

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Railway applications – Fixed installations – Harmonisation of the rated values
for converter groups and tests on converter groups**

**Applications ferroviaires – Installations fixes – Harmonisation des valeurs
assignées pour les groupes convertisseurs et essais sur les groupes
convertisseurs**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2010 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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.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



IEC 62589

Edition 1.0 2010-07

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Railway applications – Fixed installations – Harmonisation of the rated values
for converter groups and tests on converter groups**

**Applications ferroviaires – Installations fixes – Harmonisation des valeurs
assignées pour les groupes convertisseurs et essais sur les groupes
convertisseurs**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

W

ICS 45.060

ISBN 978-2-88912-043-7

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Terms, definitions, symbols and abbreviations.....	8
3.1 Basic connections of converter groups	8
3.2 Definitions	10
3.3 Symbols	14
4 Service conditions	15
5 General requirements for converter groups.....	15
5.1 Voltage requirements	15
5.2 Current demand	15
5.3 Short circuit requirements	16
5.4 Insulation levels	16
6 Relationships among parameters of the items of a converter group	16
6.1 General.....	16
6.2 Theoretical relationships	17
7 Tests suitable to verify the correct performance of the converter group	19
7.1 General.....	19
7.2 Performance of tests	19
7.3 Test schedule.....	19
7.4 Loss determination for the converter group.....	19
7.5 Power factor measurements	19
7.6 Measurement of the inherent voltage drop.....	20
7.7 Short circuit test	20
Annex A (informative) Determination of the voltage drop and the short-circuit currents of converter groups.....	21
Annex B (informative) Examples of power factors of converter groups with d.c. output.....	32
Annex C (informative) Interbridge reactor	34
Bibliography.....	36
Figure 1 – Diagrams of converter groups and related quantities	9
Figure 2 – Typical arrangement of an a.c./d.c. group with auxiliary services transformer	10
Figure A.1 – Typical characteristic of a rectifier group.....	22
Figure A.2 – External characteristics of six-pulse (three-phase bridge) rectifier groups and twelve-pulse rectifier groups with magnetically not coupled transformer windings ($K = 0$)	25
Figure A.3 – External characteristics of twelve-pulse rectifier groups with closely coupled secondary windings of the converter transformer ($K \approx 1$).....	26
Figure A.4 – Determination of the short-circuit currents of a 6 pulse (three phase bridge) rectifier group or a 12 pulse rectifier group with magnetically not coupled transformer windings ($K \approx 0$)	29
Figure A.5 – Determination of the short-circuit currents of a twelve-pulse rectifier group with closely coupled transformer windings ($K \approx 1$)	31
Figure C.1 – Interbridge reactor	34

Table 1 – Components of a converter group.....	7
Table 2 – Theoretical relationships for line commutated converters	18
Table 3 – Relationship valid in most cases between basic and rated current.....	18
Table 4 – Summary of tests	19
Table A.1 – Method of use of the charts in Figure A.2 and Figure A.3.....	23
Table A.2 – Example of the application of Table A.1 for a six-pulse (three phase bridge) rectifier group or a twelve-pulse rectifier group with magnetically not coupled transformer windings ($K \approx 0$)	27
Table A.3 – Example of the application of Table A.1 for a twelve-pulse rectifier group with closely coupled secondary windings of the converter transformer ($K \approx 1$).....	30

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**RAILWAY APPLICATIONS –
FIXED INSTALLATIONS –
HARMONISATION OF THE RATED VALUES FOR CONVERTER
GROUPS AND TESTS ON CONVERTER GROUPS**

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.

International Standard IEC 62589 has been prepared by IEC technical committee 9: Electrical equipment and systems for railways.

This standard is based on EN 50327.

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

FDIS	Report on voting
9/1389/FDIS	9/1414/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard 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.

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

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

INTRODUCTION

Converters, traction transformers and switchgear are ordered in most cases as individual items and are tested in manufacturer's premises as such.

It is evident that tuning is necessary to choose compatible ratings and that certain performances cannot be verified (through additional or investigation type tests) unless at least the traction transformer and the converter are coupled together.

That is the reason for this document.

RAILWAY APPLICATIONS – FIXED INSTALLATIONS – HARMONISATION OF THE RATED VALUES FOR CONVERTER GROUPS AND TESTS ON CONVERTER GROUPS

1 Scope

This International Standard provides requirements for some type tests which are significant only when made on the entire group.

It provides also a basic relationship between compatible ratings of traction transformer and converter(s), in order to provide minimum requirements for the choice of their ratings.

Moreover it gives the minimum values to be considered in order to choose switching devices with characteristics suitable for the converter group(s) involved.

Annexes provide useful information as a guide for the group designer.

Table 1 indicates the components of a converter group and the relevant applicable standards.

Table 1 – Components of a converter group

Component	Standard
Converter	IEC 62590
Traction transformer	EN 50329
Interbridge reactor	IEC 60076-6 and informative Annex C
Reactors	IEC 60076-6
Transducers	IEC 61992-7-1 IEC 61992-7-2
Instrument transformers (as applicable)	IEC 62505-3-2 / IEC 62505-3-3 IEC 60044 series
Control devices	as applicable
Busbars and connections	as applicable

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 60050-811:1991, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 811: Electric traction*

IEC 60076 (all parts), *Power transformers*

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

IEC 60850:2007, *Railway applications – Supply voltages of traction systems*

IEC 61000-2-12:2003, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-12: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems*

IEC 62498-2, *Railway applications – Environmental conditions for equipment – Part 2: Fixed electrical installations*

IEC 62590:2010, *Railway applications – Fixed installations – Electronic power converters for substations*

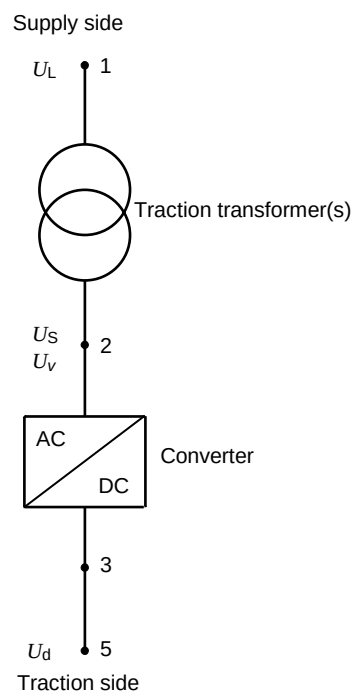
EN 50329:2010, *Railway applications – Fixed installations – Traction transformers*

3 Terms, definitions, symbols and abbreviations

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

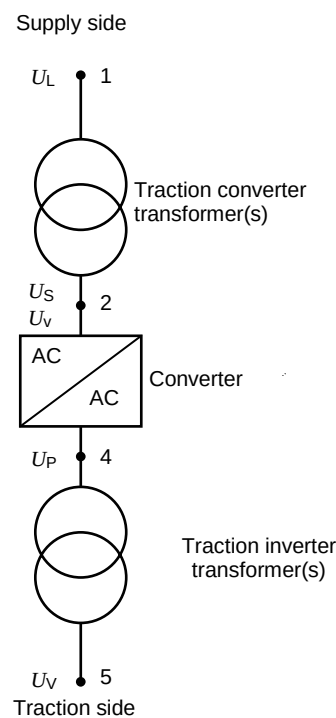
3.1 Basic connections of converter groups

For the purposes of this standard, a schematic overview of the various types of converter groups is given as far as the main components are concerned. The various types of converter groups are schemed in Figure 1 and Figure 2.



IEC 1629/10

AC/DC group

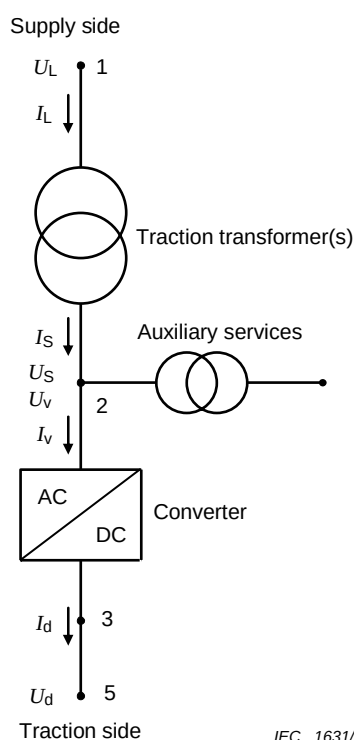


IEC 1630/10

AC/AC group

Point	Rated voltage(s)	Rated current	Basic current	Rated service current	Basic service current
1: Supply-side	U_{NL}	I_{NL}	I_{BL}	I_{NGL}	I_{BGL}
2: Transformer output	U_{NS}	I_{NS}	I_{BS}	I_{NGS}	I_{BGS}
2: Converter input	U_{NV}	I_{NV}	I_{BV}	I_{NGV}	I_{BGV}
3: a.c./d.c. converter output	U_{Nd} (U_{di} $U_{di\alpha}$)	I_{Nd}	I_{Bd}	n.a.	n.a.
4: a.c./a.c. or d.c./a.c. converter output	U_{NP}	I_{NP}	I_{BP}	n.a.	n.a.
5: a.c. traction-side	U_{NV}	I_{NV}	I_{BV}	n.a.	n.a.
5: d.c. traction-side	U_{Nd} (U_{di} $U_{di\alpha}$)	I_{Nd}	I_{Bd}	n.a.	n.a.
NOTE 1 “input” – “output” are referred to the normal flow of the current.					
NOTE 2 n.a. means not applicable (not significant).					

Figure 1 – Diagrams of converter groups and related quantities



IEC 1631/10

NOTE Connection point 2 is indicated separately as transformer output and as converter input. In effect, it is possible that a connection is present for auxiliary supplies or that other circuit components are interposed.

Figure 2 – Typical arrangement of an a.c./d.c. group with auxiliary services transformer

3.2 Definitions

3.2.1

converter group

the chain consisting of the traction transformer and the associated converter

3.2.2

traction transformer

transformer connected to an a.c. or d.c. contact line, directly or through a converter, used in fixed installations of railway applications

3.2.2.1

traction converter transformer

traction transformer on the supply side of a converter group and supplying contact line(s) through static converter(s)

3.2.2.2

traction inverter transformer

traction transformer on the traction (contact line) side of a converter group and supplied by a static converter(s) (inverter)

3.2.3

electronic power converter

operative unit for power conversion comprising one or more assemblies of semiconductor devices

3.2.4**rated value**

numerical value for the electrical, thermal, mechanical and environmental rating assigned to the quantities which define the operation of a converter group in the conditions specified in accordance with this Standard and on which the supplier's guarantees and tests are based

3.2.5**rated frequency (f_N)**

frequency on either side of the converter group for the conversion of which the converter group is designed to operate

3.2.6**rated voltage on the supply-side of a converter group (U_{NL})**

r.m.s. value of the sinusoidal no-load voltage assigned to be applied to the supply-side terminals of a converter group

3.2.7**rated voltage on the converter side(s) of a traction converter transformer (U_{NS})**

r.m.s. value of the no-load voltage at the line-to-line terminals of the converter side(s) of a traction converter transformer, at the rated voltage on the supply side of the traction transformer

3.2.8**rated a.c. voltage on the supply side of a converter (U_{Nv})**

r.m.s. value of the no-load voltage between vectorially consecutive commutating phase terminals of a commutating group, at the rated voltage on the supply side of the traction converter transformer

3.2.9**rated voltage on the inverter side of a traction inverter transformer (U_{NP})**

r.m.s. value of the sinusoidal no-load voltage resulting at the inverter side terminals of a traction transformer

3.2.10**rated voltage on the traction side(s) of an inverter transformer (U_{NV})**

r.m.s. value of the no-load voltage at the line-to-line terminals of the traction side(s) of an inverter transformer at the rated voltage on its inverter side

3.2.11**ideal no-load direct voltage (U_{di})**

theoretical no-load mean direct voltage of a converter, assuming no reduction by phase control, no voltage drop in the assemblies and no voltage rise at small loads (see 3.8.1 of IEC 62590)

3.2.12**controlled ideal no-load direct voltage ($U_{di\alpha}$)**

theoretical no-load mean direct voltage of a converter, when the direct voltage is reduced by phase control, assuming no voltage drop in the assemblies and no voltage rise at small loads (see 3.8.2 of IEC 62590)

3.2.12.1**real no-load direct voltage (U_{d00})**

actual mean direct voltage at zero direct current

3.2.13**rated direct voltage (U_{Nd})**

specified value of the direct voltage between the d.c. terminals of the converter assembly at basic direct current. This value is the mean value of the direct voltage (see also 3.6.7 of IEC 62590)

NOTE The term “rated direct voltage” is kept for traditional reasons because, considering the use of the basic current, the exact notation should be “basic direct voltage”. U_{dl} has more the characteristics of a rated voltage.

3.2.14

rated a.c. voltage on the traction-side of the converter group (U_{NV})

r.m.s. value of the sinusoidal no-load voltage at the traction-side of a converter group fed at U_{NL}

3.2.15

nominal voltage (U_{nd} , U_{NV})

suitable approximate d.c. or a.c. voltage used to designate or identify a converter group

NOTE The standard values of nominal voltages are given in IEC 60850.

3.2.16

rated power of a winding in a traction transformer (S_{NL} , S_{NP} , S_{NSn} , S_{NV})

conventional value of apparent power assigned to a winding which, together with the rated voltage of the winding, determines its rated current. It is based on the fundamental components of voltage and current

NOTE 1 “primary” and “secondary” are referred to the normal flow of energy from the supply side to the traction side.

NOTE 2 In the suffix “ S_n ” for secondary windings “n” is the assigned order number of the secondary winding. In formulae where any winding is separately considered S_N indicates the rated power of the winding considered.

NOTE 3 S_{NL} or S_{NP} may differ from the $\sum_{1}^n S_{NSn}$ because the sum should be vectorial taking into account the $\cos \phi_n$ of the secondary currents involved.

3.2.17

rated current on the supply-side of the converter group (I_{NL})

r.m.s. value of the fundamental component of the current flowing through a line terminal of a primary winding of the converter transformer which is derived from its rated power S_{NL} and rated voltage U_{NL} for the winding

3.2.18

basic current on the supply-side of the converter group (I_{BL})

r.m.s. value of the fundamental component of the current flowing through a line terminal of a primary winding of the traction converter transformer which is assumed to last for longer periods and represents the load carried out continuously by the converter group and on which the overloads are imposed

3.2.19

rated service current on the supply-side of the converter group (I_{NGL})

r.m.s. value of the current flowing through a supply side terminal of a primary winding of the traction converter transformer which contains all harmonic components and whose fundamental component is the rated current (I_{NL})

NOTE 1 In case of traction inverter transformers it is assumed that the service current is not sensibly different from sinusoidal current in all windings.

NOTE 2 The generic r.m.s. value of the service current is indicated as I_G .

The generic r.m.s. value of the harmonic of order h of an a.c. current is indicated as I_h .

In formulas where any winding is separately considered I_N indicates the rated current of the winding considered and I_{NG} its rated service current.

3.2.20

basic service current on the supply-side of the converter group (I_{BGL})

r.m.s. value of the service current through a line terminal of a primary winding of the step-down traction transformer which contains all harmonic components and which is assumed to

last for longer periods and represents the load carried out continuously by the converter group and on which the overloads are imposed

3.2.21

rated d.c. current on the output or intermediate side of a converter group (I_{Nd})

mean value of the current at the output terminals of the converter group, representing the quadratic mean of the currents delivered according to the loading profile (duty class or load cycle). It applies also to the input to an inverter

3.2.22

basic d.c. current on the output or intermediate side of a converter group (I_{Bd})

mean value of the current at the output terminals of the converter group, according to the load cycle. For the standardised duty classes, which have no quadratic mean, the factors according to Table 3 apply (see 3.3.27)

3.2.23

rated a.c. current on the traction-side of a converter group (I_{NV})

the r.m.s. value of the fundamental component of the current at the traction-side terminals of the converter group, which causes I_{NP} on the supply-side

3.2.24

power factor ratio (ψ)

ratio between the power factor resulting on the line side of the converter group and that of the a.c. output of the same (inverter)

NOTE This ratio is influenced by the magnetising current in the transformer and by the reactances of the devices added to the converter, unless the power factor is controlled by thyristors. Some complementary information may be found in Annex B.

3.2.25

current demand

actual or expected load variation of the current absorbed by a traction line, whose root mean square value is the rated current. It is expressed by a load diagram

3.2.25.1

load diagram

true demand of current by the traction circuit in the worse expected condition

3.2.26

load cycle

conventional representation of the current demand to a converter group expressed in per unit of the rated currents. It shows the repetitive variation of the loads with the time and, hence, the overloads and underloads the converter group is expected to carry, as well as, for the transformers, the duration and intervals assumed

3.2.27

duty class

conventional classification of the current capability of a converter group expressed in per unit of the basic currents. The duty classes, associated with other rated values, define the characteristics of a converter group

NOTE IEC 62590 and EN 50329 indicate preferred duty classes.

3.2.28

nominal power of a converter group

suitable approximate quantity value used to designate the output power of a converter group

– for converter groups with d.c. output: $S_n = U_{nd} \times I_{Bd}$ [kW]

– for converter groups with a.c. output: $S_n = U_{NV} \times I_{NV}$ [kVA]

3.3 Symbols

d_{rB}	resistive direct voltage drop of the converter group in percent of U_{di}
d_{xB}	inductive direct voltage drop of the converter group in percent of U_{di}
e_{rB}	resistive component of the relative short-circuit voltage of the converter transformer
e_{xB}	inductive component of the relative short-circuit voltage of the converter transformer
e_{XL}	inductive component of the relative impedance of the feeding grid
f_N	rated frequency
I_{Bd}	basic d.c. current on the output or intermediate side of a converter group
I_{BGL}	basic service current on the supply-side of the converter group
I_{BGS}	basic service current on the converter side of a traction converter transformer
I_{BGv}	basic service current on the supply side of a traction converter
I_{BL}	basic current on the supply-side of a converter group
I_{BP}	basic current on the inverter-side of a traction inverter transformer
I_{BS}	basic current on the converter side of a traction converter transformer
I_{Bv}	basic current on the transformer side of a traction converter
I_{BV}	basic a.c. current on the traction side of a traction converter group
$I_{dlinmax}$	maximum current value of the range of linear voltage drop
I_{Nd}	rated d.c. current on the traction side of a converter group
I_{NGL}	rated service current on the supply-side of a converter group
I_{NGS}	rated service current on the converter side of a traction converter transformer
I_{NGv}	rated service current on the supply side of a traction converter
I_{NL}	rated current on the supply-side of a converter group
I_{NP}	rated current on the inverter-side of a traction inverter transformer
I_{NV}	rated a.c. current on the traction side of a converter group
I_{Nv}	rated current on the transformer side of a traction converter
I_{NS}	rated current on the converter side of a traction converter transformer
I_{SS}	sustained d.c. short-circuit current
I_{SSmax}	theoretical maximum value of the steady state d.c. short-circuit current at $L_d = \infty$
$\hat{I}_{SS}$	transient peak value of the d.c. short-circuit current
K	coupling factor
k_{dx}	conventional load ratio
L_d	inductance on the load side (i.e. traction side)
L_s	inductance of the secondary windings of the converter transformer
R_d	resistance on the load side (i.e. traction side)
S_{NL}	rated power of the supply side winding of a traction transformer
S_{NP}	rated power of the inverter side winding of an inverter transformer
S_{NSn}	rated power of a winding in a traction transformer
S_{NV}	rated power of the traction side winding(s) of an inverter transformer
T_c	circuit time constant of the load circuit
T_s	time constant of the grid on the supply side of the converter group
U_{di}	ideal no-load direct voltage

$U_{di\alpha}$	controlled ideal no-load direct voltage
U_{d0}	conventional no-load direct voltage
U_{d00}	real no-load direct voltage
U_{max1}	highest permanent voltage
U_{Nd}	rated direct voltage
U_{nd}	nominal voltage
U_{NL}	rated voltage on the supply-side of a converter group
U_{NP}	rated voltage on the inverter side of a traction inverter transformer
U_{NS}	rated voltage on the converter side(s) of a traction converter transformer
U_{NV}	rated a.c. voltage on the traction side(s) of an inverter transformer
U_{Nv}	rated a.c. voltage on the supply side of a converter
V_D	resistive direct voltage drop on the load side (i.e. traction side) in percent of U_{di}
V_{Dt}	total relative resistive direct voltage drop in percent of U_{di}
ψ	power factor ratio

4 Service conditions

The service conditions applicable for the individual pieces of equipment of the group apply. Complementary requirements, if needed, are available in IEC 62498-2.

