graduelle de la puissance	51
4.3 Commande de la fréquence	53
5 Commande de la tension dynamique des réseaux à courant alternatif et interactions avec les sources de puissance réactive	54
5.1 Généralités	54
5.2 Caractéristiques de tension et de puissance réactive d'un poste CCHT et des autres sources de puissance réactive	55
5.2.1 Généralités	55
5.2.2 Convertisseur source de puissance active et réactive	55
5.2.3 Caractéristiques de tension des réseaux à courant alternatif en fonction de la charge imposée à la barre omnibus du poste CCHT	58
5.2.4 Caractéristiques de tension des filtres côté courant alternatif, des batteries de condensateurs et des inductances shunt, pour la compensation de puissance au poste CCHT	60
5.2.5 Caractéristiques de tension des compensateurs statiques	60
5.2.6 Caractéristiques de tension des compensateurs synchrones	61
5.3 Ecart de tension à la barre omnibus d'un poste CCHT	61
5.4 Interactions entre la tension et la puissance réactive dans le poste et les autres sources de puissance réactive	63
5.4.1 Convertisseurs CCHT, filtres commutables côté réseau alternatif, batteries de condensateurs et inductances shunt	63
5.4.2 Convertisseurs CCHT, sources de puissance réactive commutables, compensateur statique	64
5.4.3 Convertisseurs CCHT, sources de puissance réactive commutables et compensateurs synchrones	64
6 Stabilité des réseaux à courant alternatif dans des conditions transitoires et en régime établi	65
6.1 Généralités	65
6.2 Caractéristiques de la modulation de la puissance active et réactive	66
6.2.1 Généralités	66
6.2.2 Modulation de grands signaux	66
6.2.3 Modulation de petits signaux	67
6.2.4 Modulation de la puissance réactive	67
6.3 Classification des configurations de réseau	68
6.4 Réseau à courant alternatif en parallèle avec le réseau CCHT	68
6.5 Amélioration de la stabilité dans l'un des réseaux à courant alternatif reliés au réseau CCHT	72

6.6	Détermination des caractéristiques de la commande de l'amortissement	72
6.7	Mise en œuvre des exigences relatives au contrôleur d'amortissement et aux communications	73
7	Fonctionnement dynamique des réseaux CCHT aux fréquences supérieures	74
7.1	Généralités	74
7.2	Types d'instabilité	74
7.2.1	Instabilité de boucle (instabilité harmonique)	74
7.2.2	Instabilité de boucle de courant	74
7.2.3	Instabilité associée à la saturation des noyaux	74
7.2.4	Interactions harmoniques	75
7.3	Informations à prendre en compte lors de la conception	76
7.4	Moyens de prévention des instabilités	76
7.5	Amortissement des harmoniques d'ordre inférieur par des commandes	77
7.6	Démonstration de la qualité du fonctionnement aux fréquences supérieures	77
8	Oscillations sous-synchrones	78
8.1	Généralités	78
8.2	Critères d'une interaction de torsion sous-synchrone avec un réseau CCHT	79
8.3	Critères d'analyse pour l'identification des groupes d'alternateurs susceptibles de subir des effets de torsion	80
8.4	Considérations relatives à la performance pour l'utilisation de commandes sous-synchrones de l'amortissement	81
8.5	Essai de fonctionnement	81
8.6	Protection des groupes turbines-alternateurs	82
9	Interaction avec les centrales électriques	82
9.1	Généralités	82
9.2	Effets spécifiques	82
9.2.1	Généralités	82
9.2.2	Répercussions des variations de fréquence	82
9.2.3	Interactions des commandes de fréquence	83
9.2.4	Effets des sursensions	83
9.2.5	Harmoniques	84
9.2.6	Effets sous-synchrones et répercussions sur l'arbre	84
9.2.7	Résonance	84
9.2.8	Sursensions	84
9.2.9	Contraintes dans le matériel de commutation à courant alternatif	85
9.2.10	Sous-fréquences	85
9.2.11	Procédure de démarrage d'un convertisseur	85
9.3	Cas spécial d'une centrale nucléaire	85
	Bibliographie	86

Figure 1 – Composants pour la compensation de la puissance réactive à un poste CCHT 56

Figure 2 – Diagramme P/Q d'un convertisseur 57

Figure 3 – Exigences de puissance réactive pour un réseau alternatif à basse puissance en fonction de la puissance active de charge pour diverses caractéristiques de tension constante à la barre côté alternatif d'un poste CCHT 59

Figure 4 – Représentation d'un réseau alternatif 59

Figure 5 – Exemple d'une caractéristique tension – courant présentant une plage de modulation de courant possible en l'absence de communication entre le redresseur et l'onduleur 67

Figure 6 – Modulation de la puissance réactive dans un réseau de transport CCHT fonctionnant à l'angle d'extinction minimal $\gamma_{\min}$	69
Figure 7 – Modulation de puissance réactive dans un transport CCHT s'effectuant à un angle d'extinction $\gamma > \gamma_{\min}$	70
Figure 8 – Amélioration de la stabilité d'une liaison ou d'un réseau alternatif	71
Figure 9 – Configurations de principe d'un contrôleur d'amortissement	71

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-3:2009

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES
À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT) MUNIS
DE CONVERTISSEURS COMMUTÉS PAR LE RÉSEAU –****Partie 3: Conditions dynamiques**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI 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, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI 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 la CEI. La CEI 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La tâche principale des comités d'études de la CEI est l'élaboration de Normes internationales. Toutefois, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique lorsqu'il a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, par exemple, des informations sur l'état de l'art.

La CEI 60919-3, qui est un rapport technique, 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 la CEI: Systèmes et équipements électroniques de puissance.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue comme spécification technique en 1999. Elle constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) ce rapport technique ne concerne que les convertisseurs commutés par le réseau;
- b) des changements significatifs ont été apportés à la technologie du système de contrôle;
- c) certaines contraintes environnementales ont été ajoutées, par exemple les niveaux de bruit audible maximaux;
- d) les convertisseurs connectés au travers de condensateurs (CCC) et les convertisseurs à condensateurs en série contrôlés (CCSC) ont été ajoutés.

Le texte du présent rapport technique est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
22F/183/DTR	22F/192/RVC

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 60919 présentées sous le titre général *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau*, peut être consultée sur le site Internet de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI 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.

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT) MUNIS DE CONVERTISSEURS COMMUTÉS PAR LE RÉSEAU -

Partie 3: Conditions dynamiques

1 Domaine d'application

Le présent Rapport technique contient des indications générales sur le fonctionnement dynamique des réseaux à courant continu haute tension (CCHT). Dans cette spécification, on utilise le terme fonctionnement dynamique pour désigner les événements et les phénomènes dont les fréquences caractéristiques ou la plage temporelle correspondent à un état entre des conditions transitoires et celles du régime établi. Ce type de fonctionnement résulte de l'interaction entre les réseaux CCHT à deux extrémités et les réseaux à courant alternatif ou leurs composants, par exemple les centrales, les lignes et les barres à courant alternatif et les sources de puissance réactive, etc. dans des conditions transitoires ou en régime établi. On suppose que les réseaux CCHT à deux extrémités utilisent des unités de conversion à 12 impulsions montées en pont triphasé (bidirectionnel). On suppose également que les convertisseurs utilisent des valves à thyristors comme les bras du pont, ainsi que des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour la coordination de l'isolement et pour permettre le transfert de puissance dans les deux sens. Les valves à diodes ne sont pas étudiées dans cette spécification. Bien que les réseaux de transport CCHT à extrémités multiples ne soient pas mentionnés expressément ici, la majeure partie de l'information contenue dans cette spécification s'applique également à ces réseaux.

Seuls les convertisseurs commutés par le réseau sont traités dans le présent rapport, lequel comprend des configurations de circuit de convertisseurs commutés par des condensateurs. Les exigences générales pour les convertisseurs à semi-conducteurs commutés par le réseau sont données dans les CEI 60146-1-1, CEI 60146-1-2 et CEI 60146-1-3. Les convertisseurs à source de tension ne sont pas traités.

Le présent rapport (CEI 60919-3) qui porte sur le fonctionnement dynamique est accompagné de publications concernant le fonctionnement en régime établi (CEI 60919-1) et le fonctionnement dans des conditions transitoires (CEI 60919-2). Il convient de tenir compte des trois aspects lors de la préparation des spécifications d'un réseau CCHT à deux extrémités.

Il existe une différence entre les spécifications de fonctionnement des réseaux et les spécifications de conception des matériels qui constituent les composants individuels d'un réseau. Les spécifications des matériels et les exigences relatives aux essais ne sont pas définies ici; l'accent est mis plutôt sur celles qui pourraient avoir une influence sur les spécifications de fonctionnement d'un réseau. Il existe de multiples variantes de réseaux CCHT, c'est pourquoi elles ne sont pas étudiées en détail ici. Il convient de ne pas utiliser ce rapport comme la spécification d'un projet particulier, mais plutôt en tant que base dans la préparation d'une spécification plus appropriée, permettant de répondre aux exigences réelles d'un réseau pour un schéma particulier de transport d'énergie électrique. Ce rapport n'a pas pour objet de distinguer la responsabilité de l'utilisateur de celle du fabricant en ce qui concerne le projet spécifié.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. 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).

CEI 60146-1-1, *Convertisseurs à semiconducteurs – Exigences générales et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-1: Spécification des exigences de base*

CEI/TR 60146-1-2, *Convertisseurs à semiconducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-2: Guide d'application*

CEI 60146-1-3, *Convertisseurs à semiconducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-3: Transformateurs et bobines d'inductance*

CEI/TR 60919-1:2005, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions*

CEI/TR 60919-2:2008, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau – Partie 2: Défauts et manoeuvres*

3 Généralités sur les spécifications relatives au fonctionnement dynamique des réseaux CCHT

3.1 Spécification relative au fonctionnement dynamique

Il convient qu'une spécification complète sur le fonctionnement dynamique d'un réseau CCHT tienne compte des articles suivants:

- commande du transfert de puissance et de la fréquence des réseaux à courant alternatif (voir Article 4);
- commande de la tension dynamique des réseaux à courant alternatif et interactions avec les sources de puissance réactive (voir Article 5);
- stabilité des réseaux à courant alternatif dans des conditions transitoires et en régime établi (voir Article 6);
- fonctionnement dynamique des réseaux CCHT aux fréquences supérieures (voir Article 7);
- oscillations sous-synchrones (voir Article 8);
- interactions avec les centrales électriques (voir Article 9).

L'Article 4 porte sur l'utilisation de la commande de la puissance active du réseau CCHT pour modifier le transfert de puissance et/ou la fréquence des réseaux à courant alternatif associés, dans le but d'améliorer leur fonctionnement. Il convient de tenir compte des aspects suivants à la conception des modes de commande de la puissance active CCHT:

- a) réduction au minimum des pertes des réseaux à courant alternatif en régime établi;
- b) prévention des surcharges des lignes à courant alternatif en régime établi et au cours d'une perturbation;
- c) coordination avec la commande du régulateur à courant alternatif;
- d) suppression des déviations de fréquence du réseau à courant alternatif en régime établi et au cours d'une perturbation.

L'Article 5 décrit les caractéristiques de tension et de puissance réactive des postes CCHT et des autres sources de puissance réactive (filtres côté courant alternatif, batteries de condensateurs, inductances shunt, compensateurs statiques et compensateurs synchrones). Il traite également des interactions entre ces matériels pendant la commande de la tension des barres côté courant alternatif.

A l'Article 6, une discussion est présentée à propos des méthodes de commande de la puissance active et de la puissance réactive d'un réseau CCHT qui permettent d'améliorer la stabilité en régime établi et/ou en régime transitoire des réseaux à courant alternatif interconnectés, en contrecarrant les oscillations électromécaniques.

L'Article 7 porte sur le fonctionnement dynamique d'un réseau CCHT dans une plage de fréquences dont la valeur initiale est égale ou supérieure à la moitié de la valeur de la fréquence fondamentale, ces fréquences résultant des harmoniques caractéristiques et non caractéristiques produites par les convertisseurs. Certains moyens de prévention des instabilités sont aussi étudiés.

L'Article 8 décrit le phénomène d'amplification des oscillations mécaniques de torsion à fréquences naturelles dans le groupe turbine-alternateur d'une centrale thermique, phénomène résultant des interactions avec le réseau CCHT (en modes de régulation à puissance constante et à courant constant). Des spécifications portant sur la commande de l'amortissement sous-synchrone sont aussi définies.

L'interaction entre centrales et réseaux CCHT proches d'un point de vue électrique est étudiée à l'Article 9, en tenant compte de certaines caractéristiques particulières des centrales nucléaires et des exigences de fiabilité des réseaux CCHT.

3.2 Commentaire général

Il convient que toutes les exigences relatives à la conception de futurs réseaux CCHT qui font l'objet de spécifications soient comprises dans les limites de conception précisées dans les publications sur le fonctionnement en régime établi (CEI 60919-1) et en régime transitoire (CEI 60919-2). Il est recommandé d'identifier la stratégie de commande adéquate des réseaux CCHT au cours de la préparation de la spécification sur le fonctionnement dynamique des réseaux CCHT, en se basant sur des études détaillées des réseaux de puissance. Il convient de préciser les priorités d'entrée des signaux de commande et la façon dont ils sont traités.

4 Commande du transfert de puissance et de la fréquence des réseaux à courant alternatif

4.1 Généralités

La commande de la puissance active d'un réseau CCHT peut servir à contrôler le transfert de puissance et/ou la fréquence des réseaux à courant alternatif associés, dans le but d'améliorer le fonctionnement de ceux-ci en régime établi et au cours d'une perturbation.

Les modes de fonctionnement de la puissance active d'un réseau CCHT utilisés pour améliorer le fonctionnement des systèmes à courant alternatif dans les domaines suivants sont traités dans cet article:

- commande de la puissance CCHT en vue de réduire au minimum les pertes totales du réseau de puissance en régime établi;
- commande de la puissance CCHT en vue de prévenir toute surcharge des lignes à courant alternatif au cours d'une perturbation ainsi qu'en régime établi;
- commande de la puissance CCHT coordonnée à la commande du régulateur du réseau à courant alternatif;
- commande de la puissance CCHT en vue de supprimer toute déviation de fréquence du réseau à courant alternatif au cours d'une perturbation et en régime établi.

Les modes de commande de la puissance active et/ou réactive du réseau CCHT utilisés pour améliorer la stabilité dynamique et transitoire des réseaux à courant alternatif ou pour améliorer la commande de la tension alternative sont traités aux Articles 5 et 6.

4.2 Commande du transfert de puissance

4.2.1 Exigences relatives à la commande de la puissance en régime établi

La puissance d'un réseau CCHT est parfois commandée dans le but de réduire au minimum les pertes totales de puissance du réseau, d'empêcher toute surcharge des lignes à courant

alternatif et de permettre une coordination avec la commande du régulateur des alternateurs du réseau à courant alternatif. Ces exigences applicables à la commande de puissance diffèrent parfois selon le rôle des réseaux CCHT dans le réseau de puissance global.

Lorsqu'un réseau CCHT est utilisé pour transmettre la puissance en provenance de centrales éloignées, la commande de la puissance de transport CCHT est coordonnée à la commande du régulateur des alternateurs des centrales. Dans ce cas, il est admis que la tension, la fréquence ou la vitesse du rotor des alternateurs servent de référence au réseau de commande de la puissance du réseau CCHT.

Lorsque deux réseaux alternatifs sont reliés par un réseau CCHT, la puissance du réseau CCHT est commandée selon un modèle prédéfini, dans des conditions normales de fonctionnement. Cependant, une fonction complémentaire peut être ajoutée au mécanisme de commande de cette puissance CCHT pour que la fréquence de l'un ou l'autre des réseaux ou des deux réseaux à courant alternatif soit commandée. Lorsque l'un des réseaux à courant alternatif est un réseau isolé, comme par exemple le réseau alimentant une île, il peut être nécessaire que la commande de sa fréquence soit réalisée par le réseau CCHT.

La commande de la fréquence d'un réseau à courant alternatif par un réseau CCHT est étudiée en 4.3.

Lorsque deux réseaux à courant alternatif sont interconnectés par plus d'un réseau à courant continu ou par des réseaux mixtes ou lorsqu'un réseau à courant continu est inclus dans un réseau à courant alternatif, la puissance du réseau CCHT peut être commandée pour réduire au minimum les pertes totales dues au transport dans les réseaux interconnectés.

Dans certaines configurations de réseaux mixtes décrites ci-dessus, la commande des variations de puissance du réseau CCHT peut servir à éviter la surcharge d'une ou de plusieurs lignes de transport dans le réseau de puissance.

Lorsque des stratégies de commande CCHT particulières sont utilisées, par exemple celle visant à améliorer le fonctionnement d'un réseau à courant alternatif en augmentant la puissance côté courant continu au cours et après une perturbation, il peut être nécessaire de régler la puissance du réseau de transport à courant continu en régime établi à une valeur limitée de sorte que la puissance côté courant continu ne dépasse pas sa valeur assignée, incluant la capacité de surcharge au moment où la commande est initiée. Il est important de prendre également en considération l'alimentation en puissance réactive additionnelle exigée à la fois par les convertisseurs du réseau CCHT et par les réseaux à courant alternatif dans une telle situation.

Il est nécessaire de tenir compte des points suivants a) à g) dans l'établissement des exigences relatives à la commande en régime établi. A noter qu'au moment de la préparation de la spécification, l'ensemble des exigences relatives à la commande en régime établi peuvent ne pas être déterminées ou élaborées; dans ce cas, il est nécessaire de permettre l'ajout éventuel de nouvelles exigences.

- a) Lorsqu'un réseau de commande du transfert de puissance est conçu pour remplir plus d'une fonction, y compris la commande de la fréquence des réseaux à courant alternatif, il convient de concevoir le réseau de commande CCHT de telle sorte que les priorités relatives des fonctions de commande soient définies.
- b) En régime établi, la commande visant la prévention des surcharges des lignes à courant alternatif bénéficie habituellement d'une priorité supérieure à celle accordée aux autres commandes de transfert de puissance. La commande visant à réduire au minimum les pertes du réseau est mise en application soit en réglant la puissance côté courant continu selon un modèle défini à l'avance en fonction des caractéristiques du réseau, soit en réponse à un calcul en ligne effectué au bureau central de répartition de la charge. En règle générale, cette réponse à la commande est relativement lente, plusieurs secondes ou plusieurs minutes, même dans le second cas.

- c) Dans les réseaux isolés ou dans ceux dont l'apport en courant continu est plutôt grand, la fréquence est souvent maintenue par la puissance du réseau CCHT. Dans un tel cas, la commande de la fréquence du réseau CCHT pourrait être prioritaire par rapport à la réduction des pertes du réseau, mais il est admis qu'elle soit limitée par la protection contre les surcharges.
- d) Le changement de la demande de puissance réactive qui accompagne les variations de puissance peut entraîner de fréquentes commutations des matériels de puissance réactive. Dans un tel cas, il est nécessaire de concevoir des mesures particulières de commande de la tension en courant alternatif, par exemple la commande de la puissance réactive au moyen de convertisseurs ou la définition de limites applicables aux variations de la puissance CCHT.
- e) Il convient d'identifier, d'étudier et de préciser le besoin de signaux spéciaux de réglage du niveau de puissance, propres au réseau électrique. Les signaux occasionnant des déviations du courant continu, de la puissance ou de la tension alternative supérieures aux valeurs assignées et limites des matériels et des réseaux ne peuvent pas être autorisés. Il convient d'établir et de coordonner les priorités de deux signaux d'entrée ou plus présentant une demande simultanée touchant la puissance de la liaison à courant continu.
- f) Les liaisons bipolaires à courant continu nécessitent normalement que leur puissance et leur courant soient réellement partagés entre les pôles. A la perte d'un pôle, une stratégie quant à la surcharge du pôle restant pourrait être développée pour réduire au minimum les écarts de transfert d'énergie, de tension et de fréquence des réseaux à courant alternatif.
- g) Il est recommandé que la rupture de la liaison de communication entre le système émetteur et le système récepteur du réseau à courant continu ne cause pas de rupture du réseau à courant alternatif. Une exigence minimale de la spécification est que le transfert de puissance soit maintenu au même niveau que celui qui existait avant la panne de communication. Si des fonctions supplémentaires, la commande de la fréquence par exemple, sont nécessaires au cours d'une panne temporaire de la liaison de communication, il convient de les spécifier.

4.2.2 Exigence relative à la modification graduelle de la puissance

Dans certaines conditions du réseau, il peut être nécessaire de modifier par étapes le niveau de puissance du réseau CCHT afin d'améliorer le fonctionnement des réseaux à courant alternatif pendant et après les perturbations. Dans ce cas, cette modification graduelle peut comporter une inversion de la puissance continue.

Il est possible de réaliser une modification graduelle de la puissance continue en redéfinissant la valeur du niveau de puissance ou la gamme de puissance continue en réponse à un signal d'entrée. Il convient de régler le taux de variation de la puissance et la valeur maximale de la variation de la puissance continue correspondant à un échelon à l'intérieur de limites spécifiées, en fonction des exigences applicables aux réseaux à courant alternatif. Par exemple, des rampes de variation différentes peuvent être nécessaires pour différents événements. Il peut être nécessaire d'inclure des considérations spéciales lorsque l'échelon de variation inclut une inversion de puissance.

Parmi les perturbations des réseaux à prendre en considération lors de l'établissement des exigences applicables aux échelons de variation de la puissance continue, figurent: l'ouverture de ligne à courant alternatif, la perte d'une source d'alimentation importante ou la chute importante de la fréquence du réseau alternatif et l'accroissement ou la réduction soudaine de la charge du réseau, accompagnée d'un écart de fréquence important.

Dans certains des exemples de perturbations de réseau mentionnés ci-dessus, les réseaux à courant alternatif seront également supportés par la commande de leur fréquence par le réseau à courant continu.

Pour concevoir et établir les caractéristiques des fonctions de commande du réseau CCHT, il convient d'étudier en détail pour différentes conditions du réseau, les effets des fonctions de

variation graduelle de la puissance. Il est préférable de définir des limites et des gammes pour les variations de puissance et les types de rampes, plutôt que d'établir des valeurs précises. Le réglage des valeurs peut se faire pendant le fonctionnement du réseau à courant continu.