5 General requirements for converter groups

5.1 Voltage requirements

The output voltage range on the traction side of traction converter groups shall be chosen to supply the contact line, taking into account the voltage limits of IEC 60850.

NOTE For diode rectifier groups it is in most cases acceptable that the voltage at currents below the transition current (see Figure 2 of IEC 62590) exceeds U_{max1} but the conventional no-load voltage U_{d0} should be lower or equal U_{max1} . In those cases where the real no-load voltage of a rectifier group U_{d00} shall not exceed U_{d0} additional provisions in the rectifier against the voltage rise at small currents are recommended.

The maximum admissible distortion in the supply voltage shall be as indicated in 5.3.2.1.3 of IEC 62590.

In case of paralleled groups feeding the same busbars, voltage and impedance characteristics shall be identical, within IEC 60076 tolerances, on any like tap position.

For converter groups, the r.m.s. value of the voltage shall be based on the rectified mean value of the d.c. system voltage (see Figure 1).

When the secondary windings of a supply-side traction transformer are more than one, even if the secondaries are intended to feed a single conversion bridge, the rated secondary voltage of each winding is differing from that of other secondary winding by small quantities. The tolerances in any case shall be observed.

The tap-changer of the traction transformers shall be normally considered effective only for compensating long-period variations on the supply-side voltage.

5.2 Current demand

The converter group is subject to a load with important variations in amplitude and duration. Therefore, the expected load diagram shall be determined by the purchaser before issuing a

tender invitation for the converter group. Based on this load diagram a duty class or load cycle shall be determined.

In traction converter transformers with connection 9 of the converter, the rated power of the converter side windings is increased, taking into account the current sharing between the two secondaries (see 6.7.3 of IEC 62590).

NOTE 1 Depending on the variations during a daily cycle of the load, the quadratic mean value of the most severe load demand during a reasonable period should be calculated. The load may be represented by the apparent power or by the current at a fixed voltage.

High loads over this quadratic mean values (overloads) are then compensated by low loads under this value (underloads).

For testing purposes the use of a load diagram is not practicable. Therefore a conventional load cycle, equivalent to the load diagram, is determined considering the load profile at short (say 600 s) intervals.

The quadratic mean value of the load diagram and the load cycle are conceived to be the same as well as the effects of the overloads and underloads are concerned.

When this conventional representation of the loading basically corresponds to a standardised duty class, this is preferable.

NOTE 2 Load cycles and duty classes are intended to allow testing of the converter group components.

NOTE 3 Filters can be necessary to limit the influence of the harmonics imposed to the supply and/or traction voltages (see IEC/TR 60146-1-2). Filters can increase the transformer loading due to the reactive power and harmonic currents. The additional load should be evaluated.

5.3 Short circuit requirements

The a.c. circuit breaking system at the supply-side is intended to break any short circuit inside the converter group and its connections and the maximum fault current depends on the supply circuit impedance only. The converter group shall be capable of withstanding d.c. short circuit currents for the breaking time of the supply side circuit breaker. If not otherwise specified, a breaking time of 0,15 s shall be taken into account.

The transformer and the converter shall be able to sustain a short circuit on the traction side of the group, which shall be cleared normally by the breaking systems at the traction side. This system shall be dimensioned taking into account that in any case the fault shall be cleared within 0,15 s. The auto-reclosing cycle of the circuit breaker (when applicable) shall be considered.

The purchaser shall inform on peak and duration of a short circuit or shall supply relevant elements for its calculation.

NOTE Annex A gives guidance for calculation of d.c. short circuit currents. The rectifier circuit breaker (if any) is intended to protect from reverse flow of the short circuit power in case of internal faults.

For a.c. traction systems both duties are carried out by the a.c. circuit breaker at the traction-side of the converter group.

5.4 Insulation levels

The insulation levels given in the product standards IEC 62590 and EN 50329 apply.

6 Relationships among parameters of the items of a converter group

6.1 General

Care shall be taken in considering that a traction transformer and a converter are rated in a different way. In effect the rated current on the output side determines the rated service current in the converter transformer. Similarly the rated a.c. voltages are at no load and may

be compared with the ideal no-load d.c. voltage in a rectifier, while the rated d.c. voltage is at rated load.

6.2 Theoretical relationships

Table 2 gives the theoretical relationships based on an ideal configuration of harmonics on the a.c. converter input side according to a rectangular current waveform (180° for connection 7 and 120° for other connections). The connections for the rectifiers are those used in IEC 62590 and EN 50329. The parameters for an inverter are those applicable with an inverter having the peak a.c. voltage equal to direct voltage; when other type of inverters are adopted, new parameters have to be calculated by the supplier.

The relationships indicated for currents are valid for any situation described in the duty class or in the load cycle, being expressed in per unit. The designation of current capability of a converter group according to a duty class is only applicable for the converter itself, but not for devices with longer time constants as e.g. transformers, cables, busbars and switching devices. Table 3 gives ratios between basic current of the converter and rated current of the other devices for the standardised duty classes. Basis is the basic (output) current of the converter.

For connection 12 the secondary windings of the transformer shall be rated for one half of the voltage suitable for connection 8. In connection 9 the current input to the converter (downstream the transformer) is one half of that for connection 8. The above statements shall be considered taking into consideration the tolerances.

Table 2 – Theoretical relationships for line commutated converters

Conn.	Transformer connection valve side	Valve connection	All groups				a.c./a.c. groups	
			I_{NGL}/I_{Nd}	I_{NL}/I_{Nd}	I_{NS}/I_{Nd}	U_{di}/U_{NL}	I_{NL}/I_{NV}	U_{NV}/U_{NL}
1	3	4	8	8.1	9	10	8.2	10.1
7			$\frac{1}{K_1}$	$\frac{0,9}{K_1}$	1	$\frac{0,9}{K_1}$	$\frac{0,637}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,637}{K_{12}}$
8			$\frac{0,816}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,816	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$
9			$\frac{0,789}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,408	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$
12			$\frac{1,577}{K_1}$	$\frac{1,56}{K_1}$	0,816	$\frac{2,7}{K_1}$	$\frac{1,103}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{1,91}{K_{12}}$
18			$\frac{0,816}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,816	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$
19			$\frac{0,816}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,816	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$

NOTE 1 Connections are numbered according to IEC 60146 series.

NOTE 2 K_1 is the turns ratio on the traction transformer.

NOTE 3 K_{12} is the combined turns ratio of both transformers at the supply-side and the traction-side.

NOTE 4 For power factor ratio ψ see 3.2.24.

NOTE 5 Columns 8.2 and 10.1 refer to groups having a.c. current both on the supply side and on the traction side; they are based on the simplest case only of an inverter having the peak a.c. voltage equal to d.c. voltage.

Table 3 – Relationship valid in most cases between basic and rated current

Duty class	I	V	VI	VII	VIII	IX
I_B/I_N	1	0,81	0,80	0,81	0,81	0,78

7 Tests suitable to verify the correct performance of the converter group

7.1 General

The following tests are intended to check the general design of the group and are applicable only if explicitly required in the tender enquiry and agreed between purchaser and supplier as investigation tests (see IEC 811-10). The characteristics checked for the group with these tests may also be derived by means of calculations basing on tests carried out on the individual items of the group.

NOTE In case of different suppliers for each item, the distribution of responsibilities should be contractually ruled.

7.2 Performance of tests

The tests may be performed in the manufacturer's testing station or in an independent testing laboratory or at site, depending on the contractual agreement. The electrical conditions shall be equivalent to those in real service.

The converter group shall be internally connected as in normal operation with all accessories (e.g. interbridge reactors, reactors, etc.) connected.

Unless otherwise agreed at the time of the contract, the a.c. supply and test voltages shall be at rated frequency.

7.3 Test schedule

The tests (supplementary or investigation tests) admitted for checking the design of a converter group are given in Table 4.

Table 4 – Summary of tests

N°	Test	Reference
1	Loss determination for the converter group	7.4
2	Power factor measurements	7.5
3	Measurement of the inherent voltage drop	7.6
4	Short circuit test	7.7

7.4 Loss determination for the converter group

Losses in the transformer, converter and ancillary equipment are separately measured and normally it is sufficient to sum the values separately obtained, taking care that the losses are converted to a common load. The basis for the determination of power losses is I_{Bd} if not otherwise agreed between purchaser and supplier. If the contribution of cables or bus connections shall be taken into account, the input and output power may be measured.

7.5 Power factor measurements

As a rule, power factor measurements need not to be carried out. For non-controlled converters the power factor depends only on the supply transformer and is variable with the load.

In other cases, if required, the power factor measurement is possible as total power factor of transformer plus converter, by applying a limited resistive load and comparing input real power and apparent power.

7.6 Measurement of the inherent voltage drop

The converter group shall then be supplied by rated a.c. voltage. Transducer control current, etc., shall be set at a specified value, with delay angle equal to zero, and direct voltage and direct current measured while direct current is varied.

The converter group shall be supplied by rated voltage on the supply side U_{NL} . The direct voltage and the direct current shall be measured while the direct current is varied.

For diode rectifier groups designed according to a duty class, the inherent voltage drop shall be measured at no-load, at basic current and at the overcurrents specified for the duty class. If no provisions against the voltage rise below the transition current (see IEC 62590) are specified, the no-load voltage may be measured at a current exceeding the transition current by not more than 10 A.

For other converter groups, the current values for the determination of the inherent voltage drop (if applicable) shall be agreed between purchaser and supplier.

7.7 Short circuit test

If agreed between purchaser and supplier at the tender stage, the test may be carried out in a testing station and/or at the installation site, in order to verify the behaviour of the converter group under short circuit conditions. The test shall be carried out according to the following procedures:

The transformer shall be fed by the rated voltage with a wave-shape as per IEC 61000-2-12. The current will be affected by the harmonic contents due to the converter operation.

Over-excitation of the transformer to ensure full short circuit current is not allowed.

The short circuit shall be established on the traction side of the converter group on the output bars of the group itself. The short circuit current shall be cleared by the supply side circuit breaker or limited by the converter in case of a controlled converter. This test simulates a fault on the output terminals of the converter group.

Oscillographic record shall be taken for voltage and current both on primary and secondary side of the group.

The following measurements shall be normally taken:

- voltage and current during the fault;
- impedance before the test, just after the short circuit and 1 h after the first measurement.

To show that the test object passed the test the impedance value measured after the test shall not differ from that taken on the transformer before the tests by more than 3 % of the impedance value.

Visual inspection of the converter group and of the connections shall be carried out for a check against any mechanical damage sustained during the short circuit test.

Annex A (informative)

Determination of the voltage drop and the short-circuit currents of converter groups

A.1 General

The usual connections of non-controlled traction converter groups are connections 8, 9 and 12 (see Table 2).

This Annex gives a simplified method for the determination of the d.c. output characteristics of converter groups having one of the above mentioned connections.

The characteristics of non-controlled converters can be shown as a curve between the no-load voltage U_{d0} and the short-circuit point (see Figure A.1). This curve gives only the steady state values of the current but not the transient values.

The method described in Table A.1 gives the possibility to determine the voltage characteristics, the steady state currents and the transient currents.

The values of main interest for traction converters are:

- the conventional no-load voltage U_{d0} ($U_{d0} \approx U_{di}$);
- the rated direct voltage U_{Nd} at basic current I_{Bd} ;
- the direct voltage U_d at specified overload currents;
- the sustained value I_{SS} and the peak value $\hat{I}_{SS}$ of the short-circuit current at the output terminals of the rectifier and at other locations in the substation and the d.c. supply system.

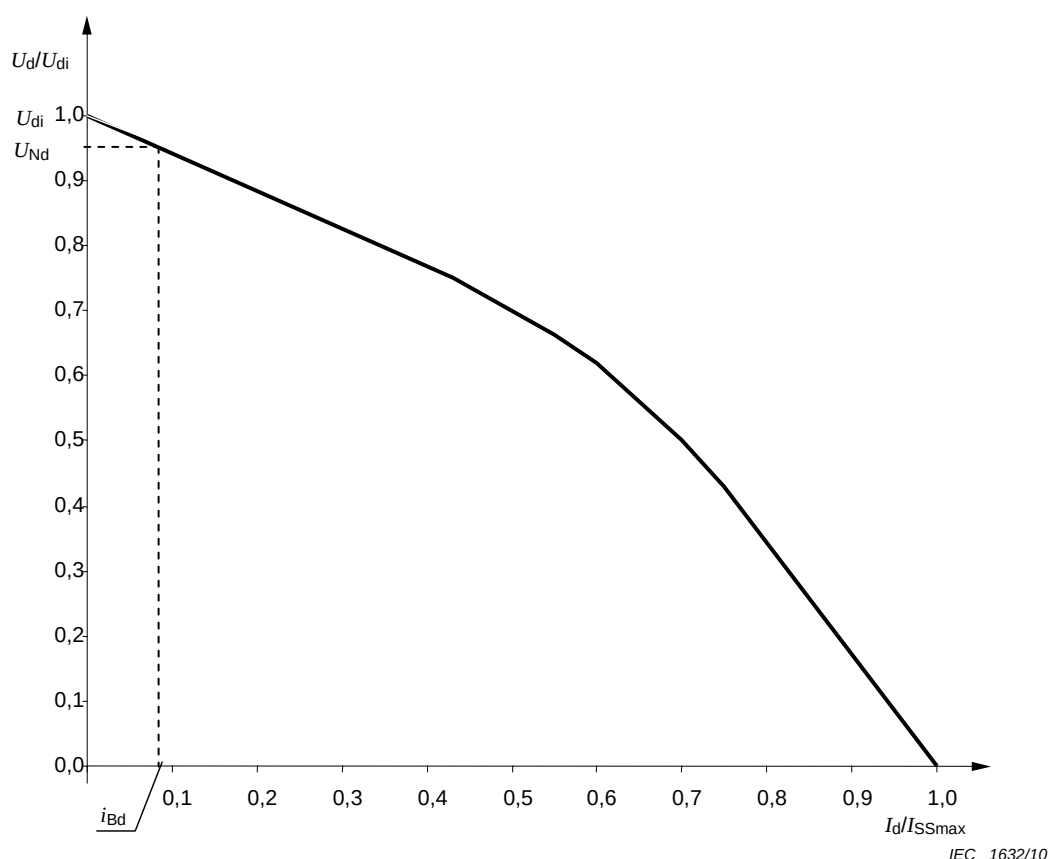


Figure A.1 – Typical characteristic of a rectifier group

For six-pulse rectifier groups Table A.1 is used together with Figure A.2.

The characteristics of twelve-pulse rectifier groups depend on the coupling factor between the secondary windings of the converter transformer. When the secondary windings are uncoupled, the characteristics are the same as for the six-pulse three-phase bridge connection (connection 8).

For twelve-pulse rectifier groups with coupling factor $K \approx 0$, Table A.1 is used together with Figure A.2.

For twelve-pulse rectifier groups with closely coupled secondary windings (coupling factor $K \approx 1$) Table A.1 is used together with Figure A.3.

A.2 Description of the method

The determination of the voltage characteristics and the short-circuit current calculation of the steady state values and the transient peak values for a fault at the rectifier output terminals are given in step 1 to step 5 of Table A.1.

For given load impedances the determination of the characteristics and the short-circuit calculation of the steady state values as well as the transient peak values is described in step 6 to step 10. Such load impedances are e.g. the resistance of d.c. cables to the d.c. switchgear or to the trackside feeding point or the inductance of smoothing reactors or current rise limiting reactors.

The determination of the initial current rise $di/dt_{t=0}$ of the short-circuit current is described in step 11.

The determination of the range of linear voltage drop is described in step 12.

Data required for the calculation:

- basic direct current I_{Bd} of the rectifier;
- no-load direct voltage U_{di} ;
- inductive component of the short-circuit voltage of the transformer e_{xB} ;
- resistive component of the short-circuit voltage of the transformer e_{rB} (see Note 1 of Table A.1) ;
- coupling factor K (for twelve-pulse rectifiers only, see Note 5 of Table A.1 and EN 50329, 1.3.16).

Table A.1 – Method of use of the charts in Figure A.2 and Figure A.3

Step	Action	Formulae
1	Calculate d_{xB} and d_{rB} . Calculate the ratio I_{Bd} / I_{SSmax} . Draw a vertical line at I_{Bd} / I_{SSmax} . Calculate I_{SSmax} .	$d_{xB} = 0,5 \times e_{xB}$ (for Figure A.2) $d_{xB} = 0,26 \times e_{xB}$ (for Figure A.3) $d_{rB} = e_{rB}$ $\frac{I_{Bd}}{I_{SSmax}} = (1+K) \times \sqrt{3} \times d_x$
2	Mark d_{rB} on the vertical line drawn in step 1. To increase the accuracy it is recommended to draw a vertical line at $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$ and to mark the point $10 \times d_{rB}$ on this line.	
3	Draw a straight line from the zero point through the point marked in step 2. The distance between this line and the $L_d = \infty$ curve gives the external voltage characteristics of the rectifier group at the d.c. terminals; the distance below this line and the horizontal axis gives the resistive voltage drop; the distance between the $L_d = \infty$ curve and U_{di} gives the inductive voltage drop. Calculate U_{Nd} at I_{Bd} . The external voltage at any other current value within the range of linear voltage drop can be calculated in the same manner.	$U_{Nd} = [100 \% - (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di}$
4	The intersection of the line drawn in step 3 with the $L_d = \infty$ (corresponding to $T_c = \infty$) curve gives the ratio of the sustained value of the short-circuit current I_{SS} / I_{SSmax} for a dead short at the rectifier output terminals.	
5	The intersection of the line drawn in step 3 with the $L_d = 0$ (corresponding to $T_c = 0$) curve gives the ratio of the transient value of the short-circuit current to I_{SSmax} for a dead fault at the rectifier output terminals. Due to the ripple of the direct current this value has to be multiplied by 1,05 to get the peak value of the short-circuit current $\hat{I}_{SS}$.	
6	Introduction of the load resistance R_d : Calculate the relative resistive voltage drop on the load side V_D at I_{Bd} . Calculate the total relative resistive voltage drop V_{Dt} . Multiply the value by 10 and mark it on the vertical line at $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$.	$V_D = R_d \times I_{Bd} / U_{di}$ $V_{Dt} = d_{rB} + V_D$
7	Draw a straight line from the zero point to the point marked in step 6.	
8	The intersection of the line drawn in step 7 with the $L_d = \infty$ (corresponding to $T_c = \infty$) curve gives the ratio of the sustained value of the short-circuit current I_{SS} / I_{SSmax} for a fault with a d.c. side load resistance R_d .	