Les signaux servant au déclenchement des variations graduelles de puissance du réseau CCHT sont, entre autres, ceux de relais de surcharge ou des signaux d'ouverture de certaines lignes de transport, qui sont transmis au poste CCHT, ou la fréquence du réseau à courant alternatif détectée au poste CCHT ou à un certain point des réseaux à courant alternatif.

Le temps de propagation des signaux de déclenchement transmis par une liaison de communication peut avoir des répercussions sur le fonctionnement des réseaux à courant continu ou à courant alternatif. Dans certains cas, une liaison de communication haute vitesse peut donc être nécessaire. Lorsque le temps de propagation est grand, il convient d'en tenir compte.

Il arrive que les signaux soient envoyés aux deux postes CCHT, ou que plus d'un signal soit reçu par l'un de ces postes. Dans ces cas, il est nécessaire d'établir les priorités des fonctions de commande.

La valeur de l'échelon de variation de puissance continue peut être limitée par l'état des réseaux à courant alternatif et à courant continu et il peut également, dans certaines circonstances, être nécessaire de détecter les changements d'état des réseaux pour mettre à jour les valeurs des limites.

En particulier, lorsqu'il se produit une importante variation graduelle de la puissance continue, il est permis de modifier la tension alternative substantiellement. C'est pourquoi il peut être nécessaire d'étudier la gamme des fluctuations de tension alternative admissibles pour déterminer les limites applicables aux variations graduelles de puissance ou introduire des mesures spéciales de commande de la tension alternative.

Les limites admissibles de déviation de la tension alternative peuvent être différentes pour un fonctionnement en régime établi et en régime transitoire et il convient de les définir.

Lorsqu'un réseau CCHT est relié à un réseau alternatif à haute impédance et/ou à faible inertie, la variation graduelle de la puissance continue peut avoir des effets négatifs sur la stabilité de la tension, la stabilité des ondes transitoires et la fréquence du réseau alternatif. Il peut alors être nécessaire de limiter la grandeur et le taux de variation de la puissance, ou d'adopter d'autres mesures particulières en vue d'éviter la détérioration du fonctionnement dynamique du réseau à courant alternatif. Lorsqu'un réseau CCHT interconnecte deux réseaux à courant alternatif, il faut évaluer en détail l'effet de la variation graduelle de puissance continue à la fois pour le réseau à courant alternatif où se produit la perturbation et pour l'autre réseau à courant alternatif qui ne subit pas le défaut.

Lorsque la variation graduelle de la puissance continue entraîne une chute du courant continu en deçà du courant de fonctionnement minimal admissible du réseau CCHT, lequel est habituellement d'environ 5 % à 10 % du courant assigné, il convient d'établir le fonctionnement du convertisseur à la valeur minimale du courant positif. Si tel n'est pas le cas, il convient de bloquer le convertisseur après un intervalle de temps de fonctionnement à faible courant, ou de préciser qu'il peut fonctionner jusqu'à un courant nul. Une mesure possible pour dépasser le courant de fonctionnement minimal admissible est de mettre en place des transferts de puissance de deux pôles dans des sens opposés et de laisser le transfert de puissance des deux pôles s'annuler lorsque la configuration des systèmes CCHT est bipolaire. La différence entre les transferts de puissance de chaque pôle correspond au transfert de puissance réel de fonctionnement de l'ensemble du système CCHT.

En raison des restrictions qui s'appliquent à la commande des onduleurs et des risques possibles pour le fonctionnement des réseaux à courant alternatif, il n'est pas souhaitable d'exiger une variation graduelle de courant supérieure à la marge de courant, sauf si des mesures de commande spéciales sont prises en cas de perte de la liaison de communication.

Il peut être nécessaire de prendre en compte certains facteurs lorsqu'un réseau CCHT est mis en marche à partir d'un état d'attente sans charge, en réponse à une demande de variation de puissance (voir l'Article 7 de la CEI 60919-1).

4.3 Commande de la fréquence

La commande de la fréquence d'un réseau alternatif par le réseau CCHT peut être mise en vigueur dans les buts suivants:

- a) commande de la fréquence du réseau à courant alternatif à l'extrémité réceptrice et/ou à l'extrémité émettrice, dans le cas du transport d'un courant continu en provenance de sources éloignées;
- b) commande de la fréquence d'un petit réseau à courant alternatif ou d'un réseau à courant alternatif dans une île isolée, interconnecté à un gros réseau à courant alternatif par un réseau à courant continu;
- c) commande de la fréquence de l'un ou l'autre des réseaux à courant alternatif interconnectés par un réseau CCHT, en tenant compte de la fréquence de l'autre réseau.

La commande de la fréquence d'un réseau à courant alternatif est effectuée soit comme une fonction continue de la fréquence en régime établi, soit lorsque l'écart de fréquence du réseau à courant alternatif dépasse certaines limites. Il est permis de la mettre en service dans certaines circonstances seulement, par exemple lorsque le réseau alternatif local relié au poste CCHT est déconnecté (îlotage) du réseau à courant alternatif principal. Il convient de préciser en conséquence dans la spécification les exigences relatives aux tâches et au fonctionnement du contrôleur de fréquence.

Si, à l'extrémité réceptrice, la fréquence est commandée en faisant varier ou en modulant la puissance transmise par le réseau à courant continu, il faut alors coordonner la commande de la fréquence de ce réseau avec toute commande des régulateurs sur les alternateurs à courant alternatif associés. Il est parfois possible d'utiliser la fonction de déviation de la fréquence transitoire d'un réseau asynchrone du côté émetteur pour supporter le côté récepteur, à condition que le matériel de production du courant alternatif soit conçu à cette fin.

Lorsqu'un poste CCHT est électriquement loin du centre du réseau à courant alternatif, l'angle de phase de la tension alternative au poste CCHT varie substantiellement avec les variations de la puissance. Dans de telles circonstances, la vitesse de réponse du signal de fréquence peut être réduite. Pour éviter cette diminution de la vitesse de réponse, le signal de fréquence peut être détecté au centre du réseau à courant alternatif et transmis au poste CCHT.

En ce qui concerne la commande de la fréquence, il peut être nécessaire d'établir des limites à la variation de puissance et au taux de variation de puissance qui maintiennent la fluctuation de la tension du réseau à courant alternatif à l'intérieur d'une gamme admissible. Ou encore, il peut être nécessaire d'utiliser des mesures spéciales de régulation de la tension, par exemple la commande de la puissance réactive par des convertisseurs ou des compensateurs statiques. Il convient de préciser les limites admissibles de fluctuation de la tension au cours de la commande de la fréquence en régime établi.

Lorsque la contribution du réseau à courant continu à la commande de fréquence du réseau à courant alternatif est mise en place, il se peut que la commande de fréquence des alternateurs soit dégradée, à moins que les commandes soient correctement coordonnées. Lorsque deux réseaux de puissance sont interconnectés, il peut être nécessaire de fournir une bande inactive appropriée ou de sélectionner un gain convenable pour la commande de fréquence par un réseau CCHT, de sorte que seule une fluctuation importante ou rapide de la fréquence soit compensée par la commande de la puissance continue, et qu'une fluctuation faible ou lente soit commandée par les postes appartenant aux réseaux individuels à courant alternatif.

La commande de la fréquence conçue pour corriger des perturbations sévères, celles, par exemple, occasionnées par la défaillance de gros matériels de production, peut être réalisée

plus efficacement si le signal d'ouverture du matériel est transmis au poste CCHT pour initier la commande.

Une variation rapide ou de grande valeur de la puissance continue associée à la commande de la fréquence peut causer une surtension ou une baisse de tension dans les réseaux à courant alternatif. Il est possible de corriger une telle situation en limitant le taux de variation de la puissance ou en utilisant de rapides compensations de la puissance réactive. Il convient de spécifier les valeurs permises pour les surtensions, les baisses de tension et la durée des variations.

Une mesure possible concernant le fonctionnement continu et régulier de la commande de fréquence est de mettre en place des transferts de puissance de deux pôles dans des sens opposés et de laisser le transfert de puissance des deux pôles s'annuler lorsque la configuration des systèmes CCHT est bipolaire. Ce mode de fonctionnement spécifique est appelé « commande de la fréquence sans réglage de puissance ». Cependant, il faut noter qu'il existe une perte de système supplémentaire accompagnée de ses inversions de polarités, qui apparaissent lors du franchissement de la limite de courant minimum.

Il est parfois difficile d'ajuster les paramètres de commande de la fréquence de façon optimale, puisque la configuration du système d'alimentation change régulièrement en raison des coupures des lignes de transport et/ou des sous-stations pour la maintenance. Cela peut être pris en compte en utilisant une commande de fréquence multi-variable.

Lorsqu'une commande de la puissance continue est réalisée pour commander la fréquence, il est habituellement nécessaire de disposer de canaux de communication à haute vitesse, des canaux hertziens ou des canaux à fibre optique, par exemple, entre deux postes CCHT. Dans le cas de la perte de la liaison de communication entre deux postes, la commande de la fréquence est normalement limitée au réseau connecté au poste qui commande le courant.

Lorsque le point de détection de la fréquence est situé loin de la borne de commande du poste CCHT, ou lorsqu'il est prévu que la commande de la fréquence soit initiée par des signaux spéciaux émis du réseau à courant alternatif, des canaux de communication sont nécessaires.

Il convient de tenir compte, dans tous les cas, de l'effet du temps de propagation de la liaison de communication.

Voir l'Article 13 de la CEI 60919-1 au sujet des canaux de communication.

5 Commande de la tension dynamique des réseaux à courant alternatif et interactions avec les sources de puissance réactive

5.1 Généralités

La modification du transfert de puissance réactive résultant d'une variation de la charge, de manœuvres ou de défauts entraîne des fluctuations de la tension dans le réseau à courant alternatif. Dans les réseaux à courant alternatif à impédance élevée, c'est-à-dire ceux dont la capacité de court-circuit est faible, on peut s'attendre à une fluctuation plus grande de la tension et le besoin d'une commande de la tension est plus évident.

Il convient de limiter les variations soudaines de la tension dans un réseau à moins de 3 %, par exemple, si elles sont fréquentes, et à moins de 10 % si elles sont plus rares. Il convient de spécifier les valeurs appropriées.

Le matériel des postes pourrait être menacé par des surtensions temporaires élevées supérieures à la plage de fonctionnement habituelle, provoquées par des variations importantes de la charge ou par une réjection de charge dans les réseaux dont la capacité de court-circuit est faible. Les surtensions temporaires élevées peuvent être limitées par

l'ouverture de sources de la puissance réactive. Il convient de spécifier la valeur maximale et la durée admissibles des surtensions temporaires.

5.2 Caractéristiques de tension et de puissance réactive d'un poste CCHT et des autres sources de puissance réactive

5.2.1 Généralités

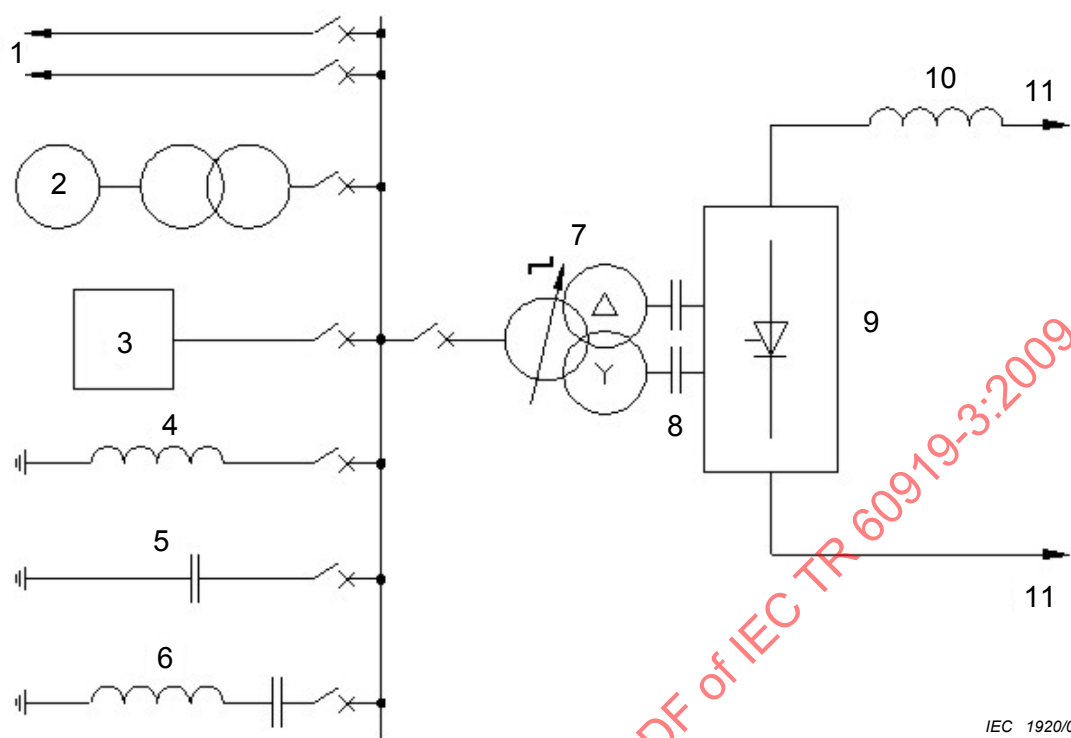
Dans des conditions dynamiques, la commande de la puissance réactive et de la tension de la barre à courant alternatif d'un poste CCHT peut être réalisée en utilisant différents matériels. La Figure 1 montre le schéma d'un poste CCHT qui comporte des matériels servant à la compensation de la puissance réactive. Le choix des matériels utilisés, parmi ceux qui sont décrits, dépend des caractéristiques du réseau alternatif et des exigences concernant celles du poste CCHT en cause, ainsi que de l'évaluation économique des différentes solutions possibles.

5.2.2 Convertisseur source de puissance active et réactive

La puissance active et réactive du convertisseur d'un poste CCHT dépend des facteurs suivants:

- impédance de commutation (y compris la capacité de commutation, si cela est applicable);
- tension de commutation;
- angle de retard α du redresseur ou angle d'extinction γ de l'onduleur;
- courant continu.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60919-3:2009



IEC 1920/09

Légende

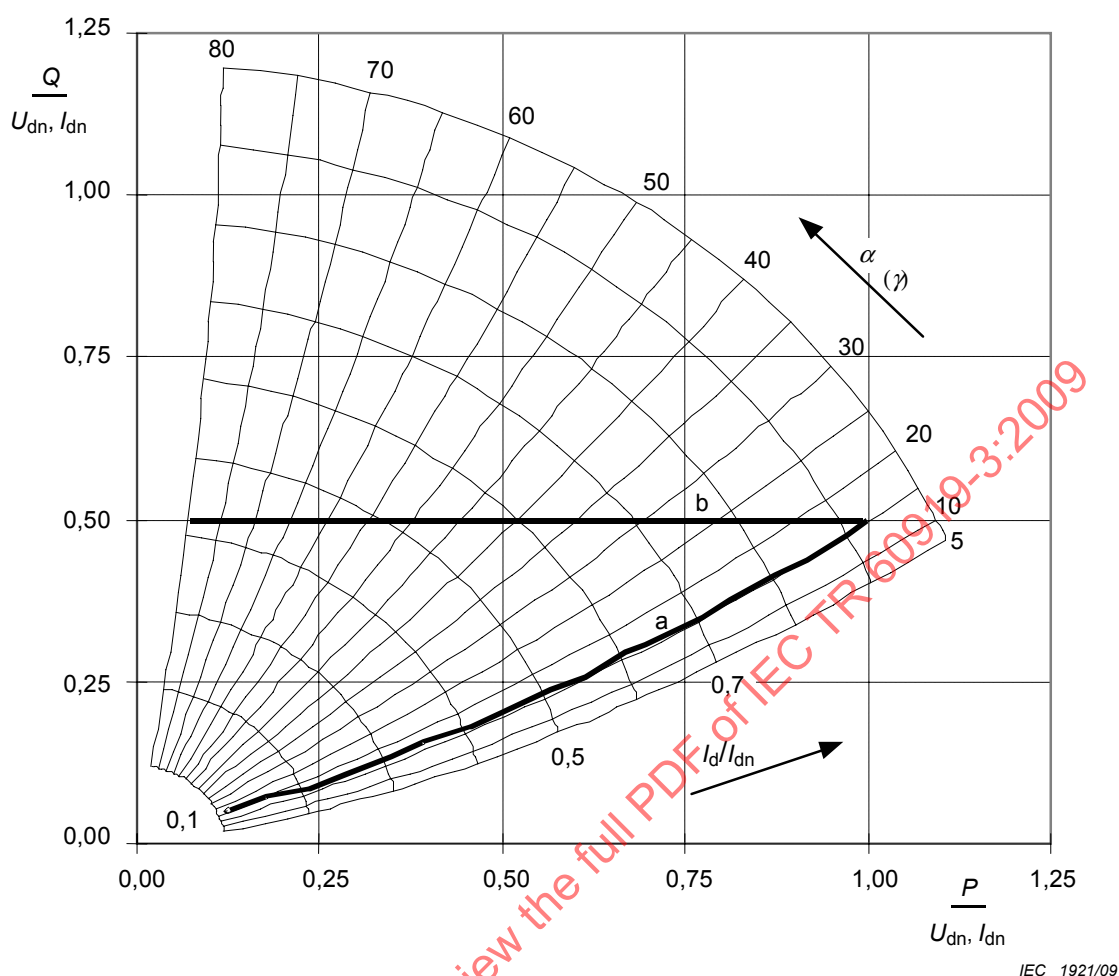
- | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|
| 1 réseau alternatif | 7 transformateur de convertisseur |
| 2 compensateur synchrone | 8 condensateurs de commutation |
| 3 compensateur statique | 9 convertisseur |
| 4 inductance côté courant alternatif | 10 inductance côté courant continu |
| 5 condensateur | 11 borne de courant continu |
| 6 filtre côté courant alternatif | |

Figure 1 – Composants pour la compensation de la puissance réactive à un poste CCHT

Les constantes de temps de fonctionnement du convertisseur sont le résultat de la combinaison des constantes du réseau de commande, des systèmes de mesure et de la ligne de transport à courant continu. Dans les réseaux de commande types, les constantes de temps sont de l'ordre de quelques millisecondes, ce qui assure la commande de l'angle de retard ou de l'angle d'extinction en moins de 20 ms. Le temps de réponse du réseau à courant continu global se situe normalement entre 50 ms et 150 ms.

La commande du changeur de prises peut s'ajouter à celle de l'allumage du convertisseur. Cependant, chaque changement de prise entraîne un retard de quelques secondes. Par conséquent, cette commande n'est pas utilisée pour le réglage rapide de la puissance active et réactive; elle ne sert que pour des ajustements aux conditions optimales au nouveau point de fonctionnement.

Le graphique de la puissance active et réactive du convertisseur représenté à la Figure 2 peut servir à l'étude des conditions dynamiques (voir aussi la Figure 16 de la CEI 60919-1). La gamme admissible de fonctionnement indiquée à la Figure 2, pour un courant continu maximal donné et un angle de retard entre quelques degrés et 90°, pourrait théoriquement être utilisée.



NOTE Le diagramme est valable pour une tension de commutation constante.

Légende

Q puissance réactive d'un convertisseur

P puissance réelle d'un convertisseur

U_{dn}, I_{dn} tension et courant continus assignés

α angle de retard

γ angle d'extinction

Figure 2 – Diagramme P/Q d'un convertisseur

Toutefois, en réalité, cette gamme est limitée par la conception du matériel et les conditions de fonctionnement. Voici quelques exemples d'utilisation d'un convertisseur dans des conditions de fonctionnement dynamique:

- fonctionnement avec angle de retard α ou angle d'extinction γ constants. Dans des conditions de fonctionnement dynamique, les variations de la puissance réactive en fonction de la puissance active correspondent à la courbe a de la Figure 2;
- puissance réactive maintenue constante lorsque la puissance active est modifiée (courbe b de la Figure 2). L'angle de retard ou l'angle d'extinction change en conséquence.

Dans ce cas, tous les points de fonctionnement dynamique appartenant à la surface entre les courbes a et b peuvent servir à des fins de commande dynamique, compte tenu des exigences du réseau à courant alternatif, si le poste de conversion est adapté aux contraintes qui en résultent.

Dans le cas de configurations dos à dos, la commande de la puissance réactive des convertisseurs peut être utilisée à grande échelle. Cependant, lorsqu'il s'agit de transmissions sur de longues distances ou par câbles, les convertisseurs peuvent être utilisés pour la commande de la puissance réactive pour une plage restreinte seulement. La priorité consiste à maintenir la tension de la ligne ou du câble constante pour transmettre la puissance active de façon économique.

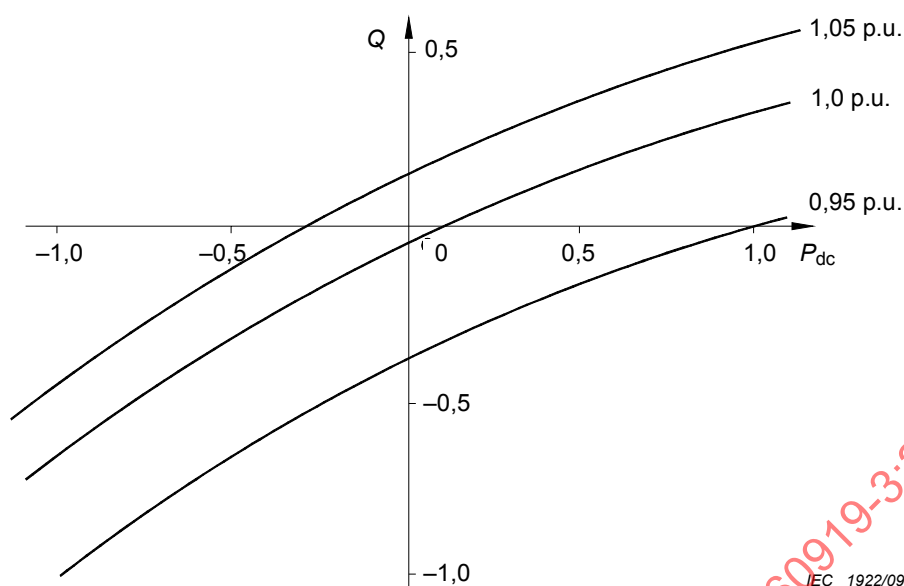
Lorsqu'un convertisseur est destiné à servir à la commande de la puissance réactive, il faut tenir compte de l'influence qu'il exerce alors sur le convertisseur placé à l'autre extrémité. Bien que les deux convertisseurs puissent être séparés par une inductance d'amortissement dans la configuration dos à dos, ou par des inductances d'amortissement et par les lignes ou les câbles à courant continu, incluant les filtres côté courant continu dans le cas d'un réseau de transport à deux extrémités, la modification dynamique de la puissance active et réactive au niveau de l'un des convertisseurs aura des répercussions sur la puissance active et réactive du second convertisseur. La commande du réseau CCHT doit donc être coordonnée aux deux extrémités.