Step	Action	Formulae
9	The intersection of the line drawn in step 7 with the $L_d = 0$ (corresponding to $T_c = 0$) curve gives the ratio of the transient value of the short-circuit current to I_{SSmax} for a fault with a d.c. side load resistance R_d . Due to the ripple of the direct current this value has to be multiplied by 1,05 to get the peak value of the short-circuit current $\hat{I}_{SS}$.	
10	Introduction of the time constant T_c of the load circuit. The intersection of the line drawn in step 7 with the T_c curve gives the ratio of the transient value of the short-circuit current for a given time constant to I_{SSmax} for a fault with a d.c. side load resistance R_d and a given time constant T_c . Due to the ripple of the direct current this value has to be multiplied by 1,05 to get the peak value of the short-circuit current $\hat{I}_{SS}$.	$T_c = L_d / R_d$
11	The initial current rise ($di/dt_{t=0}$) of the short-circuit current may be calculated using the inductance of the transformer L_s and the inductance on the load side L_d .	$di/dt_{t=0} = U_{di} / (1,5 \times L_s + L_d)$ with: $L_s = \frac{U_{Bv} \times e_x}{I_{Bv} \times \omega} = \frac{U_{di} \times e_x}{I_{Bd} \times f_N \times 12}$ $L_d = T_d \times R_d$
12	The range of linear voltage drop can be seen in the external characteristic and the relating maximum current can be calculated.	$I_{dlinmax} = 0,45 \times I_{SSmax}$ (for Figure A.2) $I_{dlinmax} = 0,35 \times I_{SSmax}$ (for Figure A.3)
NOTE1 e_{rB} can be calculated as ratio of the load losses over the rated power of the transformer, as a guidance e_{rB} can be assumed as approximately equal $0,1 \times e_{xB}$. NOTE 2 The short-circuit power of the feeding grid can be introduced by adding the relative impedance voltage of the grid e_{xL} to the short-circuit voltage of the transformer e_{xB}. NOTE 3 The voltage drop of the diodes can be introduced in the same manner as a load impedance. NOTE 4 The resistance of a rectifier can be assumed as 1 mΩ, the electrical time constant of a rectifier group can be assumed as 10 ms. NOTE 5 The value of the coupling factor K of transformers with closely coupled secondary windings is usually in the range between 0,90 and 0,93. Where the coupling factor K of the converter transformer is not known, the value $K = 0,9$ should be taken for calculation; NOTE 6 The scale for the time constant T_s in Figures A.2 and A.3 depends on the rated frequency: $T_s = \frac{1}{\omega \cdot \frac{e_{rB}}{e_{xB}}} \quad \text{For 50 Hz: } T_s = \frac{3,18 \times 10^{-3}}{\frac{e_{rB}}{e_{xB}}} \text{ [ms]}$		

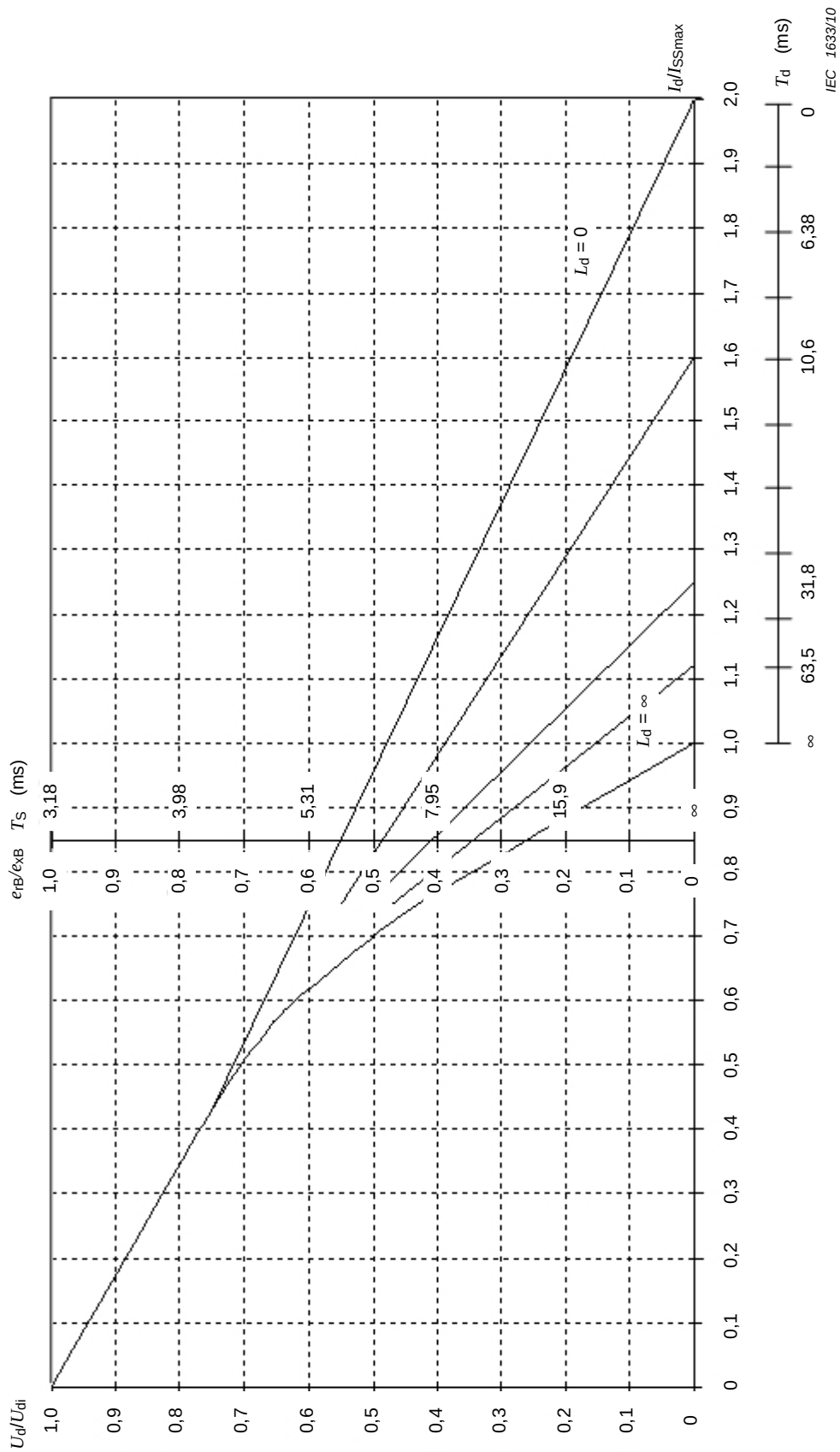


Figure A.2 – External characteristics of six-pulse (three-phase bridge) rectifier groups and twelve-pulse rectifier groups with magnetically not coupled transformer windings ($K = 0$)

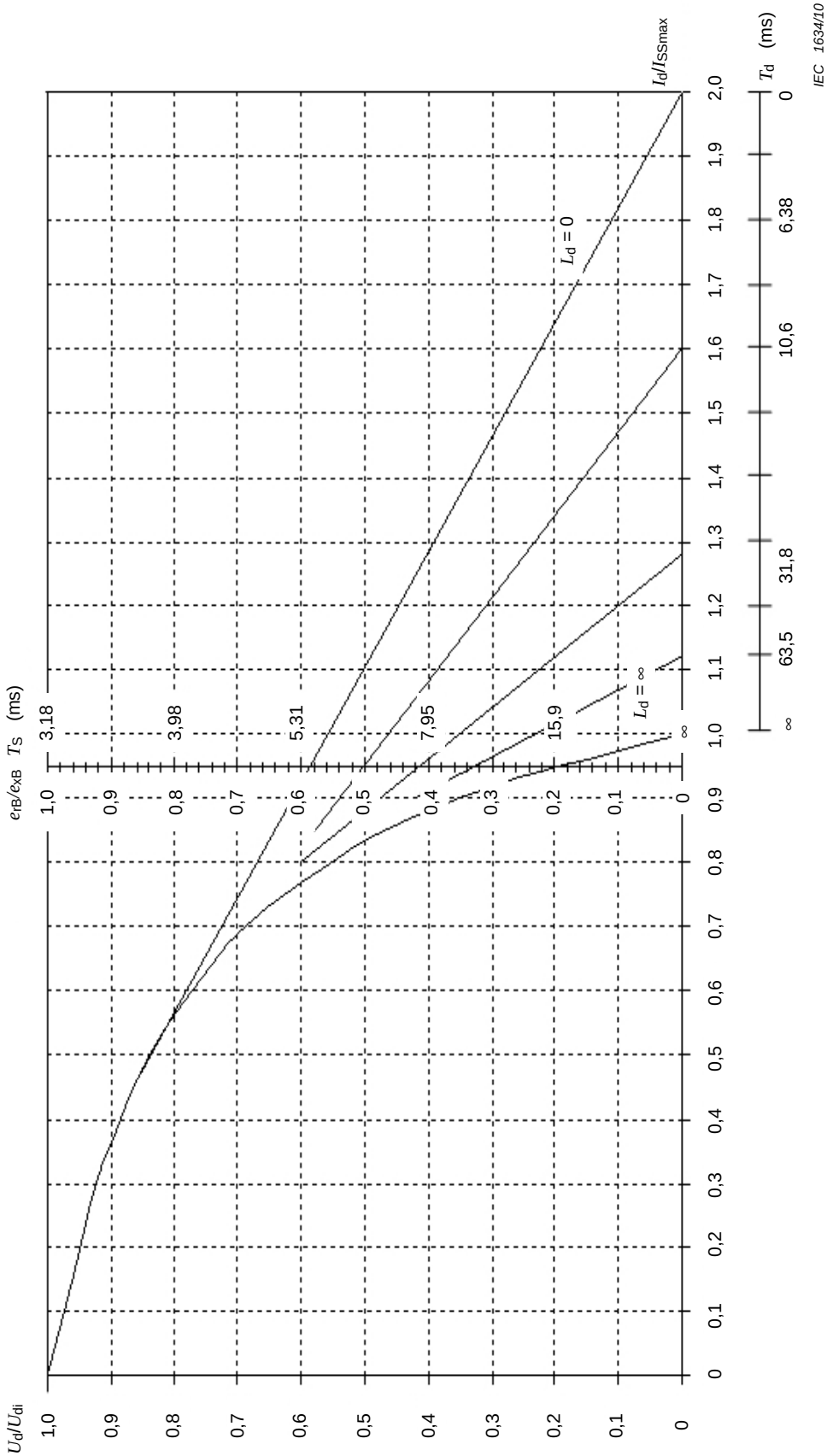


Figure A.3 – External characteristics of twelve-pulse rectifier groups with closely coupled secondary windings of the converter transformer ($K \approx 1$)

A.3 Example of a six-pulse (three-phase bridge) rectifier group or twelve-pulse rectifier group with magnetically not coupled transformer windings ($K \approx 0$)

The example demonstrates the determination of voltage drop and short-circuit currents for a typical tramway rectifier group. The references to points and lines in Table A.2 refer to Figure A.4.

Data of the rectifier group:

$$I_{Bd} = 1\,000\text{ A}$$

$$U_{di} = 660\text{ V}$$

$$e_{xB} = 10\%$$

$$e_{rB} = 1,5\%$$

Data of the d.c. side load circuit:

$$R_d = 10\text{ m}\Omega$$

$$T_c = 10\text{ ms}$$

Table A.2 – Example of the application of Table A.1 for a six-pulse (three phase bridge) rectifier group or a twelve-pulse rectifier group with magnetically not coupled transformer windings ($K \approx 0$)

Step	Action	Formulae
1	Calculate d_{xB} and d_{rB} . Calculate the ratio I_{Bd} / I_{SSmax} . Draw a vertical line at I_{Bd} / I_{SSmax} [Line 1]. Calculate I_{SSmax} .	$\begin{aligned} d_{xB} &= 0,5 \times e_{xB} = 5\% \\ d_{rB} &= e_{rB} = 1,5\% \\ \frac{I_{Bd}}{I_{SSmax}} &= 1 \times \sqrt{3} \times 0,05 = 0,0866 \\ I_{SSmax} &= 1\,000\text{ A} / 0,0866 \\ &= 11\,547\text{ A} \end{aligned}$
2	Draw a vertical line at $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$. Mark on this line the point $10 \times d_{rB}$ [Point 2].	$\begin{aligned} 10 \times I_{Bd} / I_{SSmax} &= 0,866 \\ 10 \times d_{rB} &= 0,15 \end{aligned}$
3	Draw a straight line [Line 3] from the zero point through Point 2. The distance between Line 3 and the $L_d = \infty$ curve (corresponding to $T_c = \infty$) gives the external voltage characteristics of the rectifier group. Calculate U_{Nd} at I_{Bd} . Calculate U_d at $3 \times I_{Bd}$.	$\begin{aligned} U_{Nd} &= [100\% - (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di} \\ &= 615\text{ V} \\ U_{d300\%} &= [100\% - 3 \times (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di} \\ U_{d300\%} &= 531\text{ V} \end{aligned}$
4	The intersection of Line 3 with the $L_d = \infty$ curve gives the ratio of the sustained value of the short-circuit current I_{SS} for a dead short at the rectifier output terminals to I_{SSmax} [Point 4].	$I_{SS} = 0,91 \times I_{SSmax} = 10\,508\text{ A} = 10\,700\text{ A}$
5	The intersection of Line 3 with the $L_d = 0$ curve gives the ratio of the transient value of the short-circuit current to I_{SSmax} for a dead short at the rectifier output terminals [see Point 5]. Due to the ripple of the direct current this value has to be multiplied by 1,05 to get the peak value of the short-circuit current $\hat{I}_{SS}$.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,47 \times I_{SSmax} = 17\,823\text{ A}$

Step	Action	Formulae
6	Introduce the load resistance R_d. Calculate the relative resistive voltage drop on the load side V_D at I_{Bd}. Calculate the total relative resistive voltage drop V_{Dt}. Mark the value $10 \times V_{Dt}$ on the vertical line at $10 \times I_{Bd}$, [Point 6].	$V_D = R_d \times I_{Bd} / U_{di} = 1,52 \%$ $V_{Dt} = d_{rB} + V_D = 3,02 \%$
7	Draw a straight line [Line 7] from the zero point to Point 6.	
8	The intersection of Line 7 with the $L_d = \infty$ curve gives the ratio of the sustained value of the short-circuit current I_{SS} / I_{SSmax} for a fault with a load side resistance R_d [Point 8].	$I_{SS} = 0,83 \times I_{SSmax} = 9\,584\text{ A}$
9	The intersection of Line 7 with the $L_d = 0$ curve gives the ratio of the transient value of the short-circuit current [Point 9] to I_{SSmax} for a fault with a d.c. side load resistance R_d. Due to the ripple of the direct current this value has to be multiplied by 1,05 to get the peak value of the short-circuit current $\hat{I}_{SS}$.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,16 \times I_{SSmax} = 14\,065\text{ A}$
10	The intersection of Line 7 with the $T_c = 10\text{ ms}$ curve gives the ratio of the transient value of the short-circuit current to I_{SSmax} for a fault with a d.c. side load resistance R_d and a given time constant T_c. [Point 10] Due to the ripple of the direct current this value has to be multiplied by 1,05 to get the peak value of the short-circuit current $\hat{I}_{SS}$.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,03 \times I_{SSmax} = 12\,488\text{ A}$
11	The initial current rise $di/dt_{t=0}$ of the short-circuit current may be calculated using the inductance of the transformer L_s and the inductance on the load side L_d .	$di / dt_{t=0} = \frac{U_{di}}{1,5 \times L_s + L_d}$ $L_s = \frac{660 \times 0,1}{1000 \times 50 \times 12} \text{ H} = 0,11 \times 10^{-3} \text{ H}$ $L_d = 10 \times 10^{-3} \text{ s} \times 10 \times 10^{-3} \Omega = 0,1 \times 10^{-3} \text{ H}$ $di / dt_{t=0} = \frac{660}{1,5 \times 0,11 + 0,1} \cdot \frac{\text{V}}{10^{-3} \text{ H}} = 2,49 \frac{\text{kA}}{\text{ms}}$
12	Range of linear voltage drop: The voltage drop is linear up to a current ratio $I_d / I_{SSmax} = 0,45$.	$I_{dlinmax} = 0,45 \times I_{SSmax} = 5\,196\text{ A}$

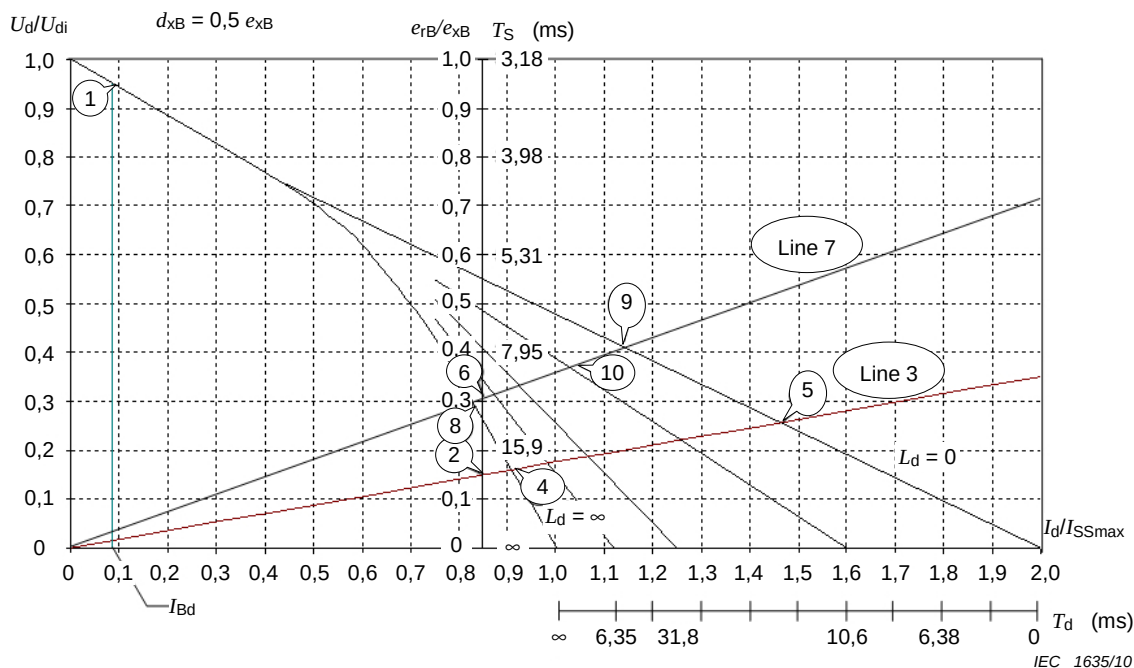


Figure A.4 – Determination of the short-circuit currents of a 6 pulse (three phase bridge) rectifier group or a 12 pulse rectifier group with magnetically not coupled transformer windings ($K \approx 0$)

A.4 Example of a twelve-pulse rectifier group with closely coupled secondary windings of the converter transformer ($K \approx 1$)

The example demonstrates the determination of voltage drop and short-circuit currents for a typical main line rectifier group. The references to points and lines in Table A.3 refer to Figure A.5.

Data of the rectifier group:

$$I_{Bd} = 1\,600\text{ A}$$

$$U_{di} = 3\,600\text{ V}$$

$$e_{xB} = 12\%$$

$$e_{rB} = 1,2\%$$

$$K = 0,92$$

Data of the d.c. side load circuit:

$$R_d = 10\text{ m}\Omega$$

$$T_c = 10\text{ ms}$$

Table A.3 – Example of the application of Table A.1 for a twelve-pulse rectifier group with closely coupled secondary windings of the converter transformer ($K \approx 1$)

Step	Action	Formulae
1	Calculate d_{xB} and d_{rB}. Calculate the ratio I_{Bd} / I_{SSmax}. Draw a vertical line at I_{Bd} / I_{SSmax} [Line 1]. Calculate I_{SSmax}.	$d_{xB} = 0,26 \times e_{xB} = 3,12 \%$ $d_{rB} = e_{rB} = 1,2 \%$ $\frac{I_{Bd}}{I_{SSmax}} = (1 + 0,92) \times \sqrt{3} \times 0,0312 = 0,104$ $I_{SSmax} = \frac{1\,600\text{ A}}{1,92 \times \sqrt{3} \times 0,0312} = 15\,421\text{ A}$
2	Draw a vertical line at $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$. Mark at $10 \times I_{Bd}$ the point $10 \times d_{rB}$ [Point 2].	$10 \times I_{Bd} / I_{SSmax} = 1,04$ $10 \times d_{rB} = 0,12$
3	Draw a straight line [Line 3] from the zero point to Point 2. The distance between Line 3 and the $L_d = \infty$ curve gives the external voltage characteristics of the rectifier group. Calculate U_{Nd} at I_{Bd}.	$U_{Nd} = [100\% - (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di}$ $U_{Nd} = 3\,449\text{ V}$
4	The intersection of Line 3 with the $L_d = \infty$ curve gives the ratio of the sustained value of the short-circuit current I_{SS} / I_{SSmax} for a dead fault at the rectifier output terminals. [Point 4].	$I_{SS} = 0,97 \times I_{SSmax} = 14\,958\text{ A}$
5	The intersection of Line 3 with the $L_d = 0$ curve gives the ratio of the transient value of the short-circuit current to I_{SSmax} [Point 5]. Due to the ripple of the direct current this value has to be multiplied by 1,05 to get the peak value of the short-circuit current $\hat{I}_{SS}$ for a dead short at the rectifier output terminals.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,65 \times I_{SSmax} = 26\,717\text{ A}$
6 – 10	not used in this example	
11	The initial current rise $di/dt_{t=0}$ of the short-circuit current may be calculated using the inductance of the transformer L_s and the inductance on the load side L_d .	$di / dt_{t=0} = \frac{U_{di}}{1,5 \times L_s + L_d}$ $L_s = \frac{3\,600 \times 0,12}{1\,600 \times 50 \times 12} \text{ H} = 0,45 \times 10^{-3} \text{ H}$ $L_d = 10 \times 10^{-3} \text{ s} \times 10 \times 10^{-3} \Omega = 0,1 \times 10^{-3} \text{ H}$ $di / dt_{t=0} = \frac{3\,600}{1,5 \times 0,45 + 0,1} \cdot \frac{\text{V}}{10^{-3} \text{ H}} = 4,65 \frac{\text{kA}}{\text{ms}}$
12	Range of linear voltage drop: the voltage drop is linear up to a current ratio $I_d / I_{SSmax} = 0,35$	$I_{dlinmax} = 0,35 \times I_{SSmax} = 5\,397\text{ A}$

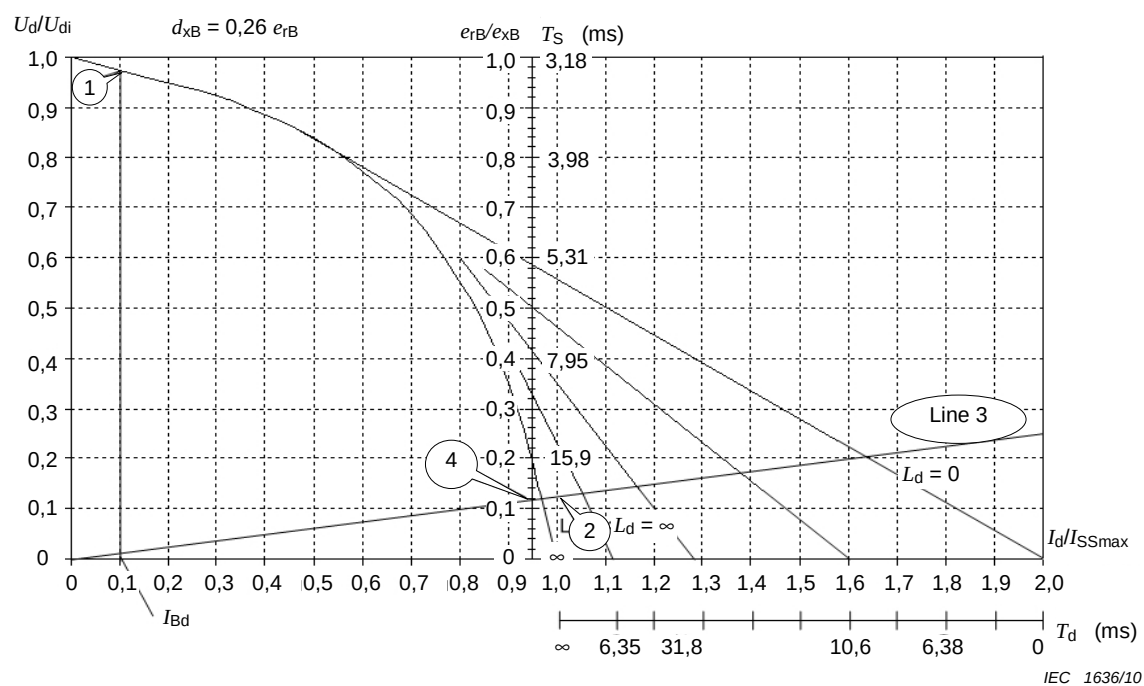


Figure A.5 – Determination of the short-circuit currents of a twelve-pulse rectifier group with closely coupled transformer windings ($K \approx 1$)

Annex B (informative)

Examples of power factors of converter groups with d.c. output

B.1 General

It is to be considered that the power factor variation due to the traction transformer is based on a magnetising current which may be 1 % of the rated current with a displacement of the power factor at full load in the region of 0,05. In case thyristors are used in place of diodes, the power factor depends on the control and may reach any value.

B.2 Considerations on the variation of the fundamental current and power factor in rectifiers

B.2.1 Basic considerations

The following assumptions and quantities already mentioned are recalled:

- the direct currents are supposed exempted from ripple;
- load ratio: $k_d = \frac{I_d}{I_{dN}}$;
- commutation reactance: x_c (given in per unit and corresponding to the short circuit ratio of the transformer between the primary winding and each secondary winding, based on the rating of the secondary winding);
- conventional load ratio: $k_{dx} = k_d \cdot x_c$.

B.2.2 First working zone

As first working zone is intended that zone where the angle $u < 60^\circ$ for connection 8 and $u < 30^\circ$ for connections 9 and 12.

Then we have no simultaneous commutations and we obtain:

$$k_{dx} < 0,5$$

This value is valid for connection 8 of Table 2, but may be considered also for connections 9 and 12, when the secondary windings of the transformer are fully uncoupled. This is valid at any load.

For connections 9 and 12, when the two secondary windings are fully coupled we have:

$$k_{dx} < 0,127$$

The formula of the fundamental harmonic and of the power factor are very complex but linear in the field considered. We have:

$$I_d = 0,78 - 0,048 \times k_{dx}$$

The formula is valid for connections 8 and 9 while is to be multiplied by 2 for connection 12, with a minimum deviation for the non-perfect linearity.

The power factor of the fundamental wave, under the above linear assumptions is:

$$\cos \varphi = 1 - 0,453 \times k_{dx}$$

The maximum deviation for non-linearity is 0,1 %.

The formula does not take into account the magnetising current of the traction transformer.

B.2.3 Second working zone

This working zone has practical interest only for connections 9 and 12 with fully coupled secondary windings of the transformer.

As an indication, the power factor rapidly increases up to say 0,99 with the current up to $0,2 \times I_{NP}$ and then decreases to reach 0,9 about at 300 % of said current.

Annex C (informative)

Interbridge reactor

C.1 General

In connection 9 the ripple voltages of the two parallel bridges are 30 electrical degrees shifted. So, an alternate voltage with a frequency of six times the line frequency appears between the two bridges, that causes an alternate current to flow between the latter. The value of this current depends on the reactance of the circuit, that is practically the sum of the reactances between the two secondaries of the converter transformer and the interbridge reactor, if any. If the reactance ratio of the traction transformer is low, the reactance between the secondaries is high and reduces by itself the alternate current to reasonable values, so the interbridge reactor can be omitted. On the other side, if the reactance ratio is high, the reactance between the two secondaries is very low, and an interbridge reactor is needed to reduce the alternate current to reasonable values.

C.2 Voltage and currents

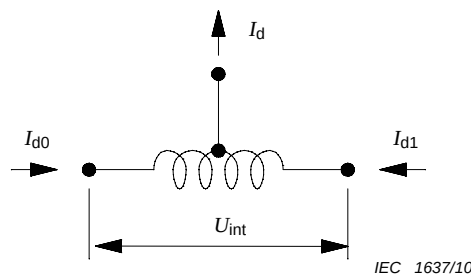


Figure C.1 – Interbridge reactor

Voltage and currents on the interbridge reactor are shown in Figure C.1. The output voltage is the mean of the input values. The value of voltage applied to the reactor is not constant, but depends from the load. Considering that all the voltage drop is applied to the reactor, i.e. neglecting voltage drop in the transformer, as is practically the case of $K \approx 1$, the no-load theoretical voltage is practically a triangular wave shape, and the peak to peak value is:

$$U_{intpp} = 0,378 \times U_{NS} \quad (C.1)$$

When the current increases, the wave shape of the current changes in such a way that the r.m.s. value increases, but the peak to peak value remains the same. This happens until the load reaches the transition point between the first and the second working zone, i.e. when the overlap angle μ reaches 30° . In this condition, the voltage has practically a rectangular wave shape, with peak to peak voltage equal to the no-load voltage. At higher loads, the voltage decreases.

At the transition point between the two working zone, the current has a triangular wave shape, and the reactance of the reactor shall be chosen to reduce the current to a reasonable value, that may be 20 % peak to peak value of the actual value of the single bridge direct current, that is the half of the direct current of the converter.

C.3 Intermittent current conditions

As the voltage decreases with the load from the transition point between the first and the second working zone, also the alternate current decreases, but does not theoretically reduce to 0 at no-load conditions, because the theoretical no-load voltage is not 0. In order that the output current of the bridge cannot change sign, intermittent current of the bridges occurs below a critical value. This fact causes a rise of output voltage, that reaches 3,53 % at no-load condition in respect of U_{dj} . The value of critical current is in general too high to reduce the no-load rise voltage with the use of bleeder resistors.

C.4 Current unbalance

The d.c. output currents of the two bridges in parallel are not perfectly equal, but an unsymmetrical load sharing of ± 5 % of I_{Bd} shall be considered as normal condition, as stated in 6.7.3 of IEC 62590.

Exact values of load sharing can be calculated from tolerances of the traction transformer, and, if necessary, also of the connections.

The values of the real voltages of the two secondaries can be expressed with nominal values and tolerances (with sign):

$$\begin{cases} U_{s0} = U_{NS} \times (1 + \delta_{U0}) \\ U_{s1} = U_{NS} \times (1 + \delta_{U1}) \end{cases} \quad (C.2)$$

The tolerances on commutation reactances can be expressed in the same manner:

$$\begin{cases} x_{c0} = x_c \times (1 + \delta_{x0}) \\ x_{c1} = x_c \times (1 + \delta_{x1}) \end{cases} \quad (C.3)$$

The current sharing, in p.u. of the actual mean single bridge current, is expressed by the formula:

$$\Delta i = \frac{\delta_{x1} - \delta_{x0}}{2} + \frac{\delta_{U1} - \delta_{U0}}{2} \times \left(1 - \frac{2}{k_{dx}} \right) \quad (C.4)$$

The value of Δi is positive related to bridge 0. The term k_{dx} is the “conventional load ratio” as defined in B.2.1.

The value of current sharing is very important for the design of the interbridge reactor, because the unbalance between the direct currents can easily saturate the core of the reactor, if not taken into account.

NOTE The calculations in this annex are valid also in case the basic values are adopted. In such a case:

- I_N is replaced by I_B ;
- S_{tN} is replaced by S_{tBG} ;
- x_{ct} is replaced by x_{cB} , i.e. the basic short circuit ratio.

Bibliography

IEC 60044 (all parts), *Instrument transformers*

IEC 61992-7-1:2006, *Railway applications – Fixed installations – DC switchgear – Part 7-1: Measurement, control and protection devices for specific use in d.c. traction systems – Application guide*

IEC 61992-7-2:2006, *Railway applications – Fixed installations – DC switchgear – Part 7-2: Measurement, control and protection devices for specific use in d.c. traction systems – Isolating current transducers and other current measuring devices*

IEC 62236-5:2008, *Railway applications – Electromagnetic compatibility – Part 5: Emission and immunity of fixed power supply installations and apparatus*

IEC 62497-1:2010, *Railway applications – Insulation coordination – Part 1: Basic requirements – Clearances and creepage distances for all electrical and electronic equipment*

IEC 62505-3-2:2009, *Railway applications – Fixed installations – Particular requirements for a.c. switchgear – Part 3-2: Measurement, control and protection devices for specific use in a.c. traction systems – Single-phase current transformers*

IEC 62505-3-3:2009, *Railway applications – Fixed installations – Particular requirements for a.c. switchgear – Part 3-3: Measurement, control and protection devices for specific use in a.c. traction systems – Single-phase inductive voltage transformers*

*EPE Second European Conference on Power Electronics and Applications;
Grenoble / France, 22-24 September 1987;
Proceedings Volume, p.453 – p.459, E. Lambin,
Introduction of the transient phenomena in the direct voltage characteristic of the rectifier circuit*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	40
INTRODUCTION.....	42
1 Domaine d'application	43
2 Références normatives.....	43
3 Termes, définitions, symboles et abréviations	44
3.1 Connexions de base des groupes convertisseurs	44
3.2 Définitions	46
3.3 Symboles	50
4 Conditions de service	51
5 Exigences générales pour les groupes convertisseurs.....	51
5.1 Exigences de tension	51
5.2 Demande de courant	52
5.3 Court-circuit	52
5.4 Niveaux d'isolement	53
6 Relations entre les paramètres des éléments d'un groupe convertisseur	53
6.1 Généralités.....	53
6.2 Relations théoriques.....	53
7 Essais permettant de vérifier le bon fonctionnement du groupe convertisseur	55
7.1 Généralités.....	55
7.2 Exécution des essais.....	55
7.3 Programme d'essai.....	55
7.4 Détermination des pertes du groupe convertisseur	55
7.5 Mesures du facteur de puissance	55
7.6 Mesure de la chute de tension inhérente	56
7.7 Essai de court-circuit.....	56
Annexe A (informative) Détermination de la chute de tension et des courants de court-circuit des groupes convertisseurs	57
Annexe B (informative) Exemples de facteurs de puissance des groupes convertisseurs avec sortie en courant continu.....	68
Annexe C (informative) Bobine d'inductance d'inter-pont	70
Bibliographie.....	72
Figure 1 – Schémas de groupes convertisseurs et grandeurs correspondantes.....	45
Figure 2 – Disposition typique d'un groupe alternatif/continu avec transformateur de services auxiliaires	46
Figure A.1 – Caractéristique typique d'un groupe redresseur	58
Figure A.2 – Caractéristiques externes des groupes redresseurs hexaphasés (pont triphasé) et dodécaphasés avec enroulements du transformateur non couplés magnétiquement ($K = 0$)	61
Figure A.3 – Caractéristiques externes des groupes redresseurs dodécaphasés avec enroulements secondaires étroitement couplés du transformateur convertisseur ($K \approx 1$)	62
Figure A.4 – Détermination des courants de court-circuit d'un groupe redresseur hexaphasé (pont triphasé) ou dodécaphasé avec enroulements du transformateur non couplés magnétiquement ($K \approx 0$).....	65
Figure A.5 – Détermination des courants de court-circuit d'un groupe redresseur dodécaphasé avec enroulements du transformateur étroitement couplés ($K \approx 1$)	67

Figure C.1 – Bobine d'inductance d'inter-pont	70
Tableau 1 – Composants d'un groupe convertisseur	43
Tableau 2 – Relations théoriques des convertisseurs commutés par le réseau	54
Tableau 3 – Relation valide dans la plupart des cas entre le courant de base et le courant assigné	54
Tableau 4 – Récapitulatif des essais.....	55
Tableau A.1 – Méthode d'utilisation des graphiques dans la Figure A.2 et la Figure A.3	59
Tableau A.2 – Exemple d'application du Tableau A.1 d'un groupe redresseur hexaphasé (pont triphasé) ou dodécaphasé avec enroulements du transformateur non couplés magnétiquement ($K \approx 0$).....	63
Tableau A.3 – Exemple d'application du Tableau A.1 à un groupe redresseur dodécaphasé avec enroulements secondaires étroitement couplés du transformateur convertisseur ($K \approx 1$).....	66

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

APPLICATIONS FERROVIAIRES – INSTALLATIONS FIXES – HARMONISATION DES VALEURS ASSIGNÉES POUR LES GROUPES CONVERTISSEURS ET ESSAIS SUR LES GROUPES CONVERTISSEURS

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 Norme internationale CEI 62589 a été établie par le comité d'études 9 de la CEI: Matériels et systèmes électriques ferroviaires.

Cette norme est basée sur l'EN 50327.

Le texte de la présente norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
9/1389/FDIS	9/1414/RVD

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

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

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité 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.

INTRODUCTION

Les convertisseurs, les transformateurs de traction et l'appareillage de connexion sont commandés dans la plupart des cas individuellement et sont ainsi essayés dans les locaux du fabricant.

Il est évident qu'une entente préalable est nécessaire pour choisir des caractéristiques assignées compatibles et que certaines caractéristiques de fonctionnement ne peuvent pas être vérifiées (par des essais de type supplémentaires ou d'investigation) à moins que le transformateur de traction et le convertisseur soient au moins couplés ensemble.

C'est la raison du présent document.

APPLICATIONS FERROVIAIRES – INSTALLATIONS FIXES – HARMONISATION DES VALEURS ASSIGNÉES POUR LES GROUPES CONVERTISSEURS ET ESSAIS SUR LES GROUPES CONVERTISSEURS

1 Domaine d'application

La présente Norme Internationale fournit des exigences pour quelques essais de type, lesquels ne sont significatifs que s'ils sont faits sur le groupe complet.

Elle donne aussi la relation fondamentale entre les caractéristiques compatibles du transformateur de traction et le(s) convertisseur(s), afin de fournir des exigences minimales pour le choix de leurs caractéristiques.

De plus elle donne les valeurs minimales à considérer pour choisir des appareils de connexion avec des caractéristiques appropriées pour le(s) groupe(s) convertisseur(s) impliqué(s).

Les annexes fournissent à titre indicatif des informations utiles au concepteur du groupe.

Le Tableau 1 indique les composants d'un groupe convertisseur et les normes correspondantes applicables.