Pour les transmissions sur de longues distances ou par câbles longs, le temps de réponse plus long du transport à courant continu peut avoir des répercussions sur la plage dynamique de la puissance active et réactive. Les deux extrémités peuvent toutefois être coordonnées par des signaux de communication. Si le réseau de communication fait défaut, la coordination entre les extrémités peut être faite en fonction des caractéristiques tension/courant utilisées pour la commande. Dans ce cas, cependant, il en résulte une durée accrue du temps de réponse.

Dans un poste faisant partie d'une configuration dos à dos, la coordination des opérations de commande se fait plus facilement.

5.2.3 Caractéristiques de tension des réseaux à courant alternatif en fonction de la charge imposée à la barre omnibus du poste CCHT

En ce qui concerne la commande de la tension dans des conditions de fonctionnement dynamique, il est important de disposer d'une caractéristique du réseau alternatif représentant la dépendance des puissances active et réactive de la barre côté courant alternatif, pour différents niveaux de tension. Des courbes types de telles caractéristiques en régime établi sont illustrées à la Figure 3. Pour maintenir constant un niveau de tension donné (1 p.u. (par unité) par exemple), il convient que le poste CCHT fournisse ou consomme une certaine quantité de puissance réactive en fonction d'une relation avec la puissance active propre à chaque poste.



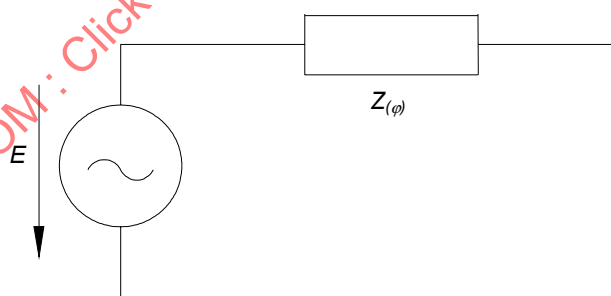
Légende

Q puissance réactive par unité (p.u.) nécessaire au réseau alternatif

P_{dc} puissance continue par unité (p.u.) injectée dans un réseau alternatif

Figure 3 – Exigences de puissance réactive pour un réseau alternatif à basse puissance en fonction de la puissance active de charge pour diverses caractéristiques de tension constante à la barre côté alternatif d'un poste CCHT

La Figure 3 peut servir à déterminer cette commande de tension dans des conditions dynamiques. Les courbes sont normalement calculées au moyen de programmes de transit de puissance et de stabilité. L'autre possibilité est de réduire les réseaux alternatifs à un équivalent d'un circuit simple de Thévenin (voir Figure 4).



Légende

E force électromotrice équivalente des générateurs d'un réseau alternatif obtenue en utilisant le théorème de Thévenin

$Z(\varphi)$ impédance équivalente d'un réseau alternatif obtenue en utilisant le théorème de Thévenin

φ angle d'impédance équivalent d'un réseau alternatif obtenue en utilisant le théorème de Thévenin

Figure 4 – Représentation d'un réseau alternatif

Dans les réseaux alternatifs maillés comportant des alternateurs électriquement éloignés de la barre du poste CCHT, la tension d'alimentation E (voir Figure 4) demeure à peu près constante et ne change que si la configuration du réseau alternatif change, en raison, par exemple, du déclenchement de lignes, de charges ou d'alternateurs.

Cependant, lorsque les alternateurs sont proches du poste CCHT, une modification des conditions de puissance active et réactive et, par conséquent, des conditions de tension, aura des répercussions sur la tension au niveau des alternateurs. La commande de démarrage de la production agira et influencera les conditions de tension à la barre du poste CCHT.

La constante de temps associée à la variation de tension, dans ce cas, est d'environ 100 ms à 500 ms. La valeur la plus basse est valide lorsque les alternateurs sont électriquement proches du poste CCHT, dans le cas, par exemple, d'un réseau CCHT à alternateur isolé. Toutefois, il est nécessaire d'étudier de plus près ce type d'apport CCHT, étant donné qu'il convient que la commande provenant du réseau CCHT et la commande de tension des alternateurs soient étroitement coordonnées.

5.2.4 Caractéristiques de tension des filtres côté courant alternatif, des batteries de condensateurs et des inductances shunt, pour la compensation de puissance au poste CHT

Pour satisfaire aux exigences relatives à la puissance réactive en régime établi, il est admis que des filtres côté réseau alternatif, des batteries de condensateurs, des condensateurs de commutation et des inductances shunt soient installés. Il convient, au minimum, de relier les filtres côté réseau alternatif nécessaires au fonctionnement en présence de courants harmoniques au poste CCHT. Les autres matériels de puissance réactive commutables peuvent aussi être utilisés pour satisfaire aux exigences du système relatives à la commande de tension dynamique et à l'ajustement de la puissance réactive.

La taille des matériels de puissance réactive est déterminée par les exigences du réseau alternatif et par le besoin de limiter l'échelon de tension au moment de la manœuvre. Il est possible d'atténuer la variation transitoire de tension qui résulte de la manœuvre, pendant que les convertisseurs sont en marche, au moyen d'une commande des convertisseurs qui amortit la variation de la puissance réactive. Une double manœuvre, par exemple la mise en marche et l'arrêt simultanés de matériels de puissance réactive de différentes dimensions et de différents types, peut aussi servir à réduire la variation de la puissance réactive.

Il convient d'envisager la mise en place planifiée du matériel de compensation de la puissance réactive en vue de limiter les temps de réponse en fermeture des réseaux alternatifs, les temps de traitement du réseau de commande et les cycles de décharge ou opératoires de ce matériel. Il est nécessaire également d'étudier avec une attention particulière les cycles de manœuvre des disjoncteurs, y compris la tension transitoire de rétablissement (TTR) du matériel au cours d'un défaut de fonctionnement ou de conditions de défaut.

5.2.5 Caractéristiques de tension des compensateurs statiques

La commande de la tension dynamique dans les réseaux alternatifs peut être assurée par des compensateurs statiques. A la barre du poste CCHT, le compensateur statique peut servir à commander la tension si le poste CCHT n'est pas en état de fonctionner ou si la capacité de commande de la puissance réactive des convertisseurs est indisponible pour d'autres raisons. Il existe une autre possibilité pour le réglage de la tension dynamique: utiliser la technologie VSC mais cette technologie n'est pas couverte par le présent rapport.

Il convient de déterminer la taille du compensateur statique relié au poste CCHT en fonction de la variation de tension prévue à la barre et de la puissance réactive nécessaire pour compenser cette variation.

Il convient d'assigner une valeur de puissance réactive du compensateur statique supérieure à la taille du plus grand des matériels de puissance réactive commutables reliés à la barre, pour permettre une commande progressive de la tension.

On peut également déterminer la taille du compensateur statique en fonction des limites imposées aux surtensions, au moment d'une réjection de charge, par exemple. La capacité de surcharge du compensateur statique peut être utilisée à cette fin.

En ce qui a trait à la compensation dynamique, il est nécessaire de tenir compte, lors du dimensionnement du compensateur statique, du point de fonctionnement dynamique en exploitation continue. Il convient de prévoir, pour le compensateur statique qui se met en marche dans ces conditions, une aire de régulation suffisante pour assurer la commande de la tension.

L'aspect de la disponibilité est important dans le dimensionnement du compensateur statique. Si un compensateur statique doit également fonctionner dans des conditions dynamiques pendant d'éventuelles indisponibilités de ce dernier, il convient d'ajouter une unité de secours ou d'accepter des contraintes de fonctionnement.

Pour satisfaire aux exigences relatives à la puissance réactive dans des conditions de régime établi, des filtres côté courant continu, des batteries de condensateurs et des inductances shunt peuvent être installés.

5.2.6 Caractéristiques de tension des compensateurs synchrones

Dans les réseaux alternatifs présentant une inertie nulle ou très basse, il est permis d'utiliser des compensateurs synchrones pour augmenter la valeur assignée de court-circuit et l'inertie. La taille du compensateur synchrone dans ce cas dépend des exigences relatives à la puissance réactive et à la commande de la fréquence. Dans les réseaux alternatifs à basse puissance, un compensateur synchrone peut être nécessaire pour réduire l'impédance du réseau de manière à obtenir un fonctionnement stable du poste CCHT.

On peut envisager d'utiliser un compensateur synchrone pour aider à la commande de la tension dynamique dans un réseau d'excitation rapide dont la tension de plafond est élevée. La constante de temps associée à la réaction du compensateur synchrone est inférieure au temps de réponse d'un compensateur statique. Cependant, étant donné que la tension interne du compensateur synchrone qui sous-tend sa réactance transitoire s'ajoute à la capacité de court-circuit du réseau alternatif, les variations temporaires de tension peuvent être limitées à des niveaux de décalage acceptables, intrinsèquement et instantanément, par la conception du matériel. Le réseau d'excitation réagira de façon à ramener la tension alternative au point de fonctionnement normal voulu.

Il est important de tenir compte de la fiabilité du compensateur synchrone au moment de son dimensionnement. Dans certains cas, il convient de considérer l'ajout d'appareils de secours en raison des exigences de l'entretien programmé et des possibilités de mauvais fonctionnement.

5.3 Ecarts de tension à la barre omnibus d'un poste CCHT

La force du réseau alternatif à la barre du poste CCHT peut être exprimée par le rapport de court-circuit (RCC), soit le quotient de la puissance de court-circuit en mégavolts ampères à la barre du poste CCHT, à une tension de 1 p.u., et de la puissance continue assignée en mégawatts.

Les condensateurs et les filtres côté réseau alternatif connectés à la barre du réseau à courant alternatif réduisent le niveau de court-circuit de façon significative. Le terme «rapport de court-circuit effectif» (RCCE) désigne le rapport entre le niveau de court-circuit réduit par la puissance réactive des batteries de condensateurs shunt et des filtres côté réseau alternatif connectés à la barre à courant alternatif, à une tension de 1,0 p.u., et la puissance continue assignée. Des condensateurs de commutation placés en série avec le convertisseur augmenteront le RCCE.