Tableau 1 – Composants d'un groupe convertisseur

Composant	Norme
Convertisseur	CEI 62590
Transformateur de traction	EN 50329
Bobine d'inductance d'inter-pont	CEI 60076-6 et Annexe C informative
Bobines d'inductance	CEI 60076-6
Capteurs	CEI 61992-7-1 CEI 61992-7-2
Transformateurs de mesures (le cas échéant)	CEI 62505-3-2 / CEI 62505-3-3 Séries CEI 60044
Dispositifs de commande	le cas échéant
Jeux de barres et connexions	le cas échéant

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 60050-811:1991, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 811: Traction électrique*

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

CEI/TR 60146-1-2:1991, *Convertisseurs à semiconducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-2: Guide d'application*

CEI 60850:2007, *Applications ferroviaires – Tensions d'alimentation des réseaux de traction*

CEI 61000-2-12:2003, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 2-12: Environnement – Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence et la transmission des signaux sur les réseaux publics d'alimentation moyenne tension*

CEI 62498-2, *Applications ferroviaires – Conditions d'environnement pour le matériel – Partie 2: Installations électriques fixes*

CEI 62590:2010, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Convertisseurs électroniques de puissance pour sous-stations*

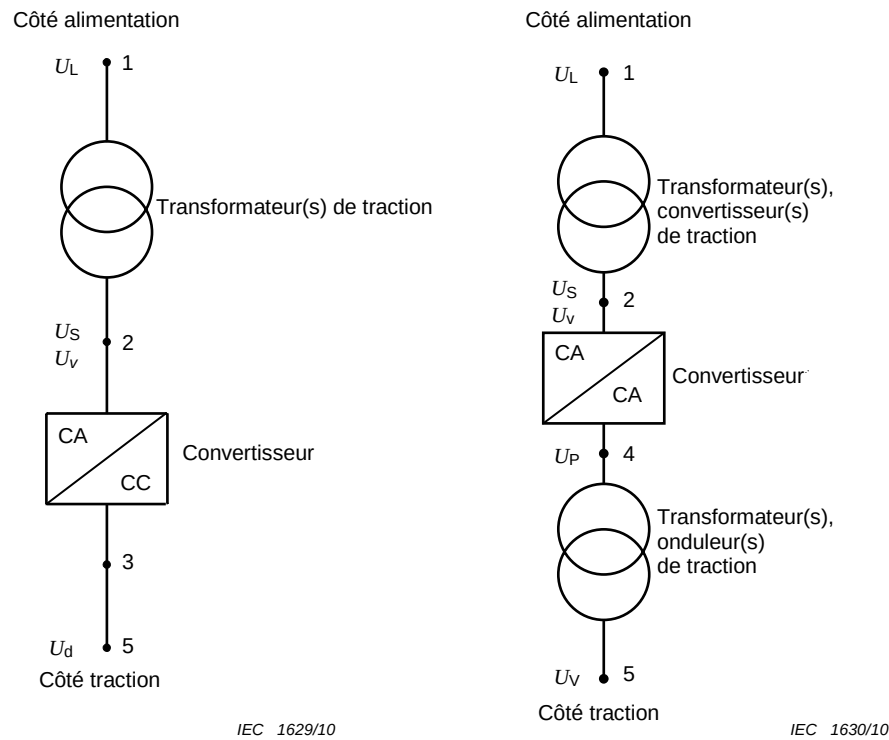
EN 50329:2010, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Transformateurs de traction*

3 Termes, définitions, symboles et abréviations

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

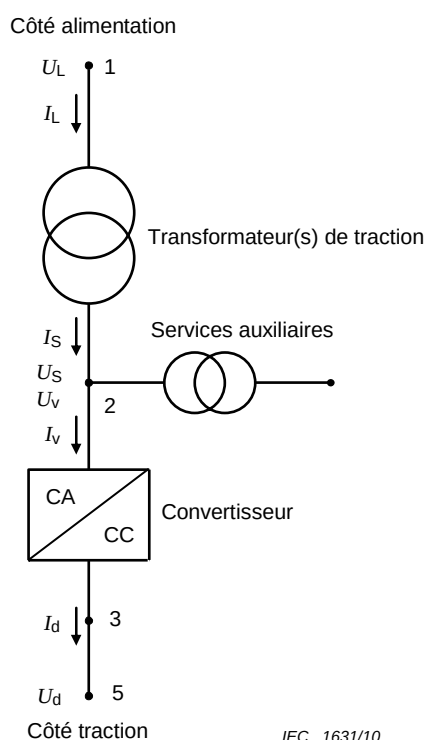
3.1 Connexions de base des groupes convertisseurs

Pour les besoins de la présente norme, on donne une vue d'ensemble schématique de divers types de groupe convertisseur et de leurs principaux composants. Les divers types de groupes de convertisseur sont schématisés à la Figure 1 et à la Figure 2.



Point	Tension(s) assignée(s)	Courant assigné	Courant de base	Courant assigné en service	Courant de base en service
1: Côté alimentation	U_{NL}	I_{NL}	I_{BL}	I_{NGL}	I_{BGL}
2: Sortie du transformateur	U_{NS}	I_{NS}	I_{BS}	I_{NGS}	I_{BGS}
2: Entrée du convertisseur	U_{Nv}	I_{Nv}	I_{Bv}	I_{NGv}	I_{BGv}
3: Sortie du convertisseur alternatif/continu	U_{Nd} (U_{di} $U_{di\alpha}$)	I_{Nd}	I_{Bd}	n.a.	n.a.
4: Sortie du convertisseur alternatif/alternatif ou alternatif/continu	U_{NP}	I_{NP}	I_{BP}	n.a.	n.a.
5: Côté traction en courant alternatif	U_{NV}	I_{NV}	I_{BV}	n.a.	n.a.
5: Côté traction en courant continu	U_{Nd} (U_{di} $U_{di\alpha}$)	I_{Nd}	I_{Bd}	n.a.	n.a.
NOTE 1 "entrée" - "sortie" se réfèrent au sens normal du courant.					
NOTE 2 n.a. signifie non applicable (non significatif).					

Figure 1 – Schémas de groupes convertisseurs et grandeurs correspondantes



NOTE Le point de connexion 2 est indiqué séparément comme sortie du transformateur et comme entrée du convertisseur. En réalité, il est possible que soient raccordées des alimentations auxiliaires ou que soient intercalés d'autres éléments de circuit.

Figure 2 – Disposition typique d'un groupe alternatif/continu avec transformateur de services auxiliaires

3.2 Définitions

3.2.1

groupe convertisseur

chaîne composée d'un transformateur de traction et d'un convertisseur associé

3.2.2

transformateur de traction

transformateur utilisé dans les installations fixes d'applications ferroviaires, connecté directement ou par l'intermédiaire d'un convertisseur à une ligne de contact en courant alternatif ou en courant continu

3.2.2.1

transformateur convertisseur de traction

transformateur de traction côté alimentation d'un groupe convertisseur et alimentant la ou les lignes de contact par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs convertisseurs statiques

3.2.2.2

transformateur onduleur de traction

transformateur de traction côté traction (ligne de contact) d'un groupe convertisseur, alimenté par un ou des convertisseurs statiques (onduleur)

3.2.3

convertisseur électronique de puissance

ensemble fonctionnel assurant la conversion de puissance, constitué d'un ou de plusieurs ensembles de dispositifs à semiconducteurs

3.2.4**valeur assignée**

valeur numérique des caractéristiques électriques, thermiques, mécaniques et environnementales attribuées aux grandeurs définissant le fonctionnement d'un groupe convertisseur dans les conditions spécifiées conformément à la présente Norme et sur lesquelles sont basés les garanties du fournisseur et les essais

3.2.5**fréquence assignée (f_N)**

fréquence de chaque côté du groupe convertisseur à laquelle le groupe convertisseur est destiné à fonctionner

3.2.6**tension assignée à l'alimentation d'un groupe convertisseur (U_{NL})**

valeur efficace de la tension sinusoïdale à vide assignée à appliquer aux bornes d'alimentation d'un groupe convertisseur

3.2.7**tension assignée côté(s) convertisseur d'un transformateur convertisseur de traction (U_{NS})**

valeur efficace de la tension à vide aux bornes des phases côté(s) convertisseur d'un transformateur convertisseur de traction, à la tension assignée à l'alimentation du transformateur de traction

3.2.8**tension alternative assignée à l'alimentation d'un convertisseur (U_{NV})**

valeur efficace de la tension à vide aux bornes des phases vectoriellement consécutives d'un groupe de commutation, à la tension assignée à l'alimentation du transformateur convertisseur de traction

3.2.9**tension assignée à l'onduleur d'un transformateur onduleur de traction (U_{NP})**

valeur efficace résultant de la tension sinusoïdale à vide aux bornes côté onduleur d'un transformateur de traction

3.2.10**tension alternative assignée côté(s) traction d'un transformateur onduleur (U_{NV})**

valeur efficace de la tension à vide aux bornes de phase côté(s) traction du transformateur d'un onduleur, le côté onduleur étant à la tension assignée

3.2.11**tension continue fictive à vide (U_{di})**

valeur moyenne de la tension à vide théorique d'un convertisseur, en supposant qu'il n'y a ni réduction de tension par réglage de phase, ni chute de tension dans les ensembles, ni remontée de tension aux faibles charges (voir la CEI 62590, 3.8.1)

3.2.12**tension continue fictive à vide avec réglage ($U_{di\alpha}$)**

valeur moyenne de la tension à vide théorique d'un convertisseur, lors d'une réduction de la tension continue par le réglage de phase, en supposant qu'il n'y a ni chute de tension à vide dans les ensembles, ni remontée de tension aux faibles charges (voir la CEI 62590, 3.8.2)

3.3.12.1**tension continue réelle à vide (U_{d00})**

valeur moyenne de la tension continue effective pour un courant continu nul

3.2.13**tension continue assignée (U_{Nd})**

valeur spécifiée de la tension continue entre les bornes en courant continu de l'ensemble des convertisseurs alimenté par le courant continu de base. Cette valeur est la valeur moyenne de la tension continue (voir aussi la CEI 62590, 3.6.7)

NOTE Par tradition, le terme "tension continue assignée" est conservé car, compte tenu de l'utilisation du courant de base, il convient que la notation exacte soit "tension continue de base". U_{di} a de plus les caractéristiques d'une tension assignée.

3.2.14**tension alternative assignée côté traction du groupe transformateur (U_{NV})**

valeur efficace de la tension sinusoïdale à vide du côté traction d'un groupe convertisseur alimenté sous une tension U_{NL}

3.2.15**tension nominale (U_{Nd} , U_{NV})**

tension approchée appropriée continue ou alternative utilisée pour dénommer ou identifier un groupe convertisseur

NOTE Les valeurs normalisées des tensions nominales sont données dans la CEI 60850.

3.2.16**puissance assignée d'un enroulement d'un transformateur de traction (S_{NL} , S_{NP} , S_{NSn} , S_{NV})**

valeur conventionnelle de la puissance apparente assignée à un enroulement qui, avec la tension assignée de l'enroulement, détermine son courant assigné. Elle est basée sur les composantes fondamentales de la tension et du courant

NOTE 1 "primaire" et "secondaire" se réfèrent au sens normal d'énergie depuis l'alimentation à la traction.

NOTE 2 Le "n" du suffixe " S_n " est le numéro d'ordre attribué à l'enroulement secondaire. Dans les formules où l'on considère séparément n'importe quel enroulement, S_N indique la puissance assignée à l'enroulement considéré.

NOTE 3 S_{NL} ou S_{NP} peut différer de $\sum_1^n S_{NSn}$ car il convient que la somme soit vectorielle en tenant compte du $\cos \varphi_n$ des courants secondaires concernés.

3.2.17**courant assigné à l'alimentation du groupe convertisseur (I_{NL})**

valeur efficace de la composante fondamentale du courant traversant une borne de ligne d'un enroulement primaire du transformateur convertisseur déduite de sa puissance assignée S_{NL} et de la tension assignée U_{NL} de l'enroulement

3.2.18**courant de base à l'alimentation du groupe convertisseur (I_{BL})**

valeur efficace de la composante fondamentale du courant traversant les bornes d'alimentation d'un enroulement primaire du transformateur convertisseur de traction supposé durer pendant de plus longues périodes et représentant la charge permanente transitée par le groupe convertisseur et sur laquelle sont imposées les surcharges

3.2.19**courant assigné de service à l'alimentation du groupe convertisseur (I_{NGL})**

valeur efficace du courant traversant une borne d'alimentation d'un enroulement primaire du transformateur convertisseur de traction et contenant toutes les composantes harmoniques, et dont la composante fondamentale est le courant assigné (I_{NL})

NOTE 1 Il est supposé que le courant de service des transformateurs onduleurs de traction n'est pas sensiblement différent du courant sinusoïdal dans tous les enroulements.

NOTE 2 I_G désigne la valeur efficace générique du courant de service.

I_h désigne la valeur efficace générique de l'harmonique d'ordre h d'un courant alternatif.

Dans les formules où l'on considère séparément n'importe quel enroulement, I_N désigne le courant assigné à l'enroulement considéré et I_{NG} son courant assigné de service.

3.2.20

courant de base de service à l'alimentation du groupe convertisseur (I_{BGL})

valeur efficace du courant de service traversant une borne de ligne d'un enroulement primaire du transformateur abaisseur de traction, contenant toutes les composantes d'harmonique et qui est supposé durer pendant de plus longues périodes, représentant la charge écoulée de manière continue par le groupe convertisseur et sur lequel sont imposées les surcharges

3.2.21

courant continu assigné à la sortie ou aux connexions intermédiaires d'un groupe convertisseur (I_{Nd})

valeur moyenne du courant aux bornes de sortie du groupe convertisseur, représentant la moyenne quadratique des courants délivrés selon le profil de charge (classe de service ou cycle de charge). Il s'applique également à l'entrée de l'onduleur

3.2.22

courant continu de base à la sortie ou aux connexions intermédiaires d'un groupe convertisseur (I_{Bd})

valeur moyenne du courant aux bornes de sortie du groupe convertisseur, selon le cycle de charge. Les facteurs conformes au Tableau 3 s'appliquent aux classes de service normalisées qui n'ont pas de moyenne quadratique (voir 3.3.27)

3.2.23

courant alternatif assigné côté traction d'un groupe convertisseur (I_{NV})

valeur efficace de la composante fondamentale du courant aux bornes côté traction du groupe convertisseur, qui est à l'origine du courant d'alimentation I_{NP}

3.2.24

taux du facteur de puissance (ψ)

rapport entre le facteur de puissance du côté ligne du groupe convertisseur et celui à sa sortie en courant alternatif (onduleur)

NOTE Ce rapport est influencé par le courant magnétisant du transformateur et par les réactances des dispositifs ajoutés au convertisseur, sauf si le facteur de puissance est commandé par des thyristors. Des renseignements complémentaires sont disponibles à l'Annexe B.

3.2.25

demande de courant

variation de charge réelle ou estimée du courant absorbé par une ligne de traction, dont la valeur moyenne quadratique est le courant assigné. Elle est exprimée par un diagramme de charge

3.2.25.1

diagramme de charge

réelle demande de courant par le circuit de traction dans la pire des conditions estimées

3.2.26

cycle de charge

représentation conventionnelle de la demande de courant à un groupe convertisseur exprimée par unité de courants assignés. Il représente la variation répétitive des charges dans le temps et, par conséquent, les surcharges et les sous-charges susceptibles d'être supportées par le groupe convertisseur, de même que, pour les transformateurs, la durée et les intervalles présumés

3.2.27**classe de service**

classification conventionnelle du courant admissible d'un groupe de convertisseur exprimée par unité de courants de base. Les classes de service, associées aux autres valeurs assignées, définissent les caractéristiques d'un groupe convertisseur

NOTE Les classes de service préférentielles sont indiquées dans la CEI 62590 et l'EN 50329.

3.2.28**puissance nominale d'un groupe convertisseur**

valeur adéquate approximative de la grandeur utilisée pour désigner la puissance de sortie d'un groupe convertisseur

- pour les groupes convertisseurs avec sortie en courant continu: $S_n = U_{nd} \times I_{Bd}$ [kW]
- pour les groupes convertisseurs avec sortie en courant alternatif: $S_n = U_{NV} \times I_{NV}$ [kVA]

3.3 Symboles

d_{rB}	chute de tension résistive du groupe convertisseur en pourcent de U_{di}
d_{xB}	chute de tension inductive du groupe convertisseur en pourcent de U_{di}
e_{rB}	composante résistive de la tension de court-circuit du transformateur du convertisseur
e_{xB}	composante inductive de la tension de court-circuit du transformateur du convertisseur
e_{XL}	composante inductive de l'impédance relative du réseau d'alimentation
f_N	fréquence assignée
I_{Bd}	courant continu de base en sortie ou côté intermédiaire d'un groupe convertisseur
I_{BGL}	courant de base en service à l'alimentation du groupe convertisseur
I_{BGS}	courant de base en service côté convertisseur d'un transformateur convertisseur de traction
I_{BGv}	courant de base en service à l'alimentation d'un convertisseur de traction
I_{BL}	courant de base à l'alimentation d'un groupe convertisseur
I_{BP}	courant de base à l'onduleur du transformateur de l'onduleur de traction
I_{BS}	courant de base côté convertisseur d'un transformateur convertisseur de traction
I_{Bv}	courant de base au transformateur d'un convertisseur de traction
I_{BV}	courant alternatif de base côté traction d'un groupe convertisseur de traction
$I_{dlinmax}$	valeur maximale du courant du domaine linéaire de la chute de tension
I_{Nd}	courant continu assigné côté traction d'un groupe convertisseur
I_{NGL}	courant assigné de service à l'alimentation d'un groupe convertisseur
I_{NGS}	courant assigné de service côté convertisseur d'un transformateur convertisseur de traction
I_{NGv}	courant assigné de service à l'alimentation d'un convertisseur de traction
I_{NL}	courant assigné à l'alimentation d'un groupe convertisseur
I_{NP}	courant assigné à l'onduleur du transformateur de l'onduleur de traction
I_{NV}	courant alternatif assigné côté traction d'un groupe convertisseur
I_{Nv}	courant assigné au transformateur d'un groupe convertisseur
I_{NS}	courant assigné côté convertisseur d'un transformateur convertisseur de traction
I_{SS}	courant continu de court-circuit permanent
I_{SSmax}	valeur maximale théorique du courant continu de court-circuit en régime établi à $L_d = \infty$
$\hat{I}_{SS}$	valeur transitoire de crête du courant continu de court-circuit

K	facteur de couplage
k_{dx}	taux de charge conventionnel
L_d	inductance de la charge du circuit continu (traction)
L_s	inductance des enroulements secondaires du transformateur du convertisseur
R_d	résistance de la charge du circuit continu (traction)
S_{NL}	puissance assignée à l'alimentation de l'enroulement du transformateur de traction
S_{NP}	puissance assignée à l'onduleur de l'enroulement du transformateur d'un onduleur
S_{NSn}	puissance assignée d'un enroulement d'un transformateur de traction
S_{NV}	puissance assignée côté traction des enroulements d'un transformateur onduleur
T_c	constante de temps de la charge du circuit continu (traction)
T_s	constante de temps du réseau d'alimentation du groupe convertisseur
U_{di}	tension continue fictive à vide
$U_{di\alpha}$	tension continue fictive à vide avec réglage
U_{d0}	tension continue conventionnelle à vide
U_{d00}	tension continue réelle à vide
U_{max1}	tension permanente la plus élevée
U_{Nd}	tension continue assignée
U_{nd}	tension nominale
U_{NL}	tension assignée à l'alimentation d'un groupe convertisseur
U_{NP}	tension assignée à l'onduleur d'un transformateur onduleur de traction
U_{NS}	tension assignée côté(s) convertisseur d'un transformateur convertisseur de traction
U_{NV}	tension alternative assignée côté(s) traction d'un transformateur onduleur
U_{Nv}	tension alternative assignée à l'alimentation d'un convertisseur
V_D	chute de tension résistive du circuit continu (traction) en pourcentage de U_{di}
V_{Dt}	chute de tension résistive relative totale en pourcentage de U_{di}
ψ	taux du facteur de puissance

4 Conditions de service

Les conditions de service applicables aux éléments individuels équipant le groupe s'appliquent. Au besoin, des exigences complémentaires sont disponibles dans la CEI 62498-2.

5 Exigences générales pour les groupes convertisseurs

5.1 Exigences de tension

La plage de tensions de sortie côté traction des groupes convertisseurs de traction doit être choisie pour alimenter la ligne de contact, en tenant compte des tensions limites données dans la CEI 60850.

NOTE Pour les groupes redresseurs à diodes, il est dans la plupart des cas acceptable que la tension pour un courant inférieur au courant de transition (voir la Figure 2 de la CEI 62590), excède U_{max1} , mais il convient que la tension conventionnelle à vide U_{d0} soit inférieure ou égale à U_{max1} . Lorsque la tension réelle à vide U_{d00} d'un groupe redresseur ne doit pas dépasser U_{d0} , il est recommandé de prendre des dispositions supplémentaires au redresseur afin de se prémunir d'une montée de tension pour des faibles courants.

La distorsion maximale admissible de la tension d'alimentation doit être celle indiquée en 5.3.2.1.3 de la CEI 62590.

Les groupes convertisseurs couplés en parallèle alimentant le même jeu de barres doivent présenter des caractéristiques de tension et d'impédance identiques dans les limites de la CEI 60076, et cela pour toute position semblable des prises.

La valeur efficace de la tension des groupes convertisseurs doit reposer sur la valeur moyenne redressée de la tension continue du réseau (voir Figure 1).

Lorsqu'un transformateur de traction possède côté alimentation plusieurs enroulements secondaires, la tension secondaire assignée de chaque enroulement diffère peu de celle de l'autre enroulement secondaire, même si les secondaires sont destinés à alimenter un seul pont de conversion. Dans tous les cas, les tolérances doivent être observées.

Normalement, l'efficacité du changeur de prises des transformateurs de traction ne doit être considérée que pour compenser les variations sur de longues périodes de la tension à l'alimentation.

5.2 Demande de courant

Le groupe convertisseur fait l'objet d'une charge dont les variations de l'amplitude et de la durée sont importantes. Le diagramme de charge estimé du groupe convertisseur doit donc être déterminé par l'acheteur avant d'émettre un appel d'offre. Une classe de service ou un cycle de charge doit être déterminé en fonction du diagramme de charge.

La puissance assignée des enroulements côté convertisseur, des transformateurs convertisseurs de traction connectés selon le numéro 9, est accrue, tenant compte de la distribution du courant entre les deux secondaires (voir CEI 62590, 6.7.3).

NOTE 1 Suivant les variations pendant un cycle quotidien de charge, il convient de calculer la valeur quadratique moyenne de la demande de charge la plus sévère pendant une période raisonnable. La charge peut être représentée par la puissance apparente ou par le courant à une tension fixe.

Les fortes charges au-dessus de cette valeur quadratique moyenne (surcharges) sont alors compensées par les faibles charges en dessous de cette valeur (sous-charges).

Pour les besoins de l'essai, il n'est pas réalisable d'utiliser un diagramme de charge. Par conséquent, un cycle conventionnel de charge, équivalent au diagramme de charge, est déterminé en considérant le profil de charge à de courts intervalles (disons 600 s).

La valeur quadratique moyenne du diagramme de charge et le cycle de charge sont conçus pour être identiques, de même que sont concernés les effets des surcharges et des sous-charges.

Cela est préférable lorsque cette représentation conventionnelle de la charge correspond fondamentalement à une classe de service normalisée.

NOTE 2 Les cycles de charges et les classes de services ont pour objet de soumettre à essai les éléments du groupe convertisseur.

NOTE 3 Des filtres peuvent être nécessaires pour limiter l'influence des harmoniques imposées aux tensions de traction et/ou d'alimentation (voir CEI/TR 60146-1-2). Ils peuvent augmenter la charge du transformateur en raison de la puissance réactive et des courants harmoniques. Il convient d'évaluer la charge supplémentaire.

5.3 Court-circuit

Le système de coupure du circuit en courant alternatif côté alimentation permet de rompre un court-circuit survenant à l'intérieur du groupe convertisseur et de ses connexions, le courant maximal de défaut ne dépendant que de l'impédance du circuit d'alimentation. Le groupe convertisseur doit être capable de résister aux courants continus de court-circuit pendant la durée de coupure du disjoncteur. Sauf spécification contraire, une durée de coupure de 0,15 s doit être prise en compte.

Le transformateur et le convertisseur doivent pouvoir supporter un court-circuit côté traction du groupe, lequel doit être normalement éliminé par les systèmes de coupure du côté traction. Ce système doit être dimensionné en tenant compte que le défaut doit être éliminé en 0,15 s. Le cycle de refermeture automatique du disjoncteur (le cas échéant) doit être pris en compte.

L'acheteur doit donner les informations relatives à la crête et à la durée du court-circuit ou fournir les éléments de calcul pertinents.

NOTE L'Annexe A donne des informations relatives au calcul des courants continus de court-circuit. Le disjoncteur du redresseur (le cas échéant) est destiné à la protection contre une conduction inverse de la puissance du court-circuit en cas de défauts internes.

Pour les systèmes de traction en courant alternatif, les deux actions sont exécutées par le disjoncteur en courant alternatif connecté au côté traction du groupe convertisseur.

5.4 Niveaux d'isolement

Les niveaux d'isollements donnés dans la CEI 62590 et l'EN 50329 s'appliquent.

6 Relations entre les paramètres des éléments d'un groupe convertisseur

6.1 Généralités

On doit prêter une attention toute particulière au fait qu'un transformateur de traction et qu'un convertisseur sont dimensionnés différemment. En effet, le courant assigné à la sortie détermine le courant de service assigné du transformateur convertisseur. De même, les tensions alternatives assignées sont celles à vide. Elles peuvent être comparées à la tension continue fictive à vide d'un redresseur, tandis que la tension continue assignée est celle à la charge assignée.

6.2 Relations théoriques

Le Tableau 2 donne les relations théoriques reposant sur une configuration idéale des harmoniques à l'entrée en courant alternatif du convertisseur selon un courant de forme rectangulaire (180° pour le montage n° 7 et 120° pour les autres montages). Les connexions du redresseur sont celles utilisées dans la CEI 62590 et l'EN 50329. Les paramètres de l'onduleur sont ceux applicables à un onduleur dont la tension alternative de crête est égale à la tension continue. Le fournisseur doit calculer de nouveaux paramètres lorsque d'autres types d'onduleur sont adoptés.

Les relations relatives aux courants sont valables pour n'importe quelle situation décrite dans la classe de service ou dans le cycle de charge et sont exprimées en valeur réduite. La désignation du courant admissible d'un groupe convertisseur selon une classe de service ne s'applique qu'au convertisseur lui-même, mais ne s'applique pas aux dispositifs dont la constante de temps est plus grande (les transformateurs, les câbles, les jeux de barres et les appareils de connexion, par exemple). Le Tableau 3 donne des proportions entre le courant de base du convertisseur et le courant assigné des autres dispositifs pour les classes de service normalisées. La base est le courant de base (en sortie) du convertisseur.

En ce qui concerne le montage n° 12, les enroulements secondaires du transformateur doivent être évalués pour la moitié de la tension du montage n° 8. Dans le montage n° 9, le courant à l'entrée du convertisseur (aval du transformateur) est la moitié de celui du montage n° 8. Les énoncés ci-dessus doivent tenir compte des tolérances.

Tableau 2 – Relations théoriques des convertisseurs commutés par le réseau

N° de montage	Couplage du transformateur côté valve	Couplage des valves	Tous groupes				Groupes alternatif/alternatif	
			I_{NGL}/I_{Nd}	I_{NL}/I_{Nd}	I_{NS}/I_{Nd}	U_{di}/U_{NL}	I_{NL}/I_{NV}	U_{NV}/U_{NL}
1	3	4	8	8.1	9	10	8.2	10.1
7			$\frac{1}{K_1}$	$\frac{0,9}{K_1}$	1	$\frac{0,9}{K_1}$	$\frac{0,637}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,637}{K_{12}}$
8			$\frac{0,816}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,816	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$
9			$\frac{0,789}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,408	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$
12			$\frac{1,577}{K_1}$	$\frac{1,56}{K_1}$	0,816	$\frac{2,7}{K_1}$	$\frac{1,103}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{1,91}{K_{12}}$
18			$\frac{0,816}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,816	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$
19			$\frac{0,816}{K_1}$	$\frac{0,78}{K_1}$	0,816	$\frac{1,35}{K_1}$	$\frac{0,551}{\psi \times K_{12}}$	$\frac{0,955}{K_{12}}$

NOTE 1 Les couplages sont numérotés conformément à la série CEI 60146.

NOTE 2 K_1 est le rapport de transformation du transformateur de traction.

NOTE 3 K_{12} est le rapport de transformation combiné des deux transformateurs côté alimentation et côté traction.

NOTE 4 Pour le taux du facteur de puissance ψ , voir 3.2.24.

NOTE 5 Les colonnes 8.2 et 10.1 se réfèrent aux groupes alimentés en courant alternatif à la fois du côté alimentation et du côté traction. Ils sont basés uniquement sur le cas le plus simple d'un onduleur dont le pic de tension alternative est égal à la tension continue.

Tableau 3 – Relation valide dans la plupart des cas entre le courant de base et le courant assigné

Classe de service	I	V	VI	VII	VIII	IX
I_B/I_N	1	0,81	0,80	0,81	0,81	0,78

7 Essais permettant de vérifier le bon fonctionnement du groupe convertisseur

7.1 Généralités

Les essais suivants sont destinés à vérifier la conception générale du groupe. Ils s'appliquent uniquement s'ils ont été explicitement exigés dans l'appel d'offre et ont fait l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fournisseur en tant qu'essais d'investigation (voir VEI 811-10). Les caractéristiques du groupe vérifiées dans le cadre de ces essais peuvent aussi être déduites des calculs reposant sur des essais effectués sur les éléments individuels du groupe.

NOTE Si les éléments sont apportés par différents fournisseurs, il convient de réglementer le partage des responsabilités par un contrat.

7.2 Exécution des essais

Selon l'accord contractuel, les essais peuvent être réalisés dans la station d'essai du fabricant ou dans un laboratoire d'essai indépendant. Les conditions électriques doivent être équivalentes à celles réellement rencontrées en service.

Le groupe convertisseur doit être connecté en interne comme en fonctionnement normal, tous les accessoires (inductance d'inter-pont, inductances, par exemple) étant raccordés.

Sauf accord contraire lors du contrat, les tensions alternatives d'alimentation et d'essai doivent être à la fréquence assignée.

7.3 Programme d'essai

Les essais (essais supplémentaires ou d'investigation) admis pour vérifier la conception d'un groupe convertisseur sont donnés dans le Tableau 4.

Tableau 4 – Récapitulatif des essais

N°	Essai	Référence
1	Détermination des pertes du groupe convertisseur	7.4
2	Mesures du facteur de puissance	7.5
3	Mesure de la chute de tension inhérente	7.6
4	Essai de court-circuit	7.7

7.4 Détermination des pertes du groupe convertisseur

Les pertes dans le transformateur, le convertisseur et les équipements auxiliaires sont mesurées séparément. En règle générale, il suffit de faire la somme des valeurs obtenues séparément, en prenant soin de convertir les pertes en une charge commune. Sauf accord contraire entre l'acheteur et le fournisseur, la détermination des pertes de puissances est basée sur I_{Bd} . Si la contribution des câbles ou des connexions aux barres doit être prise en compte, les puissances d'entrée et de sortie peuvent être mesurées.

7.5 Mesures du facteur de puissance

En règle générale, il n'est pas utile de mesurer le facteur de puissance. Le facteur de puissance des convertisseurs sans réglage dépend uniquement du transformateur d'alimentation et varie avec la charge.

Dans les autres cas, il est éventuellement possible de mesurer le facteur de puissance comme le facteur de puissance totale du transformateur et du convertisseur réunis, en appliquant une charge résistive limitée et en comparant la puissance d'entrée réelle à la puissance apparente.

7.6 Mesure de la chute de tension inhérente

Le groupe convertisseur doit être alimenté à la tension alternative assignée. Une valeur spécifiée doit être attribuée au courant de commande du transducteur, etc., selon un angle de retard nul, la tension continue et le courant continu étant mesurés tant que le courant continu varie.

Le groupe convertisseur doit être alimenté à la tension assignée pour l'alimentation U_{NL} . La tension continue et le courant continu doivent être mesurés tant que le courant continu varie.

La chute de tension intrinsèque des groupes redresseurs à diodes conçus pour une classe de service doit être mesurée à vide, au courant de base et aux surintensités prescrites pour la classe de service. Si aucune disposition pour parer à une montée en tension au-dessous du courant de transition (voir CEI 62590) n'est spécifiée, la tension à vide peut être mesurée à un courant n'excédant pas le courant de transition de plus de 10 A.

Pour les autres groupes convertisseurs, les valeurs du courant permettant de déterminer la chute de tension inhérente (le cas échéant) doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fournisseur.

7.7 Essai de court-circuit

Après accord entre l'acheteur et le fournisseur lors de l'appel d'offre, l'essai peut être réalisé dans une station d'essai et/ou sur site, afin de vérifier le comportement du groupe convertisseur dans les conditions de court-circuit. L'essai doit être réalisé conformément aux procédures ci-dessous:

Le transformateur doit être alimenté à la tension assignée avec une forme d'onde conforme à la CEI 61000-2-12. Le courant est affecté par le contenu des harmoniques dû au fonctionnement du convertisseur.

Il n'est pas admis de saturer le transformateur pour assurer un courant de court-circuit total.

Le court-circuit doit être établi du côté traction du groupe convertisseur, sur le jeu de barres de sortie du groupe lui-même. Le courant de court-circuit doit être éliminé par le disjoncteur côté alimentation ou limité par le convertisseur, dans le cas d'un convertisseur avec réglage. Cet essai simule un défaut aux bornes de sortie du groupe convertisseur.

Un oscillographe doit enregistrer la tension et le courant, côtés primaire et secondaire du groupe.

En principe, les mesures suivantes doivent être réalisées:

- la tension et le courant pendant le défaut;
- l'impédance avant l'essai, immédiatement après le premier court-circuit et 1 h après la première mesure.

Pour démontrer la réussite de l'essai, l'impédance mesurée après l'essai ne doit pas différer de plus de 3 % par rapport à celle du transformateur mesuré avant l'essai.

Un contrôle visuel du groupe convertisseur et des connexions doit être exécuté pour vérifier qu'aucune avarie mécanique n'est survenue au cours de l'essai de court-circuit.

Annexe A (informative)

Détermination de la chute de tension et des courants de court-circuit des groupes convertisseurs

A.1 Généralités

Les couplages usuels des groupes convertisseurs sans réglage utilisés dans les réseaux de traction sont ceux représentés aux numéros: 8, 9 et 12 (voir Tableau 2).

La présente annexe donne une méthode simplifiée de détermination des caractéristiques à la sortie en courant continu des groupes convertisseurs utilisant un des couplages mentionnés ci-dessus.

Les caractéristiques des groupes convertisseurs sans réglage peuvent être représentées par une courbe comprise entre la tension à vide U_{d0} et le point de court-circuit (voir Figure A.1). Cette courbe donne uniquement les valeurs du courant stationnaires et non les valeurs transitoires.

La méthode décrite au Tableau A.1 donne la possibilité de déterminer les caractéristiques de tension, ainsi que les courants stationnaires et transitoires.

Les valeurs les plus importantes des convertisseurs de traction sont:

- la tension continue conventionnelle à vide U_{d0} ($U_{d0} \approx U_{di}$);
- la tension continue assignée U_{Nd} au courant de base I_{Bd} ;
- la tension continue U_d aux valeurs spécifiques des courants de surcharge;
- la valeur stationnaire I_{SS} et la valeur crête $\hat{I}_{SS}$ du courant de court-circuit aux bornes de sortie du redresseur, ainsi qu'à n'importe quelle distance de la sous station et du système d'alimentation continue.

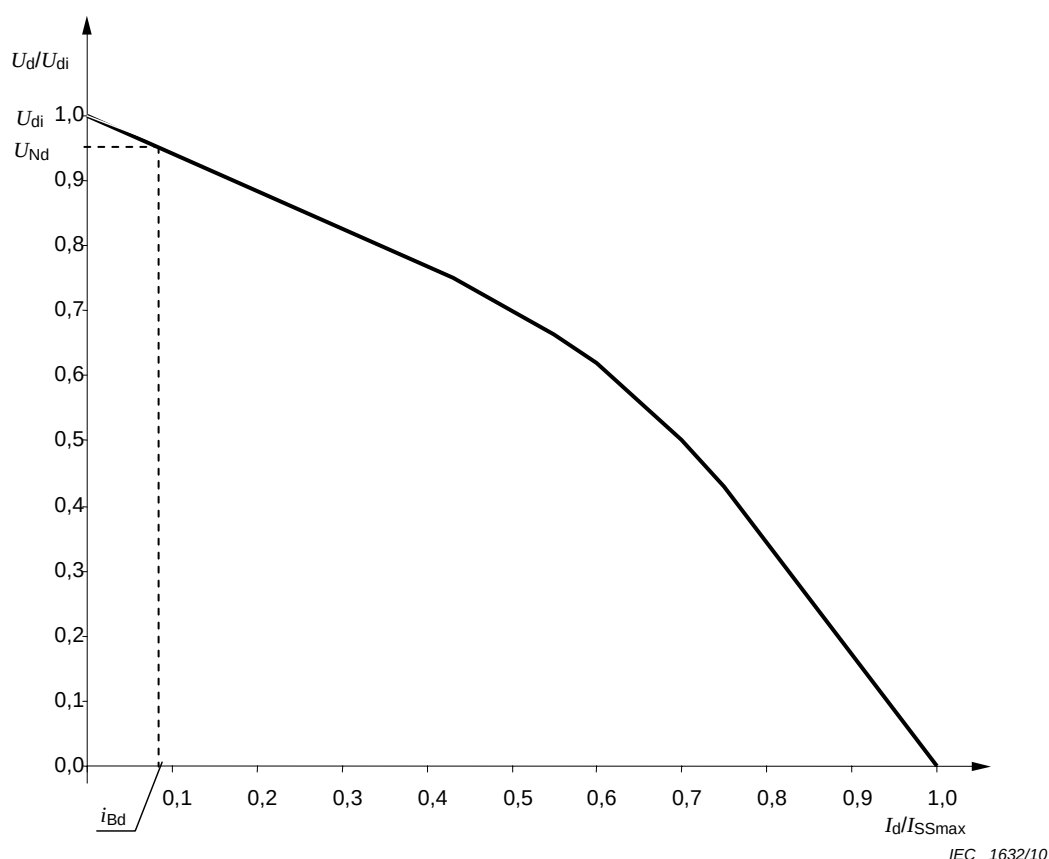


Figure A.1 – Caractéristique typique d'un groupe redresseur

Pour les groupes redresseurs hexaphasés, le Tableau A.1 est utilisé avec la Figure A.2.

Les caractéristiques des groupes redresseurs dodécaphasés dépendent du facteur de couplage des enroulements secondaires du transformateur convertisseur. Lorsque les enroulements secondaires ne sont pas couplés, les caractéristiques sont identiques à celles du couplage à pont triphasé hexaphasé (couplage numéro 8).