Un RCCE ou un RCC plus faible signifie une interaction plus prononcée entre le poste CCHT et le réseau alternatif. Les réseaux alternatifs peuvent être classés dans les catégories suivantes en fonction de leur puissance [1] ¹⁾:

- réseaux à puissance élevée offrant un RCCE élevé: $RCCE > 3,0$;
- réseaux à puissance moyenne offrant un faible RCCE: $3,0 > RCCE > 2,0$;
- réseaux à faible puissance offrant un très faible RCCE: $RCCE < 2,0$;

Dans le cas de réseaux dont le RCCE est élevé, les modifications de la puissance active et réactive du poste CCHT entraînent des variations de tension faibles ou moyennes. Par conséquent, il n'est normalement pas nécessaire d'ajouter une commande additionnelle de la tension transitoire à la barre omnibus. L'équilibre de puissance réactive entre le réseau alternatif et le poste CCHT peut être réalisé par la commutation de matériels de puissance réactive.

Dans le cas de réseaux dont le RCCE est faible ou très faible, les changements dans le réseau alternatif ou dans la puissance du réseau de transport CCHT pourraient produire des oscillations de tension et nécessiter des stratégies de commande particulières.

Il est alors nécessaire d'introduire dans ces réseaux une commande de la puissance réactive dynamique d'un convertisseur ou un compensateur statique supplémentaire ou un compensateur synchrone. Il convient de faire fonctionner l'onduleur, de préférence en mode de courant constant ou de tension continue constante; ces modes sont conçus de manière à ne pas réduire le facteur de puissance et à ne pas augmenter la puissance réactive de l'onduleur lorsque la tension alternative chute. On évite ainsi toute instabilité de la tension.

Dans le cas des postes dos à dos, il est possible d'utiliser des convertisseurs CCHT pour maîtriser la surtension associée à une réjection de charge d'un côté, résultant de la perte du réseau de transport à courant alternatif de l'autre côté (et vice-versa). Du côté en défaut, les valves continuent de transporter le courant continu au moyen d'une paire de dérivation. De l'autre côté, l'allumage des valves est réglé pour contrôler le courant continu dans ce mode court-circuité afin de soutirer de la puissance réactive et contrôler la surtension, à la manière d'une inductance à thyristors. Il convient de prévoir dans ce mode des durées de fonctionnement suffisantes pour accorder du temps pour la commutation réactive ou alors elles peuvent être aussi longues que possible, tout en respectant les valeurs assignées du matériel, pour permettre un éventuel rétablissement du réseau alternatif et, par conséquent, une reprise rapide du transport à courant continu.

Cependant, cette stratégie n'est pas disponible si la réjection de charge résulte d'un défaut dans le poste CCHT. Dans ce cas, il peut être nécessaire de considérer d'autres mesures pour la réduction des surtensions.

Les surtensions temporaires causées par une réjection de charge dans une ligne de transport CCHT augmentent à mesure que le RCC diminue. Dans les réseaux dont le RCC est élevé, le facteur de surtension associé à une réjection de charge est inférieur à 1,25 p.u.; de plus, dans la plupart des cas, ce facteur se situe sous le niveau de contrainte critique pour le matériel. La surtension peut être assez longue, à moins qu'elle ne soit réduite grâce à la coupure de matériels de puissance réactive. Il s'agit de la procédure normale pour réduire les surtensions temporaires dans les postes CCHT alimentés par des réseaux à puissance élevée.

Dans les réseaux dont le RCC est faible ou très faible, le facteur de surtension au moment d'une réjection de charge, s'il n'est pas limité par d'autres moyens, atteindrait des valeurs élevées susceptibles de mettre en danger le matériel à courant alternatif et CCHT ou d'accroître le coût du poste.

1) Les figures entre crochets font référence à la bibliographie.

Dans ce cas, la commande de la puissance réactive dans le poste CCHT est habituellement nécessaire, ce qui a pour effet de restreindre la surtension au moment d'une réjection totale ou partielle de la charge. Toutefois, d'autres mesures sont nécessaires pour réduire les surtensions lorsque le poste CCHT est coupé en raison d'une défaillance dans le poste. Il est possible d'utiliser un limiteur de surtension ou un compensateur statique supplémentaire sur la barre omnibus, ou de provoquer un déclenchement rapide des matériels de puissance réactive ou des compensateurs synchrones.

5.4 Interactions entre la tension et la puissance réactive dans le poste et les autres sources de puissance réactive

5.4.1 Convertisseurs CCHT, filtres commutables côté réseau alternatif, batteries de condensateurs et inductances shunt

Les matériels de puissance réactive commutables non munis d'éléments commandés présentent des variations graduelles de la puissance réactive. Il convient de prévoir la taille de ces matériels de telle sorte que la variation de la tension au moment d'une manœuvre ne dépasse pas une limite prescrite. La configuration qui ne comporte que des matériels de puissance réactive commutables est généralement utilisée pour les réseaux à puissance élevée.

Cependant, en modifiant l'angle de retard d'un convertisseur ou l'angle d'extinction de quelques degrés seulement, la commande du courant continu peut s'opposer à la variation de puissance réactive au moment d'une manœuvre. Pour permettre l'utilisation d'un convertisseur pour une commande supplémentaire de la puissance réactive à l'intérieur d'une plage étroite, ce qui peut être requis dans les réseaux à puissance moyenne, il suffit de hausser légèrement les valeurs assignées des convertisseurs.

A pleine charge, la modification de l'angle de retard ou de l'angle d'extinction de 3° , par exemple, signifie une variation de la puissance réactive de 10 % de la puissance active réelle au poste CCHT, qui peut être contrée par une hausse de 2 % des valeurs assignées du matériel (voir la Figure 2). Cette solution convient également au transport CCHT sur de grandes distances si la coordination des deux postes est possible. Au cours d'une charge partielle, un angle de retard ou d'extinction plus grand est nécessaire pour produire le même accroissement de consommation de la puissance réactive. Cela peut se traduire par un fonctionnement à une tension plus basse que la tension continue nominale, ce qui aura des répercussions sur le fonctionnement de l'autre poste. La tension continue plus basse et son courant accru entraînent une augmentation des pertes dans les lignes de transport.

Toutefois, les convertisseurs dont la plage de puissance réactive est plus grande sont nécessaires dans les réseaux à faible puissance pour commander la tension. Il convient d'inclure cette plage de puissance réactive au moins dans la plage de l'élément de puissance réactive commutable le plus important. Dans un tel cas, le surdimensionnement nécessaire du poste CCHT conduit à des coûts considérablement plus élevés. Cette solution peut être utilisée, de préférence, dans les postes CCHT dos à dos.

La constante de temps de la commande de la tension par un convertisseur se situe dans l'intervalle de 10 ms à 20 ms. Les deux côtés sont commandés simultanément: la commutation des matériels de puissance réactive, compte tenu des exigences de chaque côté à courant alternatif, peut en principe être réalisée par échelon de 100 ms, bien qu'un certain temps de décision puisse être nécessaire en pratique. Si, en raison de l'asymétrie de tension des deux côtés, on ne peut obtenir des conditions de fonctionnement optimales en commutant les matériels de puissance réactive seulement, l'équilibre peut être atteint en modifiant la position du changeur de prises des transformateurs de conversion. Cette correction est assez lente, ce qui représente des échelons de quelques secondes.

5.4.2 Convertisseurs CCHT, sources de puissance réactive commutables, compensateur statique

S'il est nécessaire d'introduire une commande de la tension et de la puissance réactive en raison de la faible puissance du réseau mais que cette commande ne peut être assurée par le convertisseur, un compensateur statique de puissance réactive additionnel peut être installé à la barre du poste CCHT. Cette solution présente l'avantage que la tension est commandée même si le poste est en panne ou hors circuit. Une autre utilisation du compensateur statique apparaît lorsque la tension du côté d'un réseau à courant alternatif doit être commandée sans que cela influence l'autre côté du réseau de transport à courant continu. Dans le cas d'un réseau CCHT à deux extrémités, la commande de la tension par un compensateur statique peut permettre au réseau CCHT de fonctionner de façon économique, indépendamment de la commande de la puissance réactive.

Il convient que la taille du compensateur statique soit déterminée en fonction de la gamme de régulation requise, et que cette dernière soit plus grande que celle du plus grand matériel de puissance réactive commutable. Comme point de départ de la régulation, il convient de considérer tous les points de fonctionnement possibles du compensateur statique dans des conditions d'exploitation continue. En outre, il convient d'examiner les conditions qui se manifestent lorsque le compensateur statique est hors service en raison d'une panne ou d'une opération de maintenance. Il convient de retenir soit l'utilisation de deux éléments, soit l'application de restrictions associées au fonctionnement sans compensateur statique.

Les configurations CCHT et les compensateurs statiques possèdent leurs propres commandes, incluant des constantes de temps comparables, et on observe parfois des effets de pompage d'instabilité. Il convient donc de coordonner soigneusement ces commandes.

Les compensateurs statiques sont utilisés pour contrebalancer les variations de tension temporaires, lorsque les condensateurs shunt ou les changeurs de piste rétablissent un nouvel état stable après l'action du compensateur statique. Cette coordination aide à configurer les caractéristiques économiques du compensateur statique.

Au lieu des compensateurs statiques, la technologie VSC peut être utilisée pour un meilleur réglage des tensions et une meilleure compensation de puissance réactive, mais cela n'est pas couvert par le présent rapport.

5.4.3 Convertisseurs CCHT, sources de puissance réactive commutables et compensateurs synchrones

Des compensateurs synchrones peuvent aussi servir à la commande de la tension dans des conditions de fonctionnement dynamique à la barre d'un poste CCHT. Des compensateurs synchrones peuvent être utilisés lorsque l'inertie du réseau à courant alternatif est faible et que les variations transitoires de la charge ou les défauts sont de nature à entraîner des déviations excessives de la fréquence. Les compensateurs synchrones peuvent assurer une partie de la compensation de la puissance réactive requise et la commande de la tension. La constante de temps de la compensation de tension dépend du réseau d'excitation du compensateur synchrone et se situe entre 100 ms et 200 ms, ce qui est supérieur à la constante de temps de la commande du réseau à courant continu.

Un compensateur synchrone accroît la capacité de court-circuit du réseau alternatif et est donc utile dans la prévention de l'instabilité de tension dans les réseaux à faible puissance, en haussant le rapport de court-circuit.

Il est recommandé que la plage de régulation assignée d'un compensateur synchrone soit supérieure à celle du plus grand matériel de puissance réactive commutable, et qu'elle soit déterminée en tenant compte, particulièrement, de son point de fonctionnement éventuel.

En raison de la durée des opérations de maintenance et des indisponibilités forcées du compensateur synchrone, il convient de considérer l'ajout d'une ou plusieurs unités de

secours, ou il faut accepter les restrictions imposées par un fonctionnement sans compensateur synchrone.

L'un des plus grands inconvénients des compensateurs synchrones est la longue période de maintenance. Puisque qu'ils ont des parties rotatives et des composants mécaniques imposants, leur maintenance nécessite beaucoup de temps.

6 Stabilité des réseaux à courant alternatif dans des conditions transitoires et en régime établi

6.1 Généralités

Lorsque cela est nécessaire pour obtenir de bonnes conditions de fonctionnement, il est possible de commander les puissances active et réactive du réseau CCHT pour accroître la stabilité des réseaux alternatifs qui lui sont reliés, dans des conditions transitoires et en régime établi.