Pour les groupes redresseurs dodécaphasés avec facteur de couplage $K \approx 0$, le Tableau A.1 est utilisé avec la Figure A.2.

Pour les groupes redresseurs dodécaphasés avec enroulements secondaires étroitement couplés (facteur de couplage $K \approx 1$), le Tableau A.1 est utilisé avec la Figure A.3.

A.2 Description de la méthode

La détermination des caractéristiques de la tension ainsi que le calcul des valeurs du courant de court-circuit en régime établi et des valeurs crêtes des transitoires pendant un défaut aux bornes du redresseur, sont donnés aux étapes 1 à 5 du Tableau A.1.

Pour des impédances de charge données, la détermination des caractéristiques, le calcul des valeurs de court-circuit en régime établi et les valeurs crêtes des transitoires sont donnés aux étapes 6 à 10. De telles impédances de charge sont, par exemple, la résistance des câbles jusqu'à l'appareillage en courant continu ou jusqu'au point de raccordement à la ligne et l'inductance des selfs de lissage ou des bobines limitatives de la montée du courant.

La détermination de la montée initiale $di/dt_{t=0}$ du courant de court-circuit est donnée à l'étape 11.

La détermination du domaine linéaire de la chute de tension est donnée à l'étape 12.

Données nécessaires pour le calcul:

- courant continu de base I_{Bd} du redresseur;
- tension continue à vide U_{di} ;
- composante inductive de la tension de court-circuit du transformateur e_{xB} ;
- composante résistive de la tension de court-circuit du transformateur e_{rB} (voir Note 1 du Tableau A.1);
- facteur de couplage (seulement pour les redresseurs dodécaphasés, voir Note 5 du Tableau A.1 et EN 50329, 1.3.16).

Tableau A.1 – Méthode d'utilisation des graphiques dans la Figure A.2 et la Figure A.3

Étape	Action	Formules
1	Calculer d_{xB} et d_{rB} . Calculer le rapport I_{Bd} / I_{SSmax} . Tracer une droite verticale à I_{Bd} / I_{SSmax} . Calculer I_{SSmax} .	$d_{xB} = 0,5 \times e_{xB}$ (pour la Figure A.2) $d_{xB} = 0,26 \times e_{xB}$ (pour la Figure A.3) $d_{rB} = e_{rB}$ $\frac{I_{Bd}}{I_{SSmax}} = (1+K) \times \sqrt{3} \times d_x$
2	Marquer d_{rB} sur la droite verticale tracée à l'étape 1. Pour augmenter la précision, il est recommandé de tracer une droite verticale à $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$ et de marquer le point $10 \times d_{rB}$ sur cette droite.	
3	Tracer une droite entre le point zéro et le point marqué à l'étape 2. La distance entre cette droite et la courbe $L_d = \infty$ donne la caractéristique externe de tension aux bornes du groupe redresseur; la distance sous cette droite et l'axe horizontal donne la chute de tension résistive; la distance entre la courbe $L_d = \infty$ et U_{di} donne la chute de tension inductive. Calculer U_{Nd} à I_{Bd} . La tension externe pour toutes les autres valeurs de courant dans le domaine linéaire de la chute de tension peut être calculée de la même manière.	$U_{Nd} = [100 \% - (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di}$
4	L'intersection de la droite tracée à l'étape 3 avec la courbe $L_d = \infty$ (correspondant à $T_c = \infty$) donne le rapport de la valeur stationnaire du courant de court-circuit I_{SS} / I_{SSmax} pour un défaut franc aux bornes de sortie du redresseur.	
5	L'intersection de la droite tracée à l'étape 3 avec la courbe $L_d = 0$ (correspondant à $T_c = 0$) donne le rapport de la valeur transitoire du courant de court-circuit à I_{SSmax} pour un défaut franc aux bornes de sortie du redresseur. Pour tenir compte de l'ondulation du courant continu, cette valeur doit être multipliée par 1,05 pour obtenir la valeur crête du courant de court-circuit $\hat{I}_{SS}$.	
6	Introduction de la résistance de charge R_d . Calculer la chute de tension résistive relative du côté continu V_D à I_{Bd} . Calculer la chute de tension résistive relative totale V_{Dt} . Multiplier la valeur par 10 et la marquer sur la ligne verticale à $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$.	$V_D = R_d \times I_{Bd} / U_{di}$ $V_{Dt} = d_{rB} + V_D$
7	Tracer une droite entre le point zéro et le point marqué à l'étape 6.	

Étape	Action	Formules
8	L'intersection de la droite tracée à l'étape 7 avec la courbe $L_d = \infty$ (correspondant à $T_c = \infty$) donne le rapport de la valeur stationnaire du courant de court-circuit I_{SS} / I_{SSmax} pour un défaut côté continu avec une résistance de charge R_d .	
9	L'intersection de la droite tracée à l'étape 7 avec la courbe $L_d = 0$ (correspondant à $T_c = 0$) donne le rapport de la valeur transitoire du courant de court-circuit à I_{SSmax} pour un défaut côté continu avec une résistance de charge R_d . Pour tenir compte de l'ondulation du courant continu, cette valeur doit être multipliée par 1,05 pour obtenir la valeur crête du courant de court-circuit $\hat{I}_{SS}$.	
10	Introduction de la constante de temps T_c du circuit continu. L'intersection de la droite tracée à l'étape 7 avec la courbe T_c donne le rapport de la valeur transitoire du courant de court-circuit à I_{SSmax} pour un défaut côté continu avec une résistance de charge R_d et une constante de temps donnée T_c . Pour tenir compte de l'ondulation du courant continu, cette valeur doit être multipliée par 1,05 pour obtenir la valeur crête du courant de court-circuit $\hat{I}_{SS}$.	$T_c = L_d / R_d$
11	La montée initiale ($di/dt_{t=0}$) du courant de court-circuit peut être calculée à partir de l'inductance L_s du transformateur et l'inductance L_d du circuit continu.	$di/dt_{t=0} = U_{di} / (1,5 \times L_s + L_d)$ avec: $L_s = \frac{U_{Bv} \times e_x}{I_{Bv} \times \varpi} = \frac{U_{di} \times e_x}{I_{Bd} \times f_N \times 12}$ $L_d = T_d \times R_d$
12	Le domaine linéaire de la chute de tension se détermine sur la caractéristique externe, et le courant maximum correspondant peut être calculé.	$I_{dlinmax} = 0,45 \times I_{SSmax}$ (pour la Figure A.2) $I_{dlinmax} = 0,35 \times I_{SSmax}$ (pour la Figure A.3)
NOTE 1 e_{rB} peut être calculé comme le rapport des pertes en charge sur la puissance assignée du transformateur, en première approximation e_{rB} peut être supposé égal à $0,1 \times e_{xB}$. NOTE 2 La puissance de court-circuit du réseau d'alimentation peut être introduite en ajoutant la tension d'impédance relative du réseau e_{xL} à la tension de court-circuit du transformateur e_{xB}. NOTE 3 La chute de tension des diodes peut être introduite de la même manière comme une impédance de charge. NOTE 4 La résistance du redresseur peut être admise égale à 1 mΩ, la constante de temps électrique du groupe redresseur peut être admise égale à 10 ms. NOTE 5 La valeur du facteur de couplage K des transformateurs à enroulements secondaires étroitement couplés se trouve normalement dans la gamme comprise entre 0,90 et 0,93. Lorsque le facteur de couplage K du transformateur convertisseur n'est pas connu, il convient de prendre la valeur $K = 0,9$ pour les calculs. NOTE 6 L'échelle de la constante de temps T_s dans les Figures A.2 et A.3 dépend de la fréquence assignée: $T_s = \frac{1}{\omega \cdot \frac{e_{rB}}{e_{xB}}} \quad \text{Pour 50 Hz: } T_s = \frac{3,18 \times 10^{-3}}{\frac{e_{rB}}{e_{xB}}} \quad [\text{ms}]$		

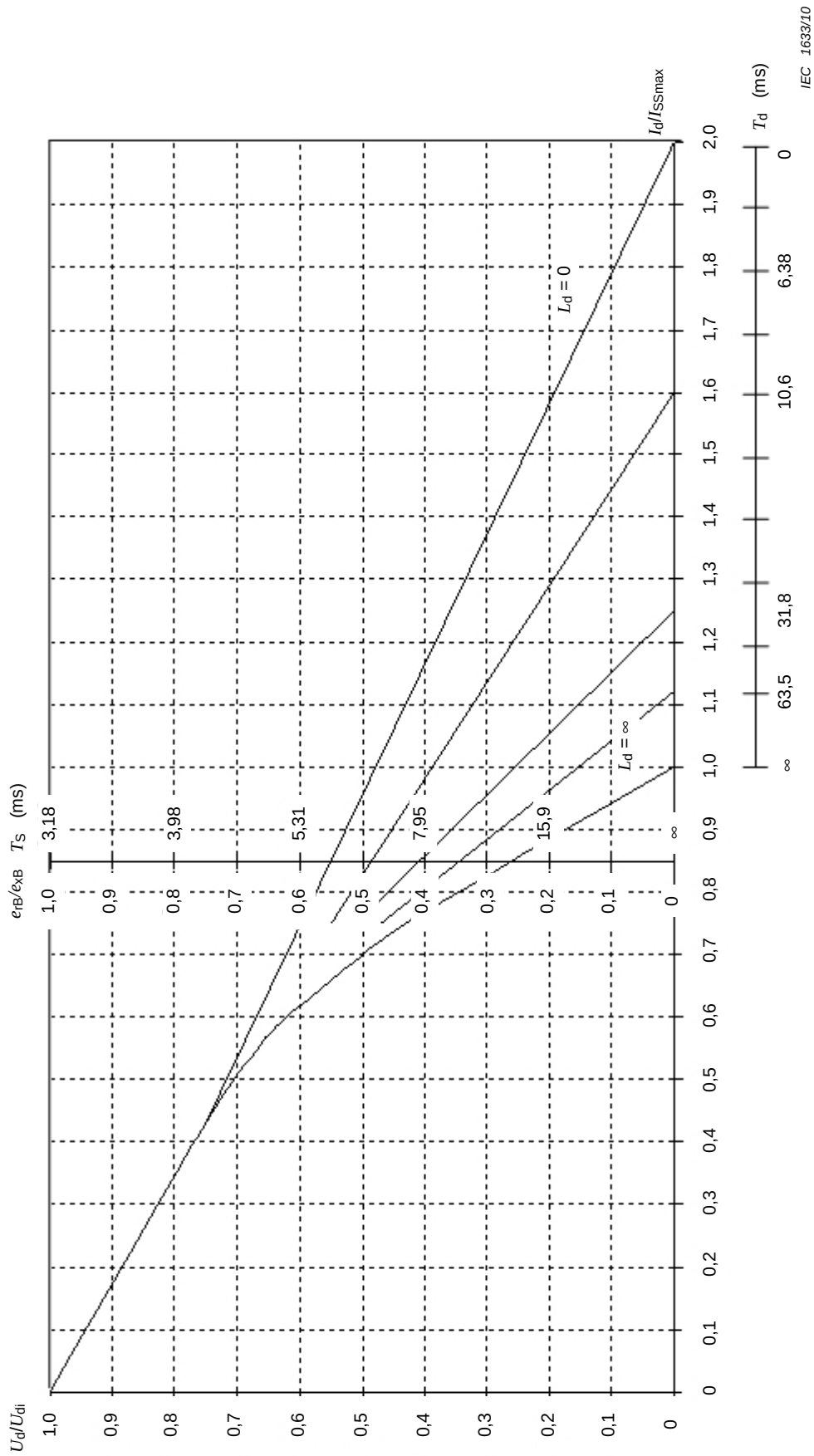


Figure A.2 – Caractéristiques externes des groupes redresseurs hexaphasés (pont triphasé) et dodécaphasés avec enroulements du transformateur non couplés magnétiquement ($K = 0$)

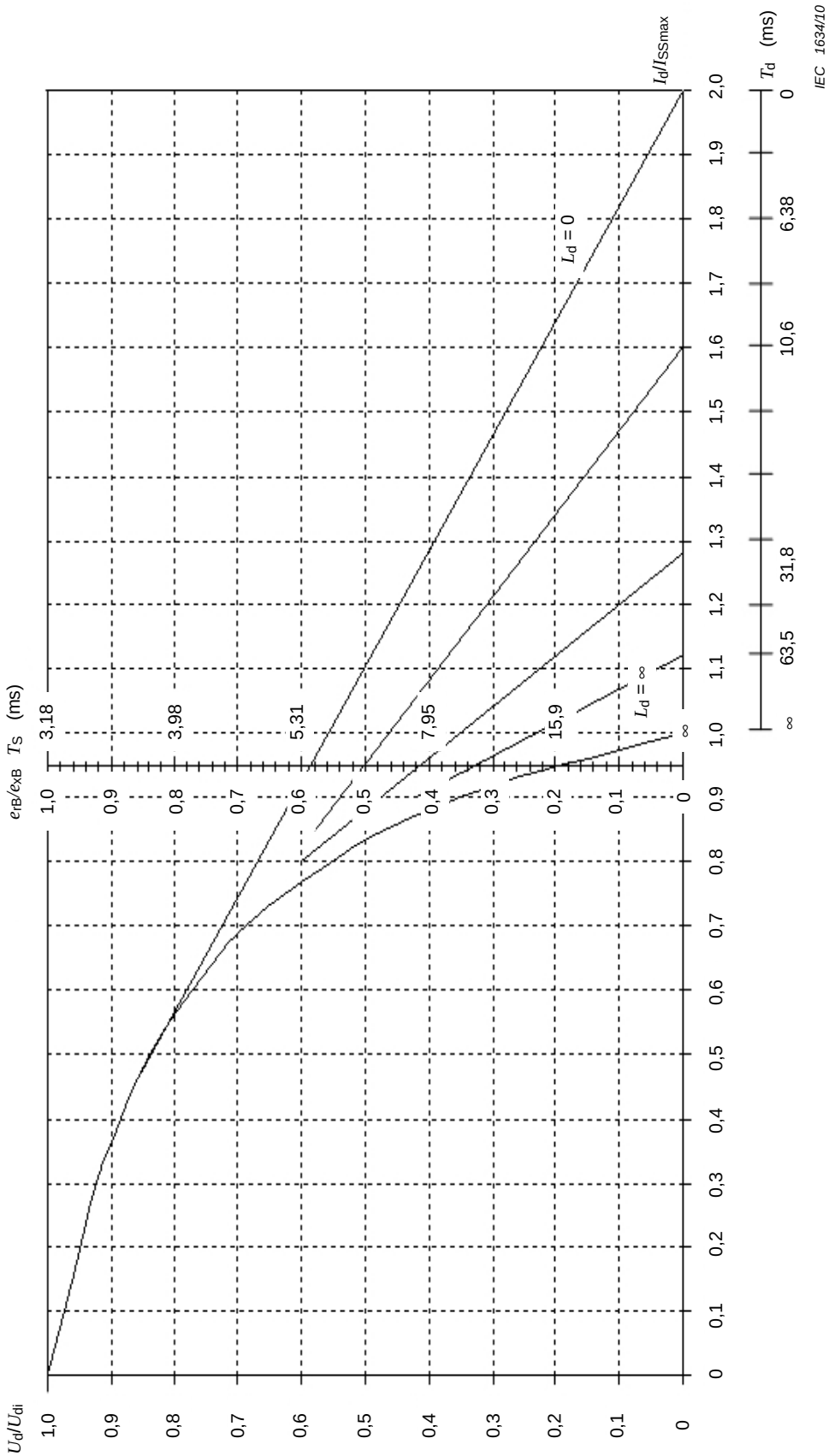


Figure A.3 – Caractéristiques externes des groupes redresseurs dodécaphasés avec enroulements secondaires étroitement couplés du transformateur convertisseur ($K \approx 1$)

A.3 Exemple d'un groupe redresseur hexaphasé (pont triphasé) ou dodécaphasé avec enroulements du transformateur non couplés magnétiquement ($K \approx 0$)

L'exemple montre le calcul de la chute de tension et des courants de court-circuit d'un groupe redresseur typique pour réseau de tramway. Les points et droites du Tableau A.2 se rapportent à la Figure A.4.

Données du groupe redresseur:

$$I_{Bd} = 1\,000\text{ A}$$

$$U_{di} = 660\text{ V}$$

$$e_{xB} = 10\%$$

$$e_{rB} = 1,5\%$$

Données de la charge côté continu:

$$R_d = 10\text{ m}\Omega$$

$$T_c = 10\text{ ms}$$

Tableau A.2 – Exemple d'application du Tableau A.1 d'un groupe redresseur hexaphasé (pont triphasé) ou dodécaphasé avec enroulements du transformateur non couplés magnétiquement ($K \approx 0$)

Étape	Action	Formules
1	Calculer d_{xB} et d_{rB} . Calculer le rapport I_{Bd} / I_{SSmax} . Tracer une droite verticale à I_{Bd} / I_{SSmax} [Ligne 1]. Calculer I_{SSmax} .	$d_{xB} = 0,5 \times e_{xB} = 5\%$ $d_{rB} = e_{rB} = 1,5\%$ $\frac{I_{Bd}}{I_{SSmax}} = 1 \times \sqrt{3} \times 0,05 = 0,0866$ $I_{SSmax} = 1\,000\text{ A} / 0,0866 = 11\,547\text{ A}$
2	Tracer une droite verticale à $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$. Marquer sur la droite le point $10 \times d_{rB}$ [Point 2].	$10 \times I_{Bd} / I_{SSmax} = 0,866$ $10 \times d_{rB} = 0,15$
3	Tracer une droite [Ligne 3] entre le point zéro et le Point 2. La distance entre la Ligne 3 et la courbe $L_d = \infty$ (correspondant à $T_c = \infty$) donne la caractéristique externe de tension du groupe redresseur. Calculer U_{Nd} à I_{Bd} . Calculer U_d à $3 \times I_{Bd}$.	$U_{Nd} = [100\% - (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di}$ $U_{Nd} = 615\text{ V}$ $U_{d300\%} = [100\% - 3 \times (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di}$ $U_{d300\%} = 531\text{ V}$
4	L'intersection de la Ligne 3 avec la courbe $L_d = \infty$ donne le rapport de la valeur stationnaire du courant de court-circuit I_{SS} pour un défaut franc aux bornes du redresseur à I_{SSmax} [Point 4].	$I_{SS} = 0,91 \times I_{SSmax} = 10\,508\text{ A} = 10\,700\text{ A}$
5	L'intersection de la Ligne 3 avec la courbe $L_d = 0$ donne le rapport de la valeur transitoire du courant de court-circuit à I_{SSmax} pour un défaut franc aux bornes du redresseur [Point 5]. Pour tenir compte de l'ondulation du courant continu, cette valeur doit être multipliée par 1,05 pour obtenir la valeur crête du courant de court-circuit $\hat{I}_{SS}$.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,47 \times I_{SSmax} = 17\,823\text{ A}$