Un réseau électrique est en état de stabilité en régime établi si, après une «faible» perturbation, il se retrouve dans un état de fonctionnement en régime établi identique ou quasi identique à son état initial.

Un réseau électrique est en état de stabilité transitoire par rapport à une série de perturbations (pas aussi faibles que dans le cas précédent) si, à la suite de ces perturbations, il se retrouve dans un état de fonctionnement synchrone en régime établi.

Le phénomène traité dans le présent article porte sur le phénomène des oscillations électromécaniques entre des machines synchrones ou des groupes de machines, ou entre des portions du réseau, à la suite d'une perturbation. Lorsque les précautions nécessaires ne sont pas prises, ces oscillations peuvent être telles que le réseau devient instable et que les alternateurs se désynchronisent. Dans d'autres cas, le réseau reste stable, mais un faible amortissement peut prolonger la durée des oscillations. Les oscillations électromécaniques provoquent des oscillations de la puissance active et réactive dans les alternateurs, les lignes de transport ou autres, ainsi que de la tension dans les postes.

Les fréquences présentant un intérêt se trouvent dans la gamme de 0,1 Hz à 2 Hz. Les oscillations entre des portions d'un grand réseau sont habituellement situées dans la partie inférieure de la gamme, alors que celles associées à une machine à faible inertie, par exemple un compensateur synchrone, se trouvent dans la partie supérieure de la gamme.

Un réseau CCHT peut parfois être utilisé pour améliorer la stabilité des réseaux alternatifs qui lui sont reliés, en commandant automatiquement sa puissance active pour contrecarrer les oscillations. Alternativement ou à titre complémentaire, la consommation de puissance réactive du convertisseur peut, au besoin, être commandée pour améliorer le fonctionnement.

La modification graduelle du transfert de puissance, dont il a été question à l'Article 4, est une caractéristique de commande essentielle du réseau CCHT pour le maintien de la stabilité des réseaux alternatifs.

D'autres aspects du fonctionnement du réseau CCHT, qui ont des répercussions sur la stabilité mais dont il n'est pas question ici, sont le transfert de puissance durant les défauts et le rétablissement à la suite de l'élimination des défauts. Ces sujets sont traités en 5.3.2 et 5.3.3 de la CEI 60919-2.

6.2 Caractéristiques de la modulation de la puissance active et réactive

6.2.1 Généralités

La modification de la puissance active et réactive est réalisée en commandant les angles d'allumage. La commande de la modulation n'implique normalement pas le fonctionnement du changeur de prises des transformateurs de convertisseur. En effet, les changeurs de prises sont trop lents pour réagir aux oscillations dans la plus grande partie de la gamme de fréquences présentant un intérêt ou encore, les niveaux de modulation sont trop faibles pour déclencher le changeur de prises. Il est aussi possible de bloquer le fonctionnement du changeur de prises pendant la modulation.

Au cours d'une perturbation, plusieurs modes oscillatoires peuvent se manifester simultanément. Dans ce cas, le contrôleur peut alors être amené à réagir à plusieurs fréquences d'oscillation en même temps. Dans quelques situations, cependant, les conditions du réseau peuvent être telles qu'il est recommandé que le contrôleur ne réagisse pas à certaines fréquences. Ces aspects peuvent être traités en assurant un filtrage adéquat des signaux d'entrée au contrôleur.

La commande automatique peut se faire par la modulation de grands signaux ou par la modulation de petits signaux. Ces termes sont associés à la modulation de la puissance active. La modulation de grands signaux implique la modulation simultanée de la demande de courant dans le redresseur et dans l'onduleur, alors que la modulation de petits signaux est réalisée localement dans le poste de commande du courant seulement. La modulation de grands signaux est la méthode la plus courante.

6.2.2 Modulation de grands signaux

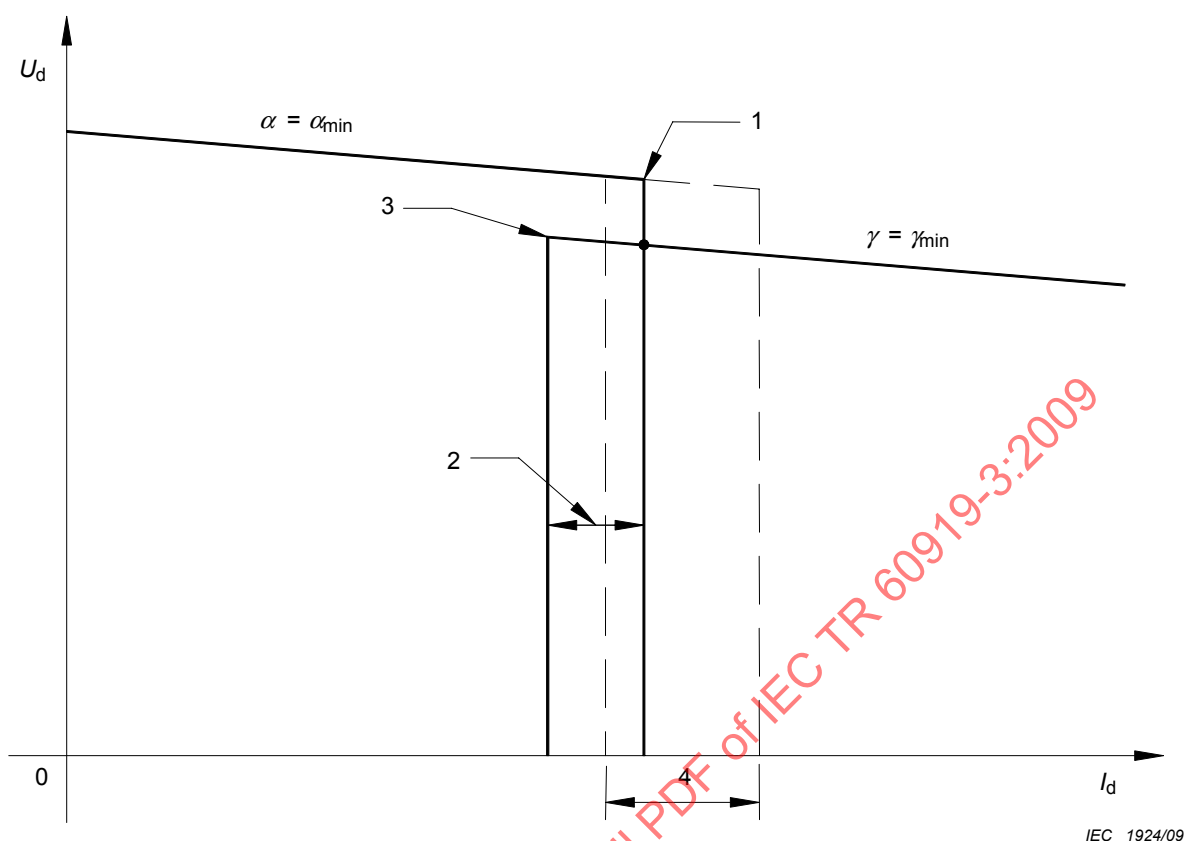
La capacité de surcharge à court terme du matériel de conversion peut normalement être utilisée pour la modulation de grands signaux de puissance active; elle peut donc être un facteur important dans l'obtention d'un amortissement efficace. Il convient donc de spécifier si la commande de l'amortissement doit déterminer la surcharge requise ou si elle doit se limiter à utiliser la capacité de surcharge disponible. En définissant les exigences applicables à la surcharge, il convient de spécifier si la modulation à des fins d'amortissement est possible, concurremment avec un fonctionnement en surcharge à court terme ou en régime établi. D'autres aspects des exigences applicables aux surcharges sont décrits à l'Article 6 de la CEI 60919-1.

Dans les postes dos à dos, on peut permettre que la modulation provoque une inversion de puissance. Si l'inversion de puissance pendant la modulation est requise dans un réseau à deux extrémités, il peut alors être nécessaire de disposer d'une liaison de communication à haute vitesse.

Dans les réseaux CCHT à deux extrémités munis de câbles, l'inversion de puissance impose une grande contrainte sur l'isolation du câble puisque la polarité change, « consommant » une partie de la durée de vie de l'isolation du câble CCHT. Il est recommandé de limiter le nombre et la vitesse des inversions de transferts de puissance.

Dans un réseau CCHT à deux extrémités, la modulation de grands signaux nécessite habituellement une liaison de communication pour la transmission de la demande de courant et parfois des données sur la fréquence entre les postes CCHT.

Lorsque la liaison de communication n'est pas disponible, la modulation de la puissance active peut quand même être effectuée dans le poste de commande du courant, mais il convient ensuite de la limiter de telle façon que la marge de courant ne soit pas perdue. La Figure 5 illustre cette situation.



Légende

- | | |
|--|---|
| 1 demande de courant du redresseur = valeur du courant continu I_d | 3 demande de courant de l'onduleur = $I_d - \Delta I$ |
| 2 marge de courant ΔI | 4 limites de la gamme de modulation de courant |
| U_d tension continue | |
| I_d courant continu | |

Figure 5 – Exemple d'une caractéristique tension – courant présentant une plage de modulation de courant possible en l'absence de communication entre le redresseur et l'onduleur

6.2.3 Modulation de petits signaux

Dans certains cas, l'utilisation de la liaison de communication pour transmettre la puissance modulée ou les demandes de courant peut s'avérer difficile à mettre en pratique, voire impossible. C'est le cas lorsque le temps de propagation est assez long pour devenir significatif par rapport à la durée de la modulation, ou lorsque la liaison fait défaut. Une modulation de petits signaux de puissance peut alors être effectuée dans le poste de commande du courant. L'amplitude de la modulation est normalement limitée à une valeur entre 30 % et 50 % de la marge de courant. Une telle modulation de petit signal peut tout de même fournir une aide considérable à l'amortissement dans les cas où les oscillations peuvent commencer à augmenter spontanément (instabilité en régime établi).

6.2.4 Modulation de la puissance réactive

Dans la plupart des cas, la modulation de la puissance active est suffisamment efficace. Cependant, la modulation de la puissance réactive peut parfois être avantageuse, en particulier pour les réseaux alternatifs à impédance élevée, ou en raison du point d'arrivée du courant continu. Il convient également de souligner que la modulation de la puissance active du réseau CCHT ne peut provoquer que des oscillations indésirables de la tension alternative,

étant donné qu'une modification de la puissance active est toujours accompagnée d'une variation de la puissance réactive. Il est parfois possible de corriger cette situation au moyen d'une double commande de la puissance active et de la puissance réactive. Par exemple, la modulation de la puissance réactive peut servir à contrecarrer les fluctuations de la tension alternative. Le signal d'entrée au contrôleur est, dans ce cas, la tension alternative.

La modulation de la puissance réactive est réalisée en modifiant l'angle d'allumage ou d'extinction dans le poste de commande de la tension. On le fait habituellement au niveau de l'onduleur. Un accroissement de l'angle d'extinction en vue d'accroître la consommation de puissance réactive de l'onduleur a pour effet de réduire la tension continue. L'angle d'allumage dans le redresseur augmente conséquemment de façon automatique, afin de maintenir une valeur constante du courant continu ou de la puissance. La modulation de la puissance réactive à l'onduleur occasionne donc aussi une variation de la consommation de la puissance réactive du redresseur. Il peut arriver que ce phénomène limite l'amplitude de la modulation.

Le mécanisme décrit ci-dessus indique que la modulation de puissance réactive peut être faite au poste de commande de la tension sans que des exigences particulières applicables au réseau de communication ne soient nécessaires. Si une modulation de la puissance réactive est nécessaire au poste de commande du courant, la commande doit être réalisée au poste de commande de la tension et il convient que le signal de commande soit transmis par le réseau de communication. L'opération qui en découle dans le poste de commande du courant est réalisée indirectement par le biais de la commande de maintien d'une valeur constante de courant ou de puissance.

Si le réseau CCHT fonctionne à son angle d'extinction minimal (tension maximale), seule une augmentation de la consommation de la puissance réactive à partir de la valeur correspondant aux conditions de régime établi est possible au cours de la modulation. Une diminution de la puissance réactive par rapport à la valeur en régime établi ne peut être obtenue que si le réseau CCHT est exploité sous la valeur maximale de la tension continue et avec des angles d'allumage et d'extinction en régime établi supérieurs aux valeurs minimales. Les Figures 6 et 7 montrent des caractéristiques tension-courant et la variation de la puissance réactive pendant le fonctionnement de l'onduleur dans ces deux situations.

Il est important de spécifier si une réduction de la consommation de puissance réactive pendant la modulation est possible, étant donné que cela entraînera un coût accru pour les valves, les transformateurs de courant et les filtres.

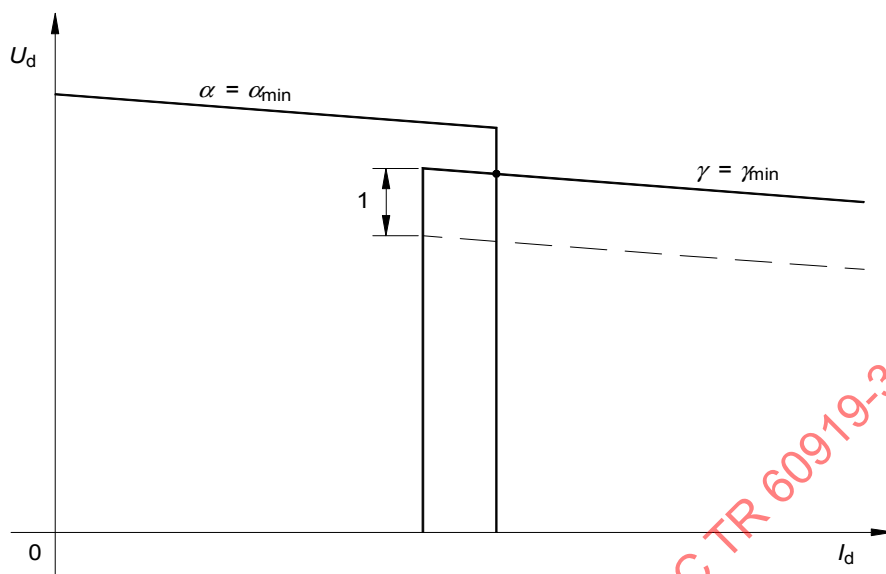
6.3 Classification des configurations de réseau

Le niveau d'amélioration de la stabilité des réseaux alternatifs que l'on peut obtenir dépend de l'importance de l'amplitude de la modulation par rapport à la puissance du réseau, des caractéristiques du réseau et des points de connexion au réseau CCHT. Il est possible de distinguer deux situations différentes du point de vue conceptuel. La première existe lorsque l'amélioration de la stabilité doit être assurée pour une ligne ou un réseau à courant alternatif monté en parallèle au réseau CCHT. Dans le second cas, la stabilité doit être améliorée pour un réseau relié à l'un des postes CCHT. Les deux situations sont illustrées par les Figures 8a et 8b.

6.4 Réseau à courant alternatif en parallèle avec le réseau CCHT

La configuration dans laquelle un réseau à courant alternatif est relié en parallèle avec un réseau CCHT est celle où la capacité du réseau CCHT peut être utilisée le plus efficacement pour améliorer la stabilité du réseau à courant alternatif. Normalement, la commande vise à moduler la puissance active transmise pour compenser les variations de l'angle de phase entre A et B (voir la Figure 8a). L'écart de fréquence entre A et B ou la puissance active ou le courant dans le réseau alternatif parallèle sont des signaux d'entrée possibles pour le contrôleur d'amortissement du réseau CCHT. La Figure 9 montre deux configurations basées sur des principes différents de contrôleur d'amortissement. Il convient que la stratégie de commande soit en mesure de reconnaître la situation dans laquelle le réseau alternatif

parallèle est ouvert et les réseaux A et B deviennent désynchronisés. La modulation n'a alors plus de signification.



IEC 1925/09

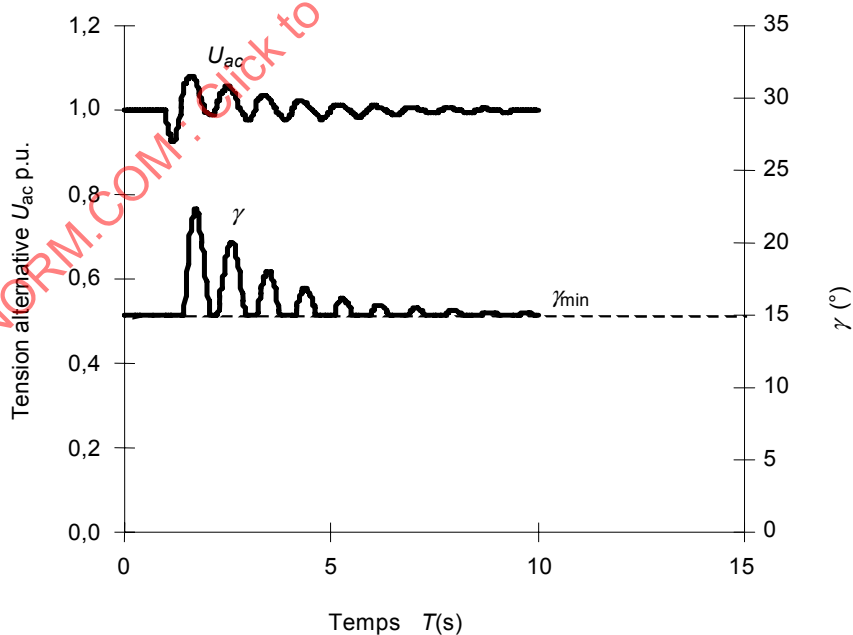
Légende

1 plage de U_d pendant la modulation de puissance réactive

U_d tension continue

I_d courant continu

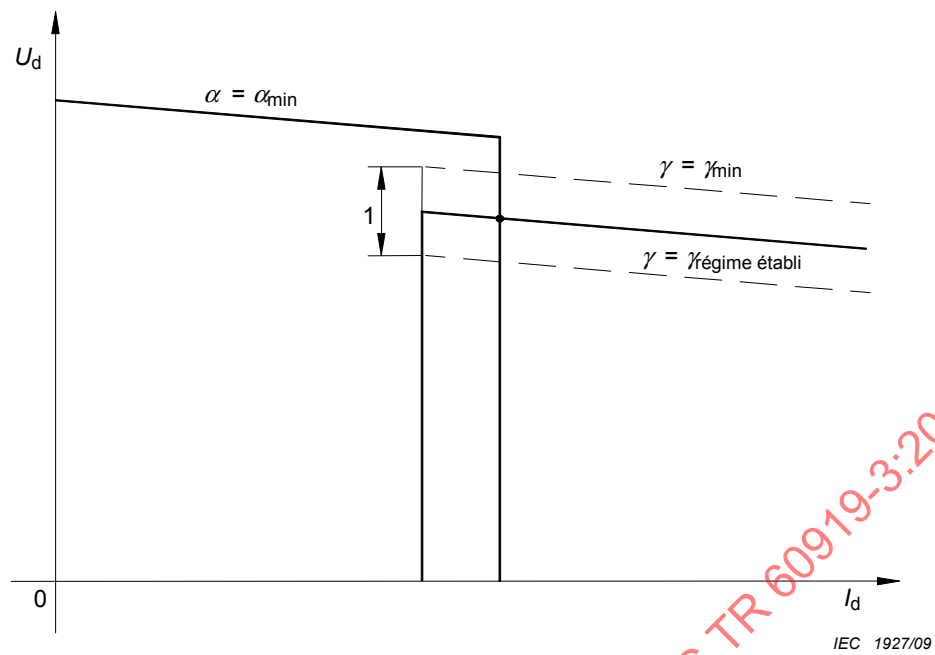
Figure 6a – Caractéristique tension – courant



IEC 1926/09

Figure 6b – Oscillations de la tension alternative U_{ac} et de l'angle d'extinction γ

Figure 6 – Modulation de la puissance réactive dans un réseau de transport CCHT fonctionnant à l'angle d'extinction minimal γ_{min}



Légende

1 plage de U_d pendant la modulation de puissance réactive

U_d tension continue

I_d courant continu

Figure 7a – Caractéristiques tension – courant

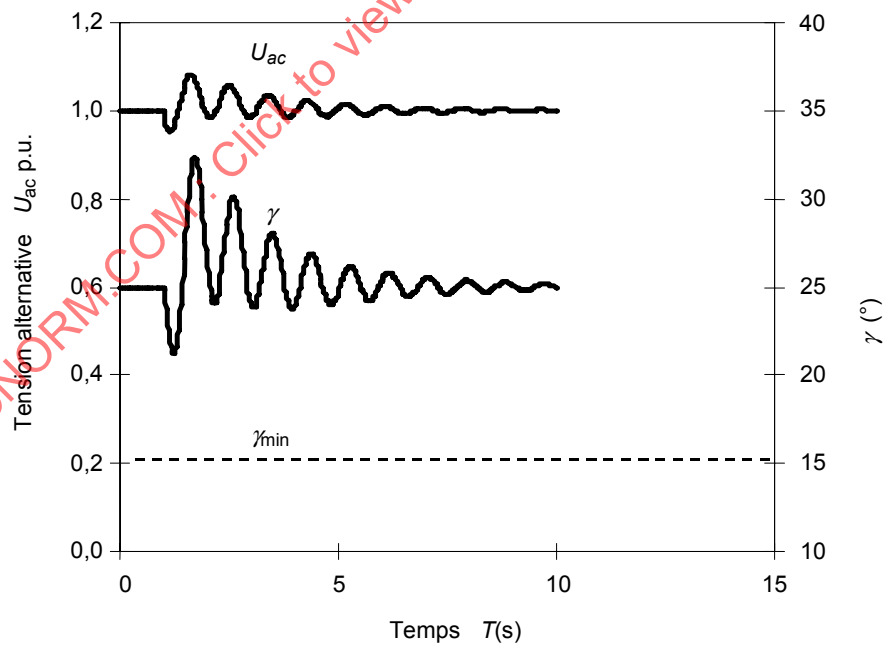


Figure 7b – Variations de la tension alternative U_{ac} et de l'angle d'extinction γ

Figure 7 – Modulation de puissance réactive dans un transport CCHT s'effectuant à un angle d'extinction $\gamma > \gamma_{\min}$