Étape	Action	Formules
6	Introduire la résistance de charge R_d. Calculer la chute de tension résistive relative du côté continu V_D à I_{Bd}. Calculer la chute de tension résistive relative totale V_{Dt}. Marquer la valeur $10 \times V_{Dt}$ sur la droite verticale à $10 \times I_{Bd}$, [Point 6].	$V_D = R_d \times I_{Bd} / U_{di} = 1,52 \%$ $V_{Dt} = d_{rB} + V_D = 3,02 \%$
7	Tracer une droite [Ligne 7] entre le point zéro et le Point 6.	
8	L'intersection de la Ligne 7 avec la courbe $L_d = \infty$ donne le rapport de la valeur stationnaire du courant de court-circuit I_{SS} / I_{SSmax} pour un défaut avec une résistance de charge R_d [Point 8].	$I_{SS} = 0,83 \times I_{SSmax} = 9\,584 \text{ A}$
9	L'intersection de la Ligne 7 avec la courbe $L_d = 0$ donne le rapport de la valeur transitoire du courant de court-circuit [Point 9] à I_{SSmax} pour un défaut avec une résistance de charge continue R_d. Pour tenir compte de l'ondulation du courant continu, cette valeur doit être multipliée par 1,05 pour obtenir la valeur crête du courant de court-circuit $\hat{I}_{SS}$.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,16 \times I_{SSmax} = 14\,065 \text{ A}$
10	L'intersection de la ligne 7 avec la courbe $T_c = 10 \text{ ms}$ donne le rapport de la valeur transitoire du courant de court-circuit à I_{SSmax} pour un défaut avec une résistance de charge continue R_d et une constante de temps donnée T_c. [Point 10]. Pour tenir compte de l'ondulation du courant continu, cette valeur doit être multipliée par 1,05 pour obtenir la valeur crête du courant de court-circuit $\hat{I}_{SS}$.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,03 \times I_{SSmax} = 12\,488 \text{ A}$
11	La montée initiale ($di/dt_{t=0}$) du courant de court-circuit peut être calculée à partir de l'inductance L_s du transformateur et l'inductance L_d du circuit continu.	$di / dt_{t=0} = \frac{U_{di}}{1,5 \times L_s + L_d}$ $L_s = \frac{660 \times 0,1}{1000 \times 50 \times 12} \text{ H} = 0,11 \times 10^{-3} \text{ H}$ $L_d = 10 \times 10^{-3} \text{ s} \times 10 \times 10^{-3} \Omega = 0,1 \times 10^{-3} \text{ H}$ $di / dt_{t=0} = \frac{660}{1,5 \times 0,11 + 0,1} \cdot \frac{\text{V}}{10^{-3} \text{ H}} = 2,49 \frac{\text{kA}}{\text{ms}}$
12	Domaine linéaire de la chute de tension: La chute de tension est linéaire jusqu'à un rapport de courant $I_d / I_{SSmax} = 0,45$.	$I_{dlinmax} = 0,45 \times I_{SSmax} = 5\,196 \text{ A}$

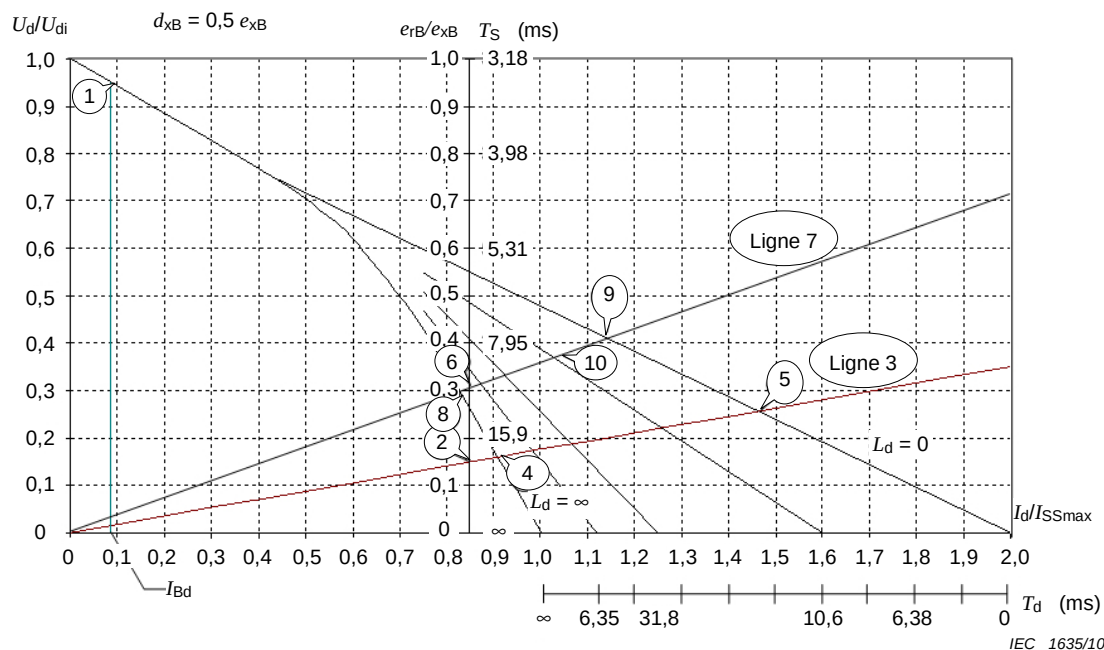


Figure A.4 – Détermination des courants de court-circuit d'un groupe redresseur hexaphasé (pont triphasé) ou dodécaphasé avec enroulements du transformateur non couplés magnétiquement ($K \approx 0$)

A.4 Exemple d'un groupe redresseur dodécaphasé avec enroulements secondaires étroitement couplés du transformateur convertisseur ($K \approx 1$)

L'exemple montre le calcul de la chute de tension et des courants de court-circuit d'un groupe redresseur typique d'alimentation de réseau ferroviaire. Les points et droites du Tableau A.3 se rapportent à la Figure A.5.

Données du groupe redresseur:

$$I_{Bd} = 1\,600 \text{ A}$$

$$U_{di} = 3\,600 \text{ V}$$

$$e_{xB} = 12 \%$$

$$e_{rB} = 1,2 \%$$

$$K = 0,92$$

Données de la charge côté continu:

$$R_d = 10 \text{ m}\Omega$$

$$T_c = 10 \text{ ms}$$

Tableau A.3 – Exemple d'application du Tableau A.1 à un groupe redresseur dodécaphasé avec enroulements secondaires étroitement couplés du transformateur convertisseur ($K \approx 1$)

Étape	Action	Formules
1	Calculer d_{xB} et d_{rB}. Calculer le rapport I_{Bd} / I_{SSmax}. Tracer une droite verticale à I_{Bd} / I_{SSmax} [Ligne 1]. Calculer I_{SSmax}.	$d_{xB} = 0,26 \times e_{xB} = 3,12 \%$ $d_{rB} = e_{rB} = 1,2 \%$ $\frac{I_{Bd}}{I_{SSmax}} = (1 + 0,92) \times \sqrt{3} \times 0,0312 = 0,104$ $I_{SSmax} = \frac{1\,600\text{ A}}{1,92 \times \sqrt{3} \times 0,0312} = 15\,421\text{ A}$
2	Tracer une droite verticale à $10 \times I_{Bd} / I_{SSmax}$. Marquer à $10 \times I_{Bd}$ le point $10 \times d_{rB}$ [Point 2] .	$10 \times I_{Bd} / I_{SSmax} = 1,04$ $10 \times d_{rB} = 0,12$
3	Tracer une droite [Ligne 3] entre le point zéro et le Point 2. La distance entre la Ligne 3 et la courbe $L_d = \infty$ donne la caractéristique externe de tension du groupe redresseur. Calculer U_{Nd} à I_{Bd}.	$U_{Nd} = [100 \% - (d_{xB} + d_{rB})] \times U_{di}$ $U_{Nd} = 3\,449\text{ V}$
4	L'intersection de la Ligne 3 avec la courbe $L_d = \infty$ donne le rapport de la valeur stationnaire du courant de court-circuit I_{SS} / I_{SSmax} pour un défaut franc aux bornes du redresseur. [Point 4].	$I_{SS} = 0,97 \times I_{SSmax} = 14\,958\text{ A}$
5	L'intersection de la Ligne 3 avec la courbe $L_d = 0$ donne le rapport de la valeur transitoire du courant de court-circuit à I_{SSmax} [Point 5]. Pour tenir compte de l'ondulation du courant continu, cette valeur doit être multipliée par 1,05 pour obtenir la valeur crête du courant de court-circuit $\hat{I}_{SS}$ pour un défaut franc aux bornes du redresseur.	$\hat{I}_{SS} = 1,05 \times 1,65 \times I_{SSmax} = 26\,717\text{ A}$
6 – 10	Non utilisés dans l'exemple	
11	La montée initiale ($di/dt_{t=0}$) du courant de court-circuit peut être calculée à partir de l'inductance L_s du transformateur et l'inductance L_d du circuit continu.	$di / dt_{t=0} = \frac{U_{di}}{1,5 \times L_s + L_d}$ $L_s = \frac{3\,600 \times 0,12}{1\,600 \times 50 \times 12} \text{ H} = 0,45 \times 10^{-3} \text{ H}$ $L_d = 10 \times 10^{-3} \text{ s} \times 10 \times 10^{-3} \Omega = 0,1 \times 10^{-3} \text{ H}$ $di / dt_{t=0} = \frac{3\,600}{1,5 \times 0,45 + 0,1} \cdot \frac{\text{V}}{10^{-3} \text{ H}} = 4,65 \frac{\text{kA}}{\text{ms}}$
12	Domaine linéaire de la chute de tension: la chute de tension est linéaire jusqu'à un rapport de courant $I_d / I_{SSmax} = 0,35$.	$I_{dlinmax} = 0,35 \times I_{SSmax} = 5\,397\text{ A}$

Annexe B (informative)

Exemples de facteurs de puissance des groupes convertisseurs avec sortie en courant continu

B.1 Généralités

Il est à considérer que la variation du facteur de puissance due au transformateur de traction repose sur un courant magnétisant pouvant représenter 1 % du courant assigné avec un déplacement du facteur de puissance à pleine charge aux alentours de 0,05. Si des thyristors sont utilisés à la place des diodes, le facteur de puissance dépend de la commande et peut atteindre n'importe quelle valeur.

B.2 Considérations relatives à la variation du courant fondamental et du facteur de puissance des redresseurs

B.2.1 Considérations de base

Rappel des hypothèses et grandeurs déjà mentionnées suivantes:

- les courants continus sont supposés ne faire l'objet d'aucune ondulation;
- taux de charge: $k_d = \frac{I_d}{I_{dN}}$;
- réactance de commutation: x_c (exprimée en valeur réduite et correspondant au rapport de court-circuit du transformateur entre l'enroulement primaire et chaque enroulement secondaire, basée sur la caractéristique assignée de l'enroulement secondaire);
- taux de charge conventionnel: $k_{dx} = k_d \cdot x_c$.

B.2.2 Première zone de travail

En premier lieu, la première zone de travail est destinée à la zone dont l'angle $u < 60^\circ$ pour le montage n° 8 et un angle $u < 30^\circ$ pour les montages n° 9 et n° 12.

Ensuite, en l'absence de commutation simultanée, on obtient:

$$k_{dx} < 0,5$$

Cette valeur est valable pour le montage n° 8 du Tableau 2, mais elle peut également être considérée pour les montages n° 9 et n° 12, lorsque les enroulements secondaires du transformateur ne sont plus couplés. Cela est valable quelle que soit la charge.

Pour les montages n° 9 et n° 12, lorsque les deux enroulements secondaires sont entièrement couplés, on obtient:

$$k_{dx} < 0,127$$

La formule de l'harmonique fondamentale et du facteur de puissance est très complexe mais linéaire dans le domaine considéré. Nous avons:

$$I_d = 0,78 - 0,048 \times k_{dx}$$

La formule est valable pour les montages n° 8 et n° 9, tandis qu'elle doit être multipliée par 2 pour le montage n° 12, avec un écart minimal pour la linéarité imparfaite.

Avec les hypothèses linéaires ci-dessus, le facteur de puissance de l'onde fondamentale est:

$$\cos \varphi = 1 - 0,453 \times k_{dx}$$

L'écart maximal pour la non-linéarité est de 0,1 %.

La formule ne tient pas compte du courant magnétisant du transformateur de traction.

B.2.3 Seconde zone de travail

Cette zone de travail présente un intérêt pratique uniquement pour les montages n° 9 et n° 12 avec les enroulements secondaires du transformateur entièrement couplés.

A titre indicatif, le facteur de puissance augmente rapidement, disons jusqu'à 0,99, le courant pouvant atteindre $0,2 \times I_{NP}$, puis diminue pour atteindre 0,9 à environ 300 % dudit courant.

Annexe C (informative)

Bobine d'inductance d'inter-pont

C.1 Généralités

Dans le montage n° 9, les tensions d'ondulation des deux ponts en parallèle sont décalées de 30 degrés électriques. Dès lors, une tension alternative avec une fréquence de six fois la fréquence de ligne apparaît entre les deux ponts, occasionnant ainsi la circulation d'un courant alterné dans cette dernière. La valeur de ce courant dépend de la réactance du circuit. En pratique, il s'agit de la somme des réactances entre les deux secondaires du transformateur convertisseur et, le cas échéant, la bobine d'inductance d'inter-pont. Si le taux de réactance du transformateur de traction est faible, la réactance entre les secondaires est élevée et réduit d'elle-même le courant alterné à des valeurs raisonnables. Par conséquent, la bobine d'inductance d'inter-pont peut être omise. De l'autre côté, si le taux de réactance est élevé, la réactance entre les deux secondaires est très faible, et la bobine d'inductance d'inter-pont est nécessaire pour réduire le courant alterné à des valeurs raisonnables.

C.2 Tension et courants

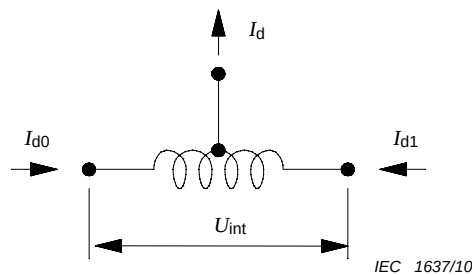


Figure C.1 – Bobine d'inductance d'inter-pont

La Figure C.1 représente la tension et les courants de la bobine d'inductance d'inter-pont. La tension de sortie est la moyenne des valeurs d'entrée. La valeur de la tension appliquée à la bobine d'inductance n'est pas constante, mais dépend de la charge. Considérant que toute la chute de tension est appliquée à la bobine d'inductance, c'est-à-dire négligeant la chute de tension dans le transformateur, comme c'est pratiquement le cas pour $K \approx 1$, la tension théorique à vide est pratiquement une onde de forme triangulaire, et la valeur de crête à crête est:

$$U_{\text{intpp}} = 0,378 \times U_{\text{NS}} \quad (\text{C.1})$$

Quand le courant augmente, la forme de l'onde du courant change de telle façon que la valeur efficace augmente, mais la valeur de crête à crête reste la même. Ceci se produit tant que la charge n'atteint pas le point de transition entre la première et la seconde zone de travail, c'est-à-dire quand l'angle d'empiètement α atteint 30°. Dans cette condition, la tension a pratiquement une forme d'onde rectangulaire, avec une tension de crête à crête égale à la tension à vide. A des charges plus élevées, la tension diminue.

Au point de transition entre les deux zones de travail, la forme d'onde du courant est triangulaire, et il est nécessaire de choisir la réactance de la bobine d'inductance afin de réduire le courant à une valeur raisonnable. Elle peut être égale à 20 % de la valeur de crête

à crête de la valeur réelle du courant continu d'un seul pont, ce qui représente la moitié du courant continu du convertisseur.

C.3 Conditions intermittentes de courant

Étant donné que la tension diminue avec la charge à partir du point de transition entre la première et la seconde zone de travail, le courant alterné décroît également, mais ne devient pas nul aux conditions à vide, la tension théorique à vide n'étant pas nulle. Afin que le courant de sortie du pont ne puisse pas changer de signe, le courant intermittent des ponts se trouve au dessous d'une valeur critique. Cela provoque une montée de la tension de sortie, qui atteint 3,53 % à vide en ce qui concerne U_{di} . La valeur du courant critique est en général trop élevée pour réduire la tension de montée à vide à l'aide de résistances de fuite.

C.4 Déséquilibre de courant

Les courants continus de sortie des deux ponts en parallèle ne sont pas parfaitement égaux, mais une distribution dissymétrique des charges de $\pm 5\%$ de I_{Bd} doit être considérée comme une condition normale, tel que stipulé dans la CEI 62590, en 6.7.3.

Des valeurs exactes de distribution des charges peuvent être calculées à partir des tolérances du transformateur de traction, et également, si nécessaire, des couplages.

Les valeurs des tensions réelles des deux secondaires peuvent être exprimées avec les valeurs et tolérances nominales (avec le signe):

$$\begin{cases} U_{s0} = U_{NS} \times (1 + \delta_{U0}) \\ U_{s1} = U_{NS} \times (1 + \delta_{U1}) \end{cases} \quad (C.2)$$

Les tolérances des réactances de commutation peuvent être exprimées de la même manière:

$$\begin{cases} x_{c0} = x_c \times (1 + \delta_{x0}) \\ x_{c1} = x_c \times (1 + \delta_{x1}) \end{cases} \quad (C.3)$$

La distribution du courant, en valeur réduite du courant moyen réel d'un simple pont, est exprimée par la formule:

$$\Delta i = \frac{\delta_{x1} - \delta_{x0}}{2} + \frac{\delta_{U1} - \delta_{U0}}{2} \times \left(1 - \frac{2}{k_{dx}} \right) \quad (C.4)$$

La valeur de Δi relative au pont 0 est positive. Le terme k_{dx} est « le taux de charge conventionnel » tel que défini en B.2.1.

La valeur de la distribution de courant est très importante pour la conception de la bobine d'inductance d'inter-pont, car si le déséquilibre entre les courants continus n'est pas pris en compte, il peut aisément saturer le noyau de la bobine d'inductance.

NOTE Les calculs de la présente annexe sont valables également lorsque les valeurs de base sont adoptées. Auquel cas:

- I_N est remplacé par I_B ;
- S_{tN} est remplacé par S_{tBG} ;
- x_{ct} est remplacé par x_{cB} , c'est-à-dire le rapport de base de court-circuit.

Bibliographie

CEI 60044 (toutes les parties), *Transformateurs de mesure*

CEI 61992-7-1:2006, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Appareillage à courant continu – Partie 7-1: Appareils de mesure, de commande et de protection pour usage spécifique dans les systèmes de traction à courant continu – Guide d'application*

CEI 61992-7-2:2006, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Appareillage à courant continu – Partie 7-2: Appareils de mesure, de contrôle et de protection pour usage spécifique dans les systèmes de traction à courant continu – Transducteurs de courant d'isolement et autres appareils de mesure du courant*

CEI 62236-5:2008, *Applications ferroviaires – Compatibilité électromagnétique – Partie 5: Émission et immunité des installations fixes d'alimentation de puissance et des équipements associés*

CEI 62497-1:2010, *Applications ferroviaires – Coordination de l'isolement – Partie 1: Exigences fondamentales – Distances d'isolement dans l'air et lignes de fuite pour tout matériel électrique et électronique*

CEI 62505-3-2:2009, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Exigences particulières pour appareillage à courant alternatif – Partie 3-2: Dispositifs de mesure, de commande et de protection pour usage spécifique dans les systèmes de traction à courant alternatif – Transformateurs de courant monophasés*

CEI 62505-3-3:2009, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Exigences particulières pour appareillage à courant alternatif – Partie 3-3: Dispositifs de mesure, de commande et de protection pour usage spécifique dans les systèmes de traction à courant alternatif – Transformateurs inductifs de tension monophasés*

EPE Second European Conference on Power Electronics and Applications;
Grenoble / France, 22-24 septembre 1987;
Proceedings Volume, p.453 – p.459, E. Lambin,
Introduction of the transient phenomena in the direct voltage characteristic of the rectifier circuit

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch