

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Short-circuit currents in three-phase a.c. systems –
Part 0: Calculation of currents**

**Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif –
Partie 0: Calcul des courants**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60909-0:2016



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2016 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

65 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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

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

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

65 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Short-circuit currents in three-phase a.c. systems –
Part 0: Calculation of currents**

**Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif –
Partie 0: Calcul des courants**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 17.220.01; 29.240.20

ISBN 978-2-8322-3158-6

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
1 Scope.....	7
2 Normative references.....	8
3 Terms and definitions	8
4 Symbols, subscripts and superscripts.....	13
4.1 General.....	13
4.2 Symbols.....	13
4.3 Subscripts.....	15
4.4 Superscripts.....	16
5 Characteristics of short-circuit currents: calculating method.....	16
5.1 General.....	16
5.2 Calculation assumptions.....	19
5.3 Method of calculation	20
5.3.1 Equivalent voltage source at the short-circuit location.....	20
5.3.2 Symmetrical components	22
6 Short-circuit impedances of electrical equipment.....	23
6.1 General.....	23
6.2 Network feeders.....	23
6.3 Transformers	25
6.3.1 Two-winding transformers	25
6.3.2 Three-winding transformers.....	25
6.3.3 Impedance correction factors for two- and three-winding network transformers	27
6.4 Overhead lines and cables	28
6.5 Short-circuit current-limiting reactors	29
6.6 Synchronous machines	29
6.6.1 Synchronous generators	29
6.6.2 Synchronous compensators and motors.....	31
6.7 Power station units.....	31
6.7.1 Power station units with on-load tap-changer.....	31
6.7.2 Power station units without on-load tap-changer	32
6.8 Wind power station units	33
6.8.1 General	33
6.8.2 Wind power station units with asynchronous generator	33
6.8.3 Wind power station units with doubly fed asynchronous generator.....	34
6.9 Power station units with full size converter.....	35
6.10 Asynchronous motors.....	35
6.11 Static converter fed drives.....	36
6.12 Capacitors and non-rotating loads	36
7 Calculation of initial short-circuit current.....	36
7.1 General.....	36
7.1.1 Overview	36
7.1.2 Maximum and minimum short-circuit currents	41
7.1.3 Contribution of asynchronous motors to the short-circuit current.....	42
7.2 Three-phase initial short-circuit current.....	43
7.2.1 General	43

7.2.2	Short-circuit currents inside a power station unit with on-load tap-changer	44
7.2.3	Short-circuit currents inside a power station unit without on-load tap-changer	46
7.3	Line-to-line short circuit	47
7.4	Line-to-line short circuit with earth connection	47
7.5	Line-to-earth short circuit	49
8	Calculation of peak short-circuit current	49
8.1	Three-phase short circuit	49
8.1.1	Single-fed and multiple single-fed short circuits	49
8.1.2	Multiple-fed short circuit	51
8.2	Line-to-line short circuit	52
8.3	Line-to-line short circuit with earth connection	52
8.4	Line-to-earth short circuit	52
9	Calculation of symmetrical breaking current	53
9.1	Three-phase short circuit	53
9.1.1	Symmetrical breaking current of synchronous machines	53
9.1.2	Symmetrical breaking current of asynchronous machines	54
9.1.3	Symmetrical breaking current of power station units with doubly fed asynchronous generator	55
9.1.4	Symmetrical breaking current of power station units with full size converter	55
9.1.5	Symmetrical breaking current of network feeder	56
9.1.6	Symmetrical breaking current in case of multiple single-fed short-circuits	56
9.1.7	Symmetrical breaking current in case of multiple-fed short circuits	56
9.2	Unbalanced short-circuits	57
10	DC component of the short-circuit current	57
11	Calculation of steady-state short-circuit current	58
11.1	General	58
11.2	Three-phase short circuit	58
11.2.1	Steady-state short-circuit current of one synchronous generator or one power station unit	58
11.2.2	Steady-state short-circuit current of asynchronous motor or generator	61
11.2.3	Steady-state short-circuit current of wind power station unit with doubly fed asynchronous generator	61
11.2.4	Steady-state short-circuit current of wind power station unit with full size converter	61
11.2.5	Steady-state short-circuit current of network feeder	61
11.2.6	Steady-state short-circuit current in case of multiple single-fed short circuits	61
11.2.7	Steady-state short-circuit current in case of multiple-fed short circuits	62
11.3	Unbalanced short circuits	62
12	Short circuits at the low-voltage side of transformers, if one line conductor is interrupted at the high-voltage side	62
13	Terminal short circuit of asynchronous motors	64
14	Joule integral and thermal equivalent short-circuit current	65
Annex A (normative)	Formulas for the calculation of the factors m and n	68
Annex B (informative)	Nodal admittance and nodal impedance matrices	69
Bibliography		73

Figure 1 – Short-circuit current of a far-from-generator short circuit with constant AC component (schematic diagram).....	17
Figure 2 – Short-circuit current of a near-to-generator short-circuit with decaying AC component (schematic diagram).....	18
Figure 3 – Characterization of short-circuits and their currents.....	19
Figure 4 – Illustration for calculating the initial symmetrical short-circuit current I_k'' in compliance with the procedure for the equivalent voltage source	21
Figure 5 – System diagram and equivalent circuit diagram for network feeders	24
Figure 6 – Three-winding transformer (example).....	27
Figure 7 – Diagram to determine the short-circuit type (Figure 3) for the highest initial short-circuit current referred to the initial three-phase short-circuit current when the impedance angles of the sequence impedances $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$, $Z_{(0)}$ are identical	38
Figure 8 – Examples of single-fed short-circuits.....	40
Figure 9 – Example of a multiple single-fed short circuit	40
Figure 10 – Example of multiple-fed short circuit	41
Figure 11 – Short-circuit currents and partial short-circuit currents for three-phase short circuits between generator and unit transformer with or without on-load tap-changer, or at the connection to the auxiliary transformer of a power station unit and at the auxiliary busbar A	45
Figure 12 – Factor κ for series circuit as a function of ratio R/X or X/R	50
Figure 13 – Factor μ for calculation of short-circuit breaking current I_b	54
Figure 14 – Factor q for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of asynchronous motors	55
Figure 15 – Factors $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ factors for cylindrical rotor generators.....	60
Figure 16 – Factors $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ for salient-pole generators.....	60
Figure 17 – Transformer secondary short-circuits, if one line (fuse) is opened on the high-voltage side of a transformer Dyn5	63
Figure 18 – Factor m for the heat effect of the DC component of the short-circuit current (for programming, the formula to calculate m is given in Annex A)	66
Figure 19 – Factor n for the heat effect of the AC component of the short-circuit current (for programming, the formula to calculate n is given in Annex A).....	67
Figure B.1 – Formulation of the nodal admittance matrix.....	70
Figure B.2 – Example	71
Table 1 – Voltage factor c	22
Table 2 – Importance of short-circuit currents	37
Table 3 – Factors α and β for the calculation of short-circuit currents with Formula (96), rated transformation ratio $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$	64
Table 4 – Calculation of short-circuit currents of asynchronous motors in the case of a short circuit at the terminals	65
Table B.1 – Impedances of electrical equipment referred to the 110 kV side.....	71

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –**Part 0: Calculation of currents****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 60909-0 has been prepared by IEC technical committee 73: Short-circuit currents.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2001. This edition constitutes a technical revision.

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

- a) contribution of windpower station units to the short-circuit current;
- b) contribution of power station units with full size converters to the short-circuit current;
- c) new document structure.

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

CDV	Report on voting
73/172/CDV	73/175A/RVC

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.

A list of all parts in the IEC 60909 series, published under the general title *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems*, can be found on the IEC website.

This part of IEC 60909 is to be read in conjunction with the following International Standards and Technical Reports:

- IEC TR 60909-1:2002, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0*
- IEC TR 60909-2:2008, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations*
- IEC 60909-3:2009, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth*
- IEC TR 60909-4:2000, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents*

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website 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.

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –

Part 0: Calculation of currents

1 Scope

This part of IEC 60909 is applicable to the calculation of short-circuit currents

- in low-voltage three-phase AC systems, and
- in high-voltage three-phase AC systems,

operating at a nominal frequency of 50 Hz or 60 Hz.

Systems at highest voltages of 550 kV and above with long transmission lines need special consideration.

This part of IEC 60909 establishes a general, practicable and concise procedure leading to results which are generally of acceptable accuracy. For this calculation method, an equivalent voltage source at the short-circuit location is introduced. This does not exclude the use of special methods, for example the superposition method, adjusted to particular circumstances, if they give at least the same precision. The superposition method gives the short-circuit current related to the one load flow presupposed. This method, therefore, does not necessarily lead to the maximum short-circuit current.

This part of IEC 60909 deals with the calculation of short-circuit currents in the case of balanced or unbalanced short circuits.

A single line-to-earth fault is beyond the scope of this part of IEC 60909.

For currents during two separate simultaneous single-phase line-to-earth short circuits in an isolated neutral system or a resonance earthed neutral system, see IEC 60909-3.

Short-circuit currents and short-circuit impedances may also be determined by system tests, by measurement on a network analyser, or with a digital computer. In existing low-voltage systems it is possible to determine the short-circuit impedance on the basis of measurements at the location of the prospective short circuit considered.

The calculation of the short-circuit impedance is in general based on the rated data of the electrical equipment and the topological arrangement of the system and has the advantage of being possible both for existing systems and for systems at the planning stage.

In general, two types short-circuit currents, which differ in their magnitude, are considered:

- the maximum short-circuit current which determines the capacity or rating of electrical equipment; and
- the minimum short-circuit current which can be a basis, for example, for the selection of fuses, for the setting of protective devices, and for checking the run-up of motors.

NOTE The current in a three-phase short circuit is assumed to be made simultaneously in all poles. Investigations of non-simultaneous short circuits, which may lead to higher aperiodic components of short-circuit current, are beyond the scope of this part of IEC 60909.

This part of IEC 60909 does not cover short-circuit currents deliberately created under controlled conditions (short-circuit testing stations).

This part of IEC 60909 does not deal with the calculation of short-circuit currents in installations on board ships and aeroplanes.

2 Normative references

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

IEC 60038:2009, *IEC standard voltages*

IEC 60050-131, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 131: Circuit theory* (available at: www.electropedia.org)

IEC TR 60909-1:2002, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0*

IEC TR 60909-2:2008, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Data of electrical equipment for short-circuit current calculations*

IEC 60909-3:2009, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth*

IEC TR 60909-4:2000, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-131 and the following apply.

3.1

short circuit

accidental or intentional conductive path between two or more conductive parts (e.g. three-phase short circuit) forcing the electric potential differences between these conductive parts to be equal or close to zero

3.1.1

line-to-line short circuit

two-phase short circuit

accidental or intentional conductive path between two line conductors with or without earth connection

3.1.2

line-to-earth short circuit

single-phase short circuit

accidental or intentional conductive path in a solidly earthed neutral system or an impedance earthed neutral system between a line conductor and local earth

3.2

short-circuit current

over-current resulting from a short circuit in an electric system

Note 1 to entry: It is necessary to distinguish between the short-circuit current at the short-circuit location and partial short-circuit currents in the network branches (see Figure 3) at any point of the network.

3.3

prospective short-circuit current

current that would flow if the short circuit were replaced by an ideal connection of negligible impedance without any change of the supply

Note 1 to entry: The current in a three-phase short circuit is assumed to be made simultaneously in all poles. Investigations of non-simultaneous short circuits, which may lead to higher aperiodic components of short-circuit current, are beyond the scope of this part of IEC 60909.

3.4

symmetrical short-circuit current

rms value of the AC symmetrical component of a prospective short-circuit current (see 3.3), the aperiodic component of current, if any, being neglected

3.5

initial symmetrical short-circuit current

I_k''

rms value of the AC symmetrical component of a prospective short-circuit current (see 3.3), applicable at the instant of short circuit if the impedance remains at zero-time value

SEE: Figures 1 and 2

3.6

initial symmetrical short-circuit power

S_k''

fictitious value determined as a product of the initial symmetrical short-circuit current I_k'' (see 3.5), the nominal system voltage U_n (see 3.13) and the factor $\sqrt{3}$: $S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k''$

Note 1 to entry: The initial symmetrical short-circuit power S_k'' is not used for the calculation procedure in this part of IEC 60909. If S_k'' is used in spite of this in connection with short-circuit calculations, for instance to calculate the internal impedance of a network feeder at the connection point Q, then the definition given should be used in the following form: $S_{kQ}'' = \sqrt{3} \cdot U_{nQ} \cdot I_{kQ}''$ or $Z_Q = c \cdot U_{nQ}^2 / S_{kQ}''$.

3.7

decaying (aperiodic) component of short-circuit current or DC component

i_{DC}

mean value between the top and bottom envelope of a short-circuit current decaying from an initial value to zero according to Figures 1 and 2

3.8

peak short-circuit current

i_p

maximum possible instantaneous value of the prospective short-circuit current

SEE: Figures 1 and 2

Note 1 to entry: Sequential short circuits are not considered.

3.9

symmetrical short-circuit breaking current

I_b

rms value of an integral cycle of the symmetrical AC component of the prospective short-circuit current at the instant of contact separation of the first pole to open of a switching device

3.10 steady-state short-circuit current

I_k
rms value of the short-circuit current which remains after the decay of the transient phenomena

SEE: Figures 1 and 2

3.11 symmetrical locked-rotor current

I_{LR}
symmetrical rms current of an asynchronous motor with locked rotor fed with rated voltage U_{rM} at rated frequency

3.12 equivalent electric circuit

model to describe the behaviour of a circuit by means of a network of ideal elements

3.13 nominal system voltage

U_n
voltage (line-to-line) by which a system is designated, and to which certain operating characteristics are referred

Note 1 to entry: Values are given in IEC 60038.

3.14 equivalent voltage source

$cU_n/\sqrt{3}$
voltage of an ideal source applied at the short-circuit location for calculating the short-circuit current according to 5.3.1

Note 1 to entry: This is the only active voltage of the network.

3.15 voltage factor

c
ratio between the equivalent voltage source and the nominal system voltage U_n divided by $\sqrt{3}$

Note 1 to entry: The values are given in Table 1.

Note 2 to entry: The introduction of a voltage factor c is necessary for various reasons. These are:

- voltage variations depending on time and place,
- changing of transformer taps,
- neglecting loads and capacitances by calculations according to 5.2,
- the subtransient behaviour of generators and motors.

3.16 far-from-generator short circuit

short circuit during which the magnitude of the symmetrical AC component of the prospective short-circuit current remains essentially constant

SEE: Figure 1

3.17 near-to-generator short circuit

short circuit during which the magnitude of the symmetrical AC component of the prospective short-circuit current decreases

SEE: Figure 2

Note 1 to entry: A near-to-generator short circuit can be assumed if at least one synchronous machine contributes a prospective initial symmetrical short-circuit current which is more than twice the machine's rated current, or a short circuit to which asynchronous motors contribute more than 5 % of the initial symmetrical short-circuit current without motors.

3.18 short-circuit impedances at the short-circuit location F

3.18.1 positive-sequence short-circuit impedance

$Z_{(1)}$
<three-phase AC system> impedance of the positive-sequence system as viewed from the short-circuit location

Note 1 to entry: See 5.3.2.

3.18.2 short-circuit impedance

Z_k
<three-phase AC system> abbreviated expression for the positive-sequence short-circuit impedance $Z_{(1)}$ according to 3.18.1 for the calculation of three-phase short-circuit currents

3.18.3 negative-sequence short-circuit impedance

$Z_{(2)}$
<three-phase AC system> impedance of the negative-sequence system as viewed from the short-circuit location

Note 1 to entry: See 5.3.2.

3.18.4 zero-sequence short-circuit impedance

$Z_{(0)}$
<three-phase AC system> impedance of the zero-sequence system as viewed from the short-circuit location (see 5.3.2)

Note 1 to entry: It includes three times the neutral-to-earth impedance Z_N .

3.19 short-circuit impedances of electrical equipment

3.19.1 positive-sequence short-circuit impedance

$Z_{(1)}$
<electrical equipment> ratio of the line-to-neutral voltage to the short-circuit current of the corresponding line conductor of electrical equipment when fed by a symmetrical positive-sequence system of voltages

Note 1 to entry: See Clause 6 and IEC TR 60909-4.

Note 2 to entry: The index of symbol $Z_{(1)}$ may be omitted if there is no possibility of confusion with the negative-sequence and the zero-sequence short-circuit impedances.

3.19.2 negative-sequence short-circuit impedance

$Z_{(2)}$
<electrical equipment> ratio of the line-to-neutral voltage to the short-circuit current of the corresponding line conductor of electrical equipment when fed by a symmetrical negative-sequence system of voltages

Note 1 to entry: See Clause 6 and IEC TR 60909-4.

3.19.3

zero-sequence short-circuit impedance

$Z_{(0)}$

<electrical equipment> ratio of the line-to-earth voltage to the short-circuit current of one line conductor of electrical equipment when fed by an AC voltage source, if the three paralleled line conductors are used for the outgoing current and a fourth line and/or earth as a joint return

Note 1 to entry: See Clause 6 and IEC TR 60909-4.

3.20

subtransient reactance

X_d''

effective reactance of a synchronous machine at the moment of short circuit

Note 1 to entry: For the calculation of short-circuit currents the saturated value of X_d'' is taken.

3.21

minimum time delay

$t_{\min}$

shortest time between the beginning of the short-circuit current and the contact separation of the first pole to open of the switching device

Note 1 to entry: The time $t_{\min}$ is the sum of the shortest possible operating time of a protective relay and the shortest opening time of a circuit-breaker. It does not take into account adjustable time delays of tripping devices.

3.22

thermal equivalent short-circuit current

I_{th}

the rms value of a current having the same thermal effect and the same duration as the actual short-circuit current, which may contain a DC component and may subside in time

3.23

maximum short-circuit current

$i_{kWD\max}$

<doubly fed asynchronous generator> instantaneous maximum short-circuit current of a wind power station unit with doubly fed asynchronous generator in case of a three-phase short-circuit at the high-voltage side of the unit transformer

3.24

maximum short-circuit current

$I_{kPF\max}$

<full size converter> maximum steady state current of a power station unit with full size converter in case of a three-phase short-circuit at the high-voltage side of the unit transformer

3.25

maximum source current

I_{skPF}

<full size converter, three phase> rms value of the maximum source current of a power station unit with full size converter and current regulation in case of three-phase short circuit at the high-voltage side of the unit transformer

3.26

maximum source current

$I_{(1)sk2PF}$

<full size converter, two phase> rms value of the maximum source current (positive-sequence system) of a power station unit with full size converter and current regulation in case of a line-to-line short circuit or a line-to-line short circuit with earth connection at the high-voltage side of the unit transformer

3.27**maximum source current** $I_{(1)sk1PF}$

<full size converter, single phase> rms value of the maximum source current (positive-sequence system) of a power station unit with full size converter and current regulation in case of a line-to-earth short-circuit at the high-voltage side of the unit transformer

3.28**impedance of the nodal impedances matrix** $Z_{(1)ii}, Z_{(2)ii}, Z_{(0)ii}$

<self-admittance> diagonal elements of the positive-sequence, or negative-sequence or zero-sequence nodal impedance matrix for the short-circuit location i

Note 1 to entry: See Annex B.

3.29**impedance of the nodal impedances matrix** $Z_{(1)ij}$

<mutual admittance> elements of the positive-sequence nodal impedance matrix, where i is the node of the short circuit and j the node where the high-voltage side of a power station unit with full size converter is connected

Note 1 to entry: See Annex B.

4 Symbols, subscripts and superscripts**4.1 General**

The formulas given in this standard are written without specifying units. The symbols represent physical quantities possessing both numerical values and dimensions that are independent of units, provided a consistent unit system is chosen, for example the international system of units (SI). Symbols of complex quantities are underlined, for example $\underline{Z} = R + jX$.

4.2 Symbols

A	Initial value of the DC component i_{DC}
$\underline{a}$	Complex operator
a	Ratio between unbalanced short-circuit current and three-phase short-circuit current
c	Voltage factor
$U_n / \sqrt{3}$	Equivalent voltage source (rms)
f	Frequency (50 Hz or 60 Hz)
I_b	Symmetrical short-circuit breaking current (rms)
I_k	Steady-state short-circuit current (rms)
I_{kP}	Steady-state short-circuit current at the terminals (poles) of a generator with compound excitation
I_k''	Initial symmetrical short-circuit current (rms)
I_{LR}	Symmetrical locked-rotor current of an asynchronous generator or motor
I_r	Rated current of electrical equipment
I_{th}	Thermal equivalent short-circuit current
i_{DC}	DC component of short-circuit current
i_p	Peak short-circuit current

K	Correction factor for impedances
m	Factor for the heat effect of the DC component
n	Factor for the heat effect of the AC component
p	Pair of poles of an asynchronous motor
p_G	Range of generator voltage regulation
p_T	Range of transformer voltage adjustment
P_{krT}	Total loss in transformer windings at rated current
P_{rM}	Rated active power of an asynchronous motor ($P_{rM} = S_{rM} \cos(\varphi_{rM}) \eta_{rM}$)
q	Factor for the calculation of breaking current of asynchronous motors
q_n	Nominal cross-section
R resp. r	Resistance, absolute respectively relative value
R_G	Resistance of a synchronous machine
R_{Gf}	Fictitious resistance of a synchronous machine when calculating i_p
S_k''	Initial symmetrical short-circuit power (see 3.6)
S_r	Rated apparent power of electrical equipment
t_{min}	Minimum time delay
t_r	Rated transformation ratio (tap-changer in main position); $t_r \geq 1$
T_k	Duration of the short-circuit current
U_m	Highest voltage for equipment, line-to-line (rms)
U_n	Nominal system voltage, line-to-line (rms)
U_r	Rated voltage, line-to-line (rms)
u_{kr}	Rated short-circuit voltage of a transformer in per cent
u_{kR}	Short-circuit voltage of a short-circuit limiting reactor in per cent
u_{Rr}	Rated resistive component of the short-circuit voltage of a transformer in per cent
u_{Xr}	Rated reactive component of the short-circuit voltage of a transformer in per cent
$U_{(1)}, U_{(2)}, U_{(0)}$	Positive-, negative-, zero-sequence voltage
X resp. x	Reactance, absolute respectively relative value
X_d resp. X_q	Synchronous reactance, direct axis respectively quadrature axis
X_{dP}	Fictitious reactance of a generator with compound excitation in the case of steady-state short circuit at the terminals (poles)
X_d'' resp. X_q''	Saturated subtransient reactance of a synchronous machine, direct axis respectively quadrature axis
x_d	Unsaturated synchronous reactance, relative value
$x_{d sat}$	Saturated synchronous reactance, relative value, reciprocal of the saturated no-load short-circuit ratio
Z resp. z	Impedance, absolute respectively relative value
Z_k	Short-circuit impedance of a three-phase AC system
$Z_{(1)}$	Positive-sequence short-circuit impedance
$Z_{(2)}$	Negative-sequence short-circuit impedance
$Z_{(0)}$	Zero-sequence short-circuit impedance
η	Efficiency of asynchronous motors

κ	Factor for the calculation of the peak short-circuit current
λ	Factor for the calculation of the steady-state short-circuit current
μ	Factor for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current
μ_{WA}	Factor for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of a wind power station unit with asynchronous generator
μ_{WD}	Factor for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of a wind power station unit with doubly fed asynchronous generator
μ_0	Absolute permeability of vacuum, $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-4}$ H/km
ρ	Resistivity
φ	Phase angle
ϑ_e	Conductor temperature at the end of the short circuit
01	Positive-sequence neutral reference
02	Negative-sequence neutral reference
00	Zero-sequence neutral reference

4.3 Subscripts

(1)	Positive-sequence component
(2)	Negative-sequence component
(0)	Zero-sequence component
AC	Alternating current
DC	Direct current
f	Fictitious
k or k3	Three-phase short circuit (see Figure 3a)
k1	Line-to-earth short circuit, line-to-neutral short circuit (see Figure 3d)
k2	Line-to-line short circuit (see Figure 3b)
k2EL2	Line-to-line short circuit with earth connection (see Figure 3c)
k2EL3	Line-to-line short circuit with earth connection (see Figure 3c)
kE2E	Line-to-line short circuit with earth connection (see Figure 3c)
max	Maximum
min	Minimum
n	Nominal value
r	Rated value
s	Source current
t	Transferred value
AT	Auxiliary transformer
B	Busbar
E	Earth
F	Short-circuit location
G	Generator
HV	High-voltage, high-voltage side of a transformer
K	Corrected impedances with the impedance correction factors K_T , K_G , K_S or K_{TO}
LV	Low-voltage, low-voltage side of a transformer
L	Line

LR	Locked rotor
L1, L2, L3	Line conductors of a three-phase AC system
M	Asynchronous motor or group of asynchronous motors
MO	Without motor
MV	Medium-voltage, medium-voltage side of a transformer
N	Neutral of a three-phase AC system, star point of a generator or a transformer
P	Generator with compound excitation
PF	Power station unit with full size converter
PFO	Without current sources of power station units with full size converters
PV	Photovoltaic power station unit
Q	Feeder connection point
R	Short-circuit limiting reactor
S	Power station unit (generator and unit transformer with on-load tap-changer)
SO	Power station unit (generator and unit transformer with constant transformation ratio or off-load taps)
T	Transformer
WA	Wind power station unit with asynchronous generator
WD	Wind power station unit with doubly fed asynchronous generator
WF	Wind power station unit with full size converter

4.4 Superscripts

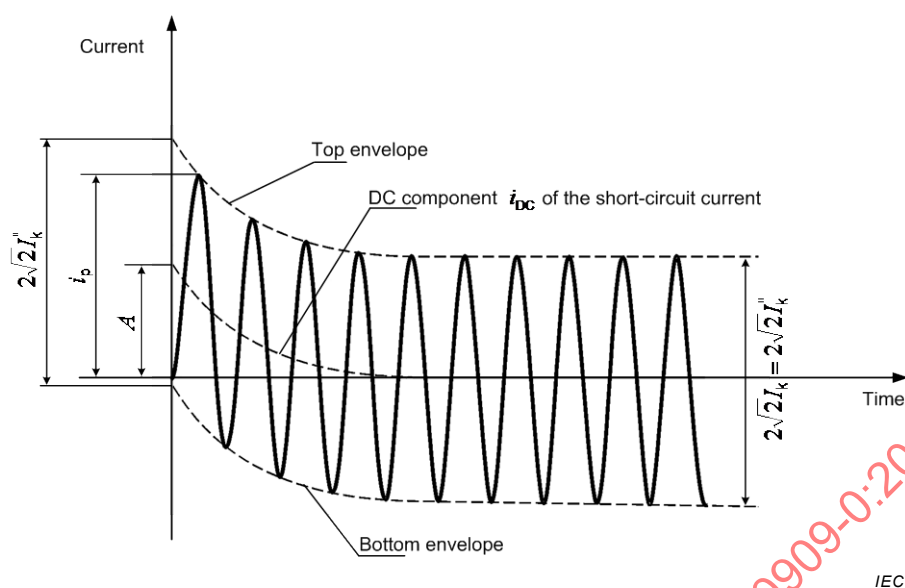
"	Subtransient (initial) value
'	Resistance or reactance per unit length
b	Before the short circuit

5 Characteristics of short-circuit currents: calculating method

5.1 General

A complete calculation of short-circuit currents should give the currents as a function of time at the short-circuit location from the initiation of the short circuit up to its end (see Figures 1 and 2), corresponding to the instantaneous value of the voltage before the short circuit.

NOTE In real networks the short-circuit current can deviate from the current shape of Figures 1 and 2.



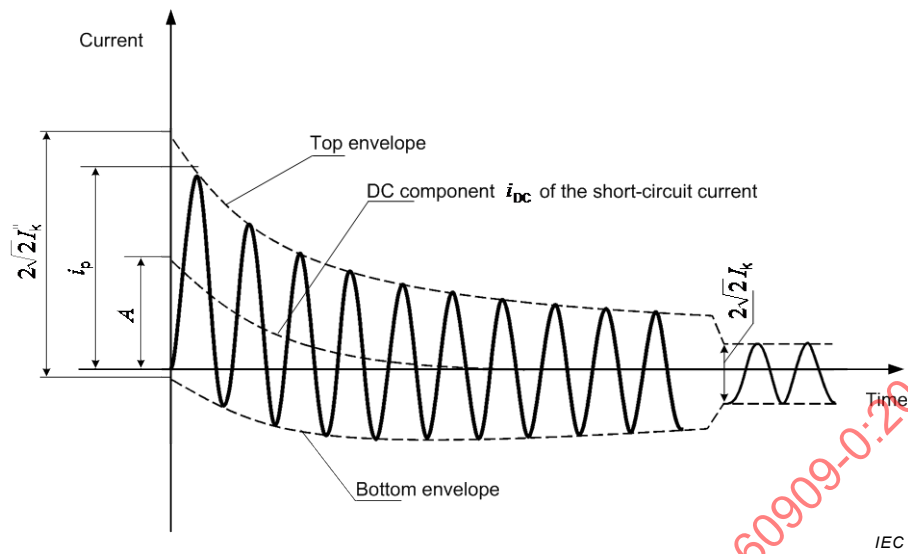
Key

- | | |
|----------|--|
| I_k'' | initial symmetrical short-circuit current |
| i_p | peak short-circuit current |
| I_k | steady-state short-circuit current |
| i_{DC} | DC component of short-circuit current |
| A | initial value of the DC component i_{DC} |

Figure 1 – Short-circuit current of a far-from-generator short circuit with constant AC component (schematic diagram)

In most practical cases a determination like this is not necessary. Depending on the application of the results, it is of interest to know the rms value of the symmetrical AC component and the peak value i_p of the short-circuit current following the occurrence of a short circuit. The highest value i_p depends on the time constant of the decaying aperiodic component and the frequency f , that is on the ratio R/X or X/R of the short-circuit impedance Z_k , and is reached if the short circuit starts at zero voltage. i_p also depends on the decay of the symmetrical AC component of the short-circuit current.

In meshed networks there are several direct-current time constants. That is why it is not possible to give an easy method of calculating i_p and i_{DC} . Special methods to calculate i_p with sufficient accuracy are given in Clause 8.



Key

- I_k'' initial symmetrical short-circuit current
- i_p peak short-circuit current
- I_k steady-state short-circuit current
- i_{DC} DC component of short-circuit current
- A initial value of the DC component i_{DC}

Figure 2 – Short-circuit current of a near-to-generator short-circuit with decaying AC component (schematic diagram)

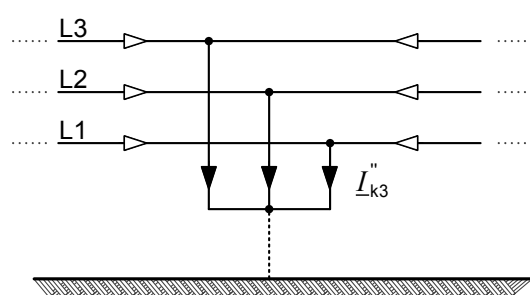


Figure 3a – Three-phase short circuit

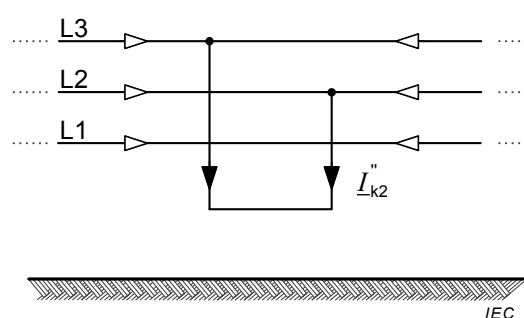


Figure 3b – Line-to-line short circuit

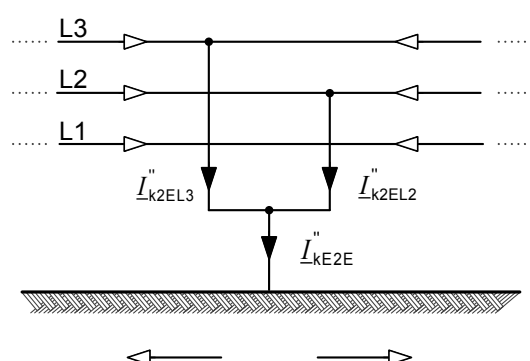


Figure 3c – Line-to-line short circuit with earth connection

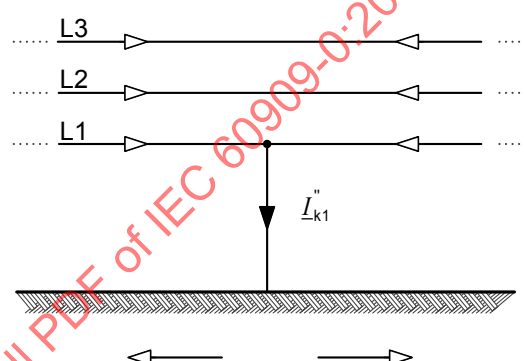


Figure 3d – Line-to-earth short circuit

→ Short-circuit current

→ Partial short-circuit currents in conductors and earth return

Figure 3 – Characterization of short-circuits and their currents

5.2 Calculation assumptions

The calculation of maximum and minimum short-circuit currents is based on the following simplifications.

- For the duration of the short circuit there is no change in the type of short circuit involved, that is, a three-phase short-circuit remains three-phase and a line-to-earth short circuit remains line-to-earth during the time of short circuit.
- For the duration of the short circuit, there is no change in the network involved.
- The impedance of the transformers is referred to the tap-changer in main position.
- Arc resistances are not taken into account.
- Shunt admittances of non-rotating loads shall be neglected in the positive-, the negative- and the zero-sequence system.
- Line capacitances shall be neglected in the positive- and negative-sequence system. Line capacitances in the zero-sequence system shall be taken into account in low-impedance earthed networks having an earth-fault factor (see IEC 60027-1) higher than 1,4.
- Magnetising admittances of transformers shall be neglected in the positive- and negative-sequence system.

Despite these assumptions being not strictly true for the power systems considered, the result of the calculation does fulfil the objective to give results which are generally of acceptable accuracy.

For balanced and unbalanced short-circuits as shown in Figure 3, the short-circuit currents can be calculated by the application of symmetrical components (see 5.3.2).

The impedances of the equipment in superimposed or subordinated networks are to be divided or multiplied by the square of the rated transformation ratio t_r . Voltages and currents are to be converted only by the rated transformation ratio t_r . If there are several transformers with slightly differing rated transformation ratios (t_{rT1} , t_{rT2} , ... t_{rTn}), in between two systems, the arithmetic mean value can be used.

For per unit or other similar unit systems, no transformation is necessary if these systems are coherent, i.e. $U_{rTHV}/U_{rTLV} = U_{nHV}/U_{nLV}$ for each transformer in the system with partial short-circuit currents. U_{rTHV}/U_{rTLV} is normally not equal to U_{nHV}/U_{nLV} (see IEC TR 60909-2 and the examples given in IEC TR 60909-4).

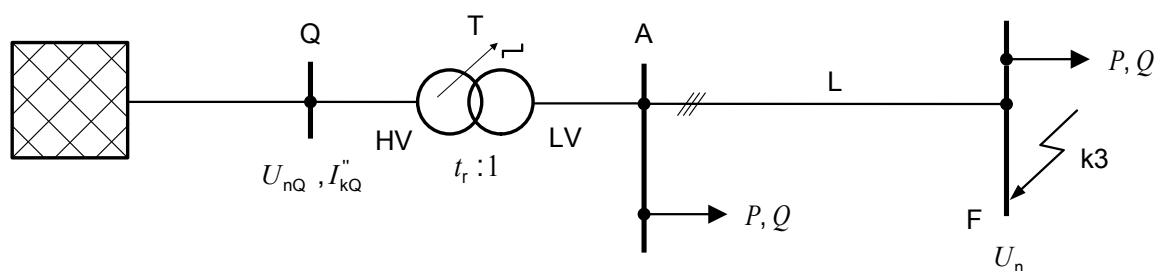
5.3 Method of calculation

5.3.1 Equivalent voltage source at the short-circuit location

The method used for calculation is based on the introduction of an equivalent voltage source at the short-circuit location. The equivalent voltage source is the only active voltage of the system. All network feeders, synchronous and asynchronous machines are replaced by their internal impedances (see Clause 6).

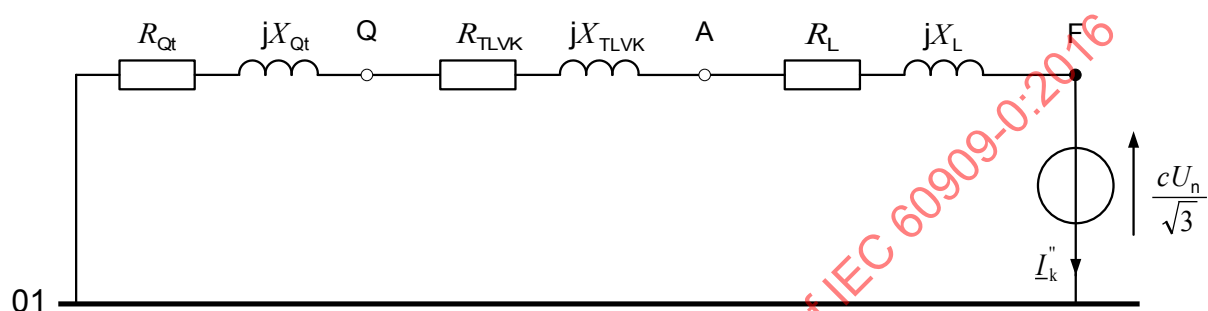
In all cases it is possible to determine the short-circuit current at the short-circuit location F with the help of an equivalent voltage source. Operational data and the load of consumers, tap-changer position of transformers, excitation of generators, and so on, are dispensable; additional calculations about all the different possible load flows at the moment of short-circuit are superfluous.

Figure 4 shows an example of the equivalent voltage source at the short-circuit location F as the only active voltage of the system fed by a transformer without or with on-load tap-changer. All other active voltages in the system are short-circuited. Thus the network feeder in Figure 4a is represented by its internal impedance Z_{Qt} transferred to the LV-side of the transformer (see 6.2) and the transformer by its impedance referred to the LV-side (see 6.3). The shunt admittances of the line, of the transformer and of the non-rotating loads are not considered in accordance with 5.2 e) to g).



IEC

Figure 4a – System diagram



IEC

Figure 4b – Equivalent circuit diagram of the positive-sequence system

NOTE The index (1) for the impedances of the positive-sequence system is omitted. 01 marks the positive-sequence neutral reference. The impedances of the network feeder and the transformer are converted to the LV-side and the last one is also corrected with K_T (see 6.3.3).

Figure 4 – Illustration for calculating the initial symmetrical short-circuit current I_k'' in compliance with the procedure for the equivalent voltage source

If there are no national standards, it seems adequate to choose a voltage factor c according to Table 1, considering that the highest voltage in a normal (undisturbed) system does not differ, on average, by more than approximately +5 % (some LV systems) or +10 % (some HV systems) from the nominal system voltage U_n .

Table 1 – Voltage factor c

Nominal system voltage U_n	Voltage factor c for the calculation of	
	maximum short-circuit currents $c_{\max}^a$	minimum short-circuit currents $c_{\min}$
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038:2009, Table 1)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^c 0,90 ^d
High voltage ^b >1 kV to 230 kV (IEC 60038:2009, Tables 3, 4)	1,10	1,00
High voltage ^{b, e} > 230 kV (IEC 60038:2009, Table 5)	1,10	1,00
^a $c_{\max} U_n$ should not exceed the highest voltage U_m for equipment of power systems. ^b If no nominal system voltage is defined $c_{\max} U_n = U_m$ or $c_{\min} U_n = 0,90 \cdot U_m$ should be applied. ^c For low-voltage systems with a tolerance of $\pm 6\%$, for example systems renamed from 380 V to 400 V. ^d For low-voltage systems with a tolerance of $\pm 10\%$. ^e For nominal system voltages related to $U_m > 420$ kV, the voltage factors c are not defined in this standard.		

5.3.2 Symmetrical components

In three-phase AC systems the calculation of the current values resulting from balanced and unbalanced short circuits is simplified by the use of symmetrical components. This postulates that the electrical equipment has a balanced structure, for example in the case of transposed overhead lines. The results of the short-circuit current calculation have an acceptable accuracy also in the case of untransposed overhead lines.

Using this method, the currents in each line conductor are found by superposing the currents of the three symmetrical component systems:

- positive-sequence current $I_{(1)}$;
- negative-sequence current $I_{(2)}$;
- zero-sequence current $I_{(0)}$.

Taking the line conductor L1 as reference, the currents I_{L1} , I_{L2} , and I_{L3} are given by

$$I_{L1} = I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(0)} \quad (1)$$

$$I_{L2} = a^2 \cdot I_{(1)} + a \cdot I_{(2)} + I_{(0)} \quad (2)$$

$$I_{L3} = a \cdot I_{(1)} + a^2 \cdot I_{(2)} + I_{(0)} \quad (3)$$

with $a = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ $a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$

Each of the three symmetrical component systems has its own impedance.

The following types of unbalanced short-circuits are treated in this standard:

- line-to-line short-circuit (see Figure 3b),
- line-to-line short-circuit with earth connection (see Figure 3c),
- line-to-earth short-circuit (see Figure 3d).

For the purpose of this standard, one has to make a distinction between short-circuit impedances at the short-circuit location F and the short-circuit impedances of individual electrical equipment.

The values of positive-sequence and negative-sequence impedances can differ from each other in the case of rotating machines and power station units with full size converter.

Except for special cases, the zero-sequence short-circuit impedances at the short-circuit location differ from the positive-sequence and negative-sequence short-circuit impedances.

NOTE See IEC 62428.

6 Short-circuit impedances of electrical equipment

6.1 General

In network feeders, transformers, overhead lines, cables and reactors, positive-sequence and negative-sequence short-circuit impedances are equal: $Z_{(2)} = Z_{(1)}$.

The impedances of generators (G), network transformers (T) and power station units (S) respectively (SO) shall be multiplied with the impedance correction factors K_G , K_T and K_S or K_{SO} when calculating maximum short-circuit currents with the equivalent voltage source at the short-circuit location according to this standard.

NOTE Examples for the introduction of impedance correction factors are given in IEC TR 60909-4.

6.2 Network feeders

If a three-phase short circuit in accordance with Figure 5a is fed from a network in which only the initial symmetrical short-circuit current I_{kQ}'' at the feeder connection point Q is known, then the equivalent impedance Z_Q of the network (positive-sequence short-circuit impedance) at the feeder connection point Q should be determined by:

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}''} \quad (4)$$

If R_Q/X_Q is known, then X_Q has to be calculated as follows:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q / X_Q)^2}} \quad (5)$$

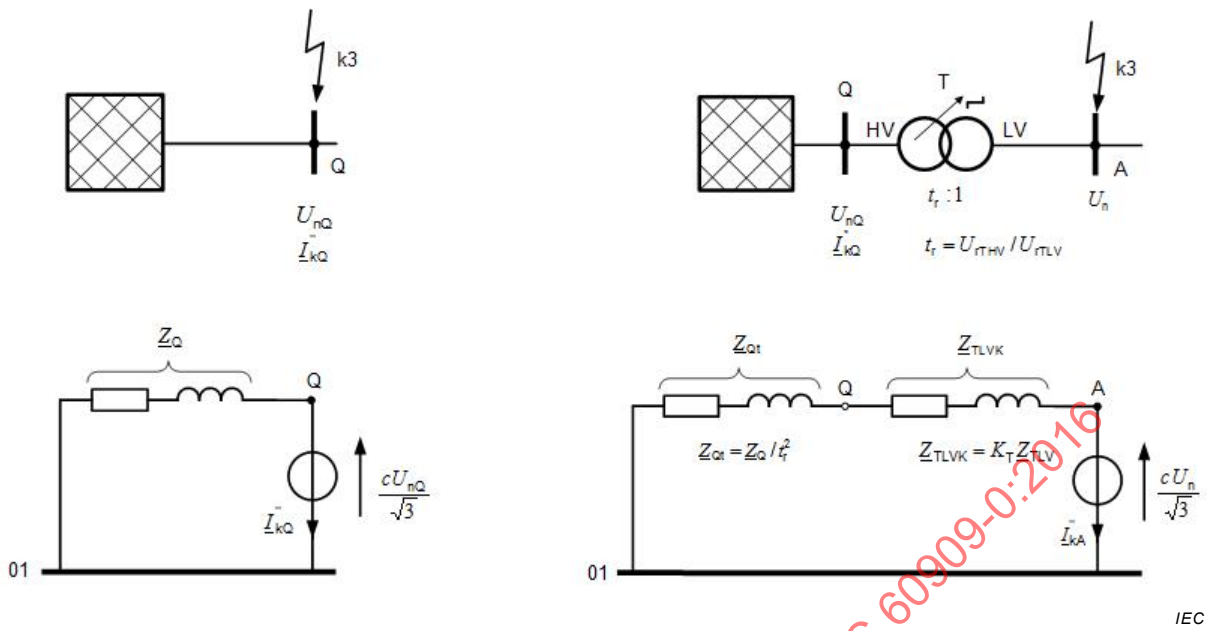


Figure 5a – Without transformer

Fig. 5b – With transformer

Figure 5 – System diagram and equivalent circuit diagram for network feeders

If a short circuit in accordance with Figure 5b is fed by a transformer from a high-voltage network in which only the initial symmetrical short-circuit current I''_{kQ} at the feeder connection point Q is known, then the positive-sequence equivalent short-circuit impedance Z_{Qt} referred to the low-voltage side of the transformer is to be determined by:

$$Z_{Qt} = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I''_{kQ}} \cdot \frac{1}{t_r^2} \quad (6)$$

where

U_{nQ} is the nominal system voltage at the feeder connection point Q;

I''_{kQ} is the initial symmetrical short-circuit current at the feeder connection point Q;

c is the voltage factor (see Table 1) for the nominal system voltage U_n ;

t_r is the rated transformation ratio at which the on-load tap-changer is in the main position.

In the case of high-voltage feeders with nominal voltages above 35 kV fed by overhead lines, the equivalent impedance Z_Q may in many cases be considered as a reactance, i.e. $Z_Q = 0 + jX_Q$. In other cases, if no accurate value is known for the resistance R_Q of network feeders, one may substitute $R_Q = 0,1 X_Q$ where $X_Q = 0,995 Z_Q$. The resistance has to be considered, if the peak short-circuit current i_p or the DC-component i_{DC} is to be calculated.

The initial symmetrical short-circuit currents I''_{kQmax} and I''_{kQmin} on the high-voltage side of the transformer shall be given by the supply company or by an adequate calculation according to this standard.

In special cases the zero-sequence equivalent short-circuit impedance of network feeders may need to be considered, depending on the winding configuration and the star point earthing of the transformer.

NOTE See for instance items 6 and 8 in Table 1 of IEC TR 60909-4:2000.

6.3 Transformers

6.3.1 Two-winding transformers

The positive-sequence short-circuit impedances of two-winding transformers $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ with and without on-load tap-changer can be calculated from the rated transformer data as follows:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (7)$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3 \cdot I_{rT}^2} \quad (8)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (9)$$

where

U_{rT} is the rated voltage of the transformer on the high-voltage or low-voltage side;

I_{rT} is the rated current of the transformer on the high-voltage or low-voltage side;

S_{rT} is the rated apparent power of the transformer;

P_{krT} is the total loss of the transformer in the windings at rated current;

u_{kr} is the short-circuit voltage at rated current in per cent;

u_{Rr} is the rated resistive component of the short-circuit voltage in per cent.

The resistive component u_{Rr} can be calculated from the total losses P_{krT} in the windings at the rated current I_{rT} , both referred to the same transformer side (see Formula (8)).

The ratio R_T/X_T generally decreases with transformer size. For large transformers the resistance is so small that the impedance may be assumed to consist only of reactance when calculating short-circuit currents. The resistance is to be considered if the peak short-circuit current i_p or the DC component i_{DC} is to be calculated.

The necessary data for the calculation of $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$ may be taken from the rating plate. The zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$ may be obtained from the rating plate or from the manufacturer.

NOTE Actual data for two-winding transformers used as network transformers or in power stations are given in IEC TR 60909-2. Zero-sequence impedance arrangements for the calculation of unbalanced short-circuit currents are given in IEC TR 60909-4.

6.3.2 Three-winding transformers

In the case of three-winding transformers, the positive-sequence short-circuit impedances $\underline{Z}_A$, $\underline{Z}_B$, and $\underline{Z}_C$ referring to Figure 6 can be calculated by the three short-circuit impedances (referred to side A of the transformer):

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrAB}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAB}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} \quad (\text{side C open}) \quad (10a)$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrAC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAC}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAC}} \quad (\text{side B open}) \quad (10b)$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrBC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrBC}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} \quad (\text{side A open}) \quad (10c)$$

with
$$u_{Xr} = \sqrt{u_{Kr}^2 - u_{Rr}^2} \quad (10d)$$

by the formulas

$$\underline{Z}_A = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{AC} - \underline{Z}_{BC}) \quad (11a)$$

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{AB} - \underline{Z}_{AC}) \quad (11b)$$

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{AC} + \underline{Z}_{BC} - \underline{Z}_{AB}) \quad (11c)$$

where

- U_{rTA} is the rated voltage of side A;
- S_{rTAB} is the rated apparent power between sides A and B;
- S_{rTAC} is the rated apparent power between sides A and C;
- S_{rTBC} is the rated apparent power between sides B and C;
- u_{RrAB}, u_{XrAB} are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides A and B;
- u_{RrAC}, u_{XrAC} are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides A and C;
- u_{RrBC}, u_{XrBC} are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides B and C.

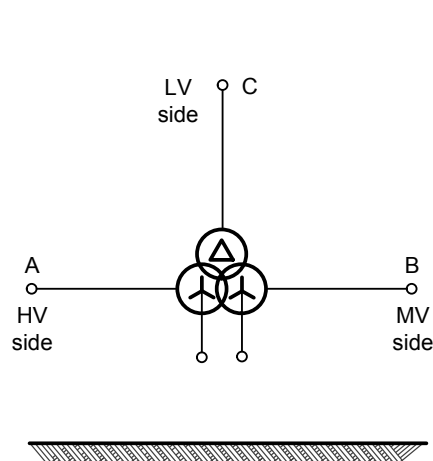


Figure 6a – Denotation of winding connections

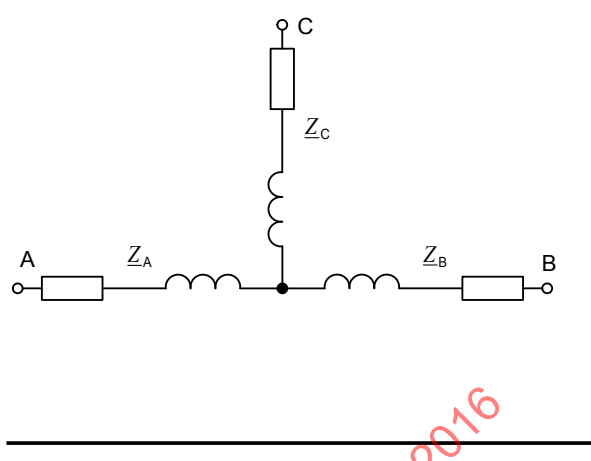


Figure 6b – Equivalent circuit diagram (positive-sequence system)

Figure 6 – Three-winding transformer (example)

The zero-sequence impedances of three-winding transformers may be obtained from the manufacturer.

NOTE Examples for the impedances of three-winding transformers are given in IEC TR 60909-2. Additional information can be found in IEC TR 60909-4.

6.3.3 Impedance correction factors for two- and three-winding network transformers

A network transformer is a transformer connecting two or more networks at different voltages. The impedance correction factors shall be applied when calculating maximum short-circuit currents only. In case of unbalanced short-circuits the impedance correction factors shall be applied also to the negative-sequence and the zero-sequence impedances.

For two-winding network transformers with and without on-load tap-changer, an impedance correction factor K_T is to be introduced in addition to the impedance evaluated according to Formulas (7) to (9): $\underline{Z}_{TK} = K_T \underline{Z}_T$ where $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$.

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_T} \quad (12a)$$

where x_T is the relative reactance of the transformer $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$ and $c_{\max}$ from Table 1 is related to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer. This correction factor shall not be introduced for unit transformers of power station units (see 6.7), and of wind power station units (see 6.8).

If the long-term operating conditions of network transformers before the short-circuit are known for sure, then Formula (12b) may be used instead of Formula (12a).

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_T \cdot \left(I_T^b / I_{T^*} \right) \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_T^b}} \quad (12b)$$

where

$c_{\max}$ is the voltage factor from Table 1, related to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer;

$$x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT});$$

U^b is the highest operating voltage before short circuit;

I_T^b is the highest operating current before short circuit (this depends on network configuration and relevant reliability philosophy);

$\cos \varphi_T^b$ is the power factor of the transformer before short circuit.

For three-winding network transformers with and without on-load tap-changer, three impedance correction factors can be found using the relative values of the reactances of the transformer (see 6.3.2):

$$K_{TAB} = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{TAB}} \quad (13a)$$

$$K_{TAC} = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{TAC}} \quad (13b)$$

$$K_{TBC} = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{TBC}} \quad (13c)$$

Together with the impedances $\underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{AC}$ and $\underline{Z}_{BC}$ according to Formula (10), the corrected values $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB} \underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{ACK} = K_{TAC} \underline{Z}_{AC}$ and $\underline{Z}_{BCK} = K_{TBC} \underline{Z}_{BC}$ can be found. With these impedances the corrected equivalent impedances $\underline{Z}_{AK}$, $\underline{Z}_{BK}$ and $\underline{Z}_{CK}$ shall be calculated using the procedure given in Formula (11).

The three impedance correction factors given in Formula (13) shall be introduced also to the negative-sequence and to the zero-sequence systems.

Impedances between a star point and earth shall be introduced without correction factor.

NOTE Equivalent circuits of the positive-sequence and the zero-sequence system are given in IEC TR 60909-4:2000, Table 1, items 4 to 7 for different cases of star point earthing. In general the impedances $\underline{Z}_{(0)A}$, $\underline{Z}_{(0)B}$ or $\underline{Z}_{(0)C}$ are similar to $\underline{Z}_{(1)A}$, $\underline{Z}_{(1)B}$ or $\underline{Z}_{(1)C}$. An example for the introduction of the correction factors of Formula (13) to the positive-sequence and the zero-sequence system impedances of the equivalent circuits is given in 2.2 of IEC TR 60909-4:2000.

If in special cases, for instance in the case of auto-transformers with on-load tap-changer, the short-circuit voltages of transformers u_{kr+} at the position $+p_T$ and u_{kr-} at the position $-p_T$ (see IEC TR 60909-2) both are considerably higher than the value u_{kr} , it may be unnecessary to introduce impedance correction factors K_T .

6.4 Overhead lines and cables

The positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$ may be calculated from the conductor data, such as the cross-sections and the centre-distances of the conductors.

For measurement of the positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_L$ and the zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)L} = R_{(0)L} + jX_{(0)L}$, see IEC TR 60909-4. Sometimes it is possible to estimate the zero-sequence short-circuit impedances with the ratios $R_{(0)L}/R_L$ and $X_{(0)L}/X_L$ (see IEC TR 60909-2).

The impedances $\underline{Z}_L$ and $\underline{Z}_{(0)L}$ of low-voltage and high-voltage cables may be taken from IEC TR 60909-2 or from textbooks or manufacturer's data.

For higher temperatures than 20 °C, see Formula (32).

The effective resistance per unit length R'_L of overhead lines at the conductor temperature 20 °C may be calculated from the nominal cross-section q_n and the resistivity ρ :

$$R'_L = \frac{\rho}{q_n} \quad (14)$$

The following values for resistivity may be used:

Copper $\rho = \frac{1}{54} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$

Aluminium $\rho = \frac{1}{34} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$

Aluminium alloy $\rho = \frac{1}{31} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$

The reactance per unit length X'_L for overhead lines may be calculated, assuming transposition, from:

$$X'_L = \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right) \quad (15)$$

where

d is the geometric mean distance between conductors, or the centre of bundles:

$$d = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L2L3} \cdot d_{L3L1}};$$

r is the radius of a single conductor. In the case of conductor bundles, r is to be substituted by $r_B = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$ where R is the bundle radius (see IEC TR 60909-2);

n is the number of bundled conductors; for single conductors $n = 1$;

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4} \text{ H/km.}$$

6.5 Short-circuit current-limiting reactors

The positive-sequence, the negative-sequence, and the zero-sequence short-circuit impedances are equal, assuming geometric symmetry. Short-circuit current-limiting reactors shall be treated as a part of the short-circuit impedance.

$$Z_R = \frac{u_{kR}}{100\%} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{rR}} \text{ and } R_R \ll X_R \quad (16)$$

where

u_{kR} and I_{rR} are given on the rating plate;

U_n is the nominal system voltage.

6.6 Synchronous machines

6.6.1 Synchronous generators

When calculating maximum initial symmetrical short-circuit currents in systems fed directly from generators without unit transformers, for example in industrial networks or in low-voltage networks, the following impedance shall be used in the positive-sequence system:

$$\underline{Z}_{GK} = K_G \cdot \underline{Z}_G = K_G \cdot (R_G + jX_d'') \quad (17)$$

with the correction factor

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (18)$$

where

$\underline{Z}_{GK}$ is the corrected subtransient impedance of the generator;

$c_{\max}$ is the voltage factor according to Table 1;

U_n is the nominal system voltage;

U_{rG} is the rated voltage of the generator;

R_G is the resistance of the generator;

X_d'' is the saturated subtransient reactance of the generator;

$\underline{Z}_G$ is the subtransient impedance of the generator in the positive-sequence system;

$\cos \varphi_{rG}$ is the power factor of the generator under rated conditions;

x_d'' is the relative saturated subtransient reactance of the generator related to the rated impedance: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ where $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$.

If the terminal voltage of the generator is permanently different from U_{rG} , it may be necessary to introduce $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ instead of U_{rG} to Formula (18), when calculating maximum three-phase short-circuit currents.

For the short-circuit impedances of synchronous generators in the negative-sequence system, the following applies with K_G from Formula (18):

$$\underline{Z}_{(2)GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{(2)G} = K_G \cdot (R_{(2)G} + jX_{(2)G}) \quad (19)$$

with $X_{(2)G} = (X_d'' + X_q'')/2$

If X_q'' is not known, it is allowed to take $X_{(2)G} = X_d''$.

For the short-circuit impedance of synchronous generators in the zero-sequence system, the following applies with K_G from Formula (18):

$$\underline{Z}_{(0)GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{(0)G} = K_G \cdot (R_{(0)G} + jX_{(0)G}) \quad (20)$$

If an impedance is present between the neutral point of the generator and earth, the correction factor K_G shall not be applied to this impedance.

When calculating the minimum short-circuit current use $K_G = 1$.

The need for the calculations of minimum short-circuit currents may arise because of underexcited operation of generators (low-load condition in cable systems or in systems including long overhead lines, hydro pumping stations). In this case special considerations beyond the scope and procedure given in this standard have to be taken into account (see for instance 2.2.1 of IEC TR 60909-1:2002).

6.6.2 Synchronous compensators and motors

When calculating the initial symmetrical short-circuit current I_k'' , the peak short-circuit current i_p , the symmetrical short-circuit breaking current I_b , and the steady-state short-circuit current I_k , synchronous compensators are treated in the same way as synchronous generators.

If synchronous motors have a voltage regulation, they are treated like synchronous generators. If not, they are subject to additional considerations.

6.7 Power station units

6.7.1 Power station units with on-load tap-changer

For the calculation of maximum short-circuit currents of power station units (S) with on-load tap-changer, the following formula for the impedance of the whole power station unit is used for short circuits on the high-voltage side of the unit transformer (see Figure 8c):

$$\underline{Z}_{SK} = K_S \cdot (t_r^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad (21)$$

with the correction factor

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (22)$$

where

$\underline{Z}_{SK}$ is the corrected impedance of a power station unit with on-load tap-changer referred to the high-voltage side;

$\underline{Z}_G$ is the subtransient impedance of the generator $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$, see 6.6.1;

$\underline{Z}_{THV}$ is the impedance of the unit transformer related to the high-voltage side (without correction factor K_T);

U_{nQ} is the nominal system voltage at the feeder connection point Q of the power station unit;

U_{rG} is the rated voltage of the generator;

$\cos \varphi_{rG}$ is the power factor of the generator under rated conditions;

x_d'' is the relative saturated subtransient reactance of the generator related to the rated impedance: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ where $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;

x_T is the relative saturated reactance of the unit transformer at the main position of the on-load tap-changer: $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$;

t_r is the rated transformation ratio of the unit transformer: $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$.

When calculating the minimum short-circuit current, use $K_S = 1$.

If the minimum operating voltage $U_{Qmin}^b \geq U_{nQ}$ at the high-voltage side of the unit transformer of the power station unit is well established from long-term operating experience of the system, then the product $U_{nQ} \cdot U_{Qmin}^b$ may be used instead of U_{nQ}^2 in Formula (22).

It is assumed that the operating voltage at the terminals of the generator is equal to U_{rG} . If the voltage U_G is permanently higher than U_{rG} , then $U_{Gmax} = U_{rG} (1+p_G)$ should be introduced instead of U_{rG} , with, for instance, $p_G = 0,05$.

If underexcited operation of the power station unit is expected at some time (for instance to a large extent especially in pumped storage plants), then only when calculating unbalanced short-circuit currents with earth connection (see Figures 3c and 3d) the application of K_S according to Formula (22) may lead to results at the non-conservative side. Special considerations are necessary in this case, for instance with the superposition method.

When calculating the partial short-circuit current I''_{kS} at the high-voltage side of the unit transformer or the total short-circuit current at the short-circuit location on the high-voltage side of a power station unit, it is not necessary to take into account the contribution to the short circuit I''_{kS} of the motors connected to the auxiliary transformer.

NOTE IEC TR 60909-4 provides help for users in such cases.

6.7.2 Power station units without on-load tap-changer

For the calculation of maximum short-circuit currents of power station units (SO) without on-load tap-changer, the following formula for the impedance of the whole power station unit is used for a short circuit on the high-voltage side of the unit transformer (see Figure 8d):

$$\underline{Z}_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad (23)$$

with the correction factor

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} \cdot (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (24)$$

where

$\underline{Z}_{SOK}$ is the corrected short-circuit impedance of the power station unit without on-load tap-changer;

$\underline{Z}_G$ is the subtransient impedance of the generator, see 6.6.1;

$\underline{Z}_{THV}$ is the impedance of the unit transformer related to the high-voltage side (without correction factor K_T);

U_{nQ} is the nominal system voltage at the feeder connection point Q of the power station unit;

U_{rG} is the rated voltage of the generator; $U_{Gmax} = U_{rG} (1+p_G)$, with for instance $p_G = 0,05$ up to $0,10$;

$\cos \varphi_{rG}$ is the power factor of the generator under rated conditions;

x_d'' is the relative saturated subtransient reactance of the generator related to the rated impedance: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ where $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;

t_r is the rated transformation ratio of the unit transformer $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$;

$1 \pm p_T$ is to be introduced if the unit transformer has off-load taps and if one of these taps is permanently used, if not choose $1 \pm p_T = 1$. If the highest partial short-circuit current of the power station unit at the high-voltage side of the unit transformer with off-load taps is searched for, choose $1 - p_T$.

In the case of unbalanced short-circuits, the impedance correction factor K_{SO} from Formula (24) shall be applied to the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-

sequence impedances of the power station unit. When an impedance is present between the star point of the transformer and earth, the correction factor K_{SO} shall not be applied to this impedance.

The correction factor is not conditional upon whether the generator was overexcited or under-excited before the short circuit.

When calculating the partial short-circuit current I''_{kSO} at the high-voltage side of the unit transformer or the total short-circuit current at the short-circuit location on the high-voltage side of a power station unit, it is not necessary to take into account the contribution to the short-circuit current I''_{kSO} of the motors connected to the auxiliary transformer.

When calculating the minimum short-circuit current, use $K_{SO} = 1$.

6.8 Wind power station units

6.8.1 General

In 6.8, the short-circuit currents of wind power stations with asynchronous generators as well as doubly fed asynchronous generators are considered. Wind power stations with full size converter are treated in 6.9.

For the calculation of short-circuit currents the generators of wind power stations and their unit transformers are combined into one unit. All quantities are related to the high-voltage side of the unit transformer.

Short-circuit currents are not dealt with in this standard, which occur at the terminals of doubly fed asynchronous generators or the converter terminals of wind power stations with synchronous or asynchronous generators connected to full size converters. The manufacturer may give information for this case.

In many cases grid connection rules will require the wind power station to feed in mostly reactive current during a short circuit. During this interval the station will act as a regulated current source (see 7.2.1).

An impedance correction factor K_T for the unit transformers of a wind power station unit shall not be taken into account.

6.8.2 Wind power station units with asynchronous generator

The impedance Z_G of the asynchronous generator shall be calculated as follows:

$$Z_G = \frac{1}{I_{LR}/I_{rG}} \cdot \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot I_{rG}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rG}} \cdot \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \quad (25)$$

where

U_{rG} is the rated voltage of the asynchronous generator;

I_{rG} is the rated current of the asynchronous generator;

S_{rG} is rated apparent power of the asynchronous generator;

I_{LR}/I_{rG} is the ratio of the symmetrical locked-rotor current to the rated current of the asynchronous generator.

The complex value of the impedance $\underline{Z}_G$ shall be calculated with:

$$\underline{Z}_G = R_G + jX_G = \left(\frac{R_G}{X_G} + j \right) \cdot \frac{Z_G}{\sqrt{1 + (R_G / X_G)^2}} \quad (26)$$

If R_G/X_G is not provided by the manufacturer, then $R_G/X_G = 0,1$ can be used.

The total positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{WA}$ of a wind power station unit with asynchronous generator for the calculation of the short-circuit current contribution on the high-voltage side of the unit transformer shall be calculated with Formula (27):

$$\underline{Z}_{WA} = t_r^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV} \quad (27)$$

where

$\underline{Z}_G$ is the impedance of the asynchronous generator, Formula (26);

$\underline{Z}_{THV}$ is the impedance of the unit transformer at the high-voltage side;

t_r is the rated transformation ratio of the unit transformer: $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$.

In case of unbalanced short circuits, $\underline{Z}_{(2)WA}/\underline{Z}_{WA} = 1$ can be used. The zero-sequence impedance $\underline{Z}_{(0)WA}$ depends on the type of transformer and earthing.

6.8.3 Wind power station units with doubly fed asynchronous generator

The total positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{WD}$ of a wind power station with doubly fed asynchronous generator shall be calculated as follows.

$$Z_{WD} = \frac{\sqrt{2} \cdot \kappa_{WD} \cdot U_{rTHV}}{\sqrt{3} \cdot i_{WDmax}} \quad (28)$$

where

U_{rTHV} is the rated voltage of the unit transformer at the high-voltage side;

κ_{WD} is the factor for the calculation of the peak short-circuit current, given by the manufacturer and referred to the high-voltage side;

i_{WDmax} is the highest instantaneous short-circuit value in case of a three-phase short-circuit.

The factor κ_{WD} depends on the influences of the converter protection equipment as crowbar and chopper resistance. If κ_{WD} is not known, then $\kappa_{WD} = 1,7$ shall be used.

The complex value of the short-circuit impedance $\underline{Z}_{WD}$ shall be calculated by Formula (29).

$$\underline{Z}_{WD} = R_{WD} + jX_{WD} = \left(\frac{R_{WD}}{X_{WD}} + j \right) \cdot \frac{Z_{WD}}{\sqrt{1 + (R_{WD} / X_{WD})^2}} \quad (29)$$

If R_{WD}/X_{WD} is not provided by the manufacturer, then $R_{WD}/X_{WD} = 0,1$ can be used.

In case of unbalanced short-circuits, $\underline{Z}_{(2)WD}$ depends on the design and control strategies, the zero-sequence impedance $\underline{Z}_{(0)WD}$ depends on the type of transformer and earthing. The values are given by the manufacturer.

NOTE There is no direct relationship between the factor κ_{WD} of Formula (28) and the ratio R_{WD}/X_{WD} of Formula (29) due to the influence of the converter and its protection system on the maximum i_{WDmax}

6.9 Power station units with full size converter

Power stations units with full size converter (PF), e.g. wind power station units (WF) and photovoltaic station units (PV), are modelled in the positive-sequence system by a current source. The source current depends on the type of short circuit and has to be provided by the manufacturer. The positive-sequence shunt impedance Z_{PF} is assumed to be infinite.

In case of unbalanced short circuits the negative-sequence impedances $Z_{(2)PF}$ depend on the design and control strategies, the values are given by the manufacturer. The zero-sequence impedance $Z_{(0)PF}$ is infinite.

Power station units with full size converter may be neglected if their contributions are not higher than 5 % of the initial short circuit without these power station units.

6.10 Asynchronous motors

The impedance Z_M of asynchronous motors in the positive- and negative-sequence systems can be determined by:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR} / I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3} \cdot I_M} = \frac{1}{I_{LR} / I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad (30)$$

where

U_{rM} is the rated voltage of the motor;

I_{rM} is the rated current of the motor;

S_{rM} is the rated apparent power of the motor: $S_{rM} = P_{rM} / (\eta_{rM} \cos \varphi_{rM})$;

I_{LR} / I_{rM} is the ratio of the locked-rotor current to the rated current of the motor.

The complex value of the impedance $\underline{Z}_M$ shall be calculated with:

$$\underline{Z}_M = R_M + jX_M = \left(\frac{R_M}{X_M} + j \right) \cdot \frac{Z_M}{\sqrt{1 + (R_M / X_M)^2}} \quad (31)$$

If R_M / X_M is not provided by the manufacturer, the following relations may be used with sufficient accuracy for R_M / X_M :

$R_M / X_M = 0,10$, with $X_M = 0,995 Z_M$ for high-voltage motors with powers P_{rM} per pair of poles ≥ 1 MW;

$R_M / X_M = 0,15$, with $X_M = 0,989 Z_M$ for high-voltage motors with powers P_{rM} per pair of poles < 1 MW;

$R_M / X_M = 0,42$, with $X_M = 0,922 Z_M$ for low-voltage motor groups with connection cables.

The saturated impedance $\underline{Z}_M$ may also be calculated from the parameters of the electrical equivalent circuit for locked-rotor conditions.

The zero-sequence system impedance $\underline{Z}_{(0)M}$ of the motor shall be given by the manufacturer, if needed (see Clause 11).

6.11 Static converter fed drives

Reversible static converter-fed drives (for example, rolling mill drives) are considered for three-phase short circuits only, if the rotational masses of the motors and the static equipment provide reverse transfer of energy for deceleration (a transient inverter operation) at the time of short circuit. Then they contribute only to the initial symmetrical short-circuit current I_k'' and to the peak short-circuit current i_p . They do not contribute to the symmetrical short-circuit breaking current I_b and the steady-state short-circuit current I_k .

As a result, reversible static converter-fed drives are treated for the calculation of short-circuit currents in a similar way to asynchronous motors. The following applies:

Z_M	is the impedance according to Formula (30);
U_{rM}	is the rated voltage of the static converter transformer on the network side or rated voltage of the static converter, if no transformer is present;
I_{rM}	is the rated current of the static converter transformer on the network side or rated current of the static converter, if no transformer is present;
I_{LR}/I_{rM}	= 3;
R_M/X_M	= 0,10 with $X_M = 0,995 Z_M$.

All other static converters are disregarded for the short-circuit current calculation according to this standard.

6.12 Capacitors and non-rotating loads

Due to the calculation methods given in Clause 5, it is not allowed to take into account parallel admittances and non-rotating loads as stated in 5.2 e) and 5.2 f).

The discharge current of the shunt capacitors may be neglected for the calculation of the peak short-circuit current.

The effect of series capacitors can be neglected in the calculation of short-circuit currents, if they are equipped with voltage-limiting devices in parallel, acting if a short circuit occurs.

In the case of high-voltage direct-current transmission systems, the capacitor banks and filters need special considerations when calculating AC short-circuit currents.

7 Calculation of initial short-circuit current

7.1 General

7.1.1 Overview

The maximum short-circuit current is responsible for the rating of equipment regarding the mechanical and thermal stresses, the minimum short-circuit current has to be calculated for the selection of the system protection. Table 2 shows an overview of the short-circuit currents and types of failures that have to be considered.

Table 2 – Importance of short-circuit currents

Short-circuit currents	Equipment	Relevant currents		
		k3	k2	k1
maximum currents				
stress:				
– dynamic	components of installations	i_p	i_p	–
– switching on	switching devices	i_p	–	i_p
– switching off	switching devices	I_b	–	I_b
– thermal	components of installations, lines	I_{th}	–	I_{th}
minimum currents				
tripping of relays	protection	–	I_k'', I_k	I_k'', I_k

In general, a distinction is made between far-from-generator and near-to-generator short circuits (see 3.16 and 3.17).

In addition, it is necessary to distinguish between single-fed short-circuit, multiple single-fed short circuits and multiple-fed short circuits.

Single-fed short circuits supplied by a transformer according to Figure 4 may a priori be regarded as far-from-generator short-circuits if $X_{TLVK} \geq 2X_{Qt}$ with X_{Qt} calculated in accordance with 6.2 and $X_{TLVK} = K_T X_{TLV}$ in accordance with 6.3.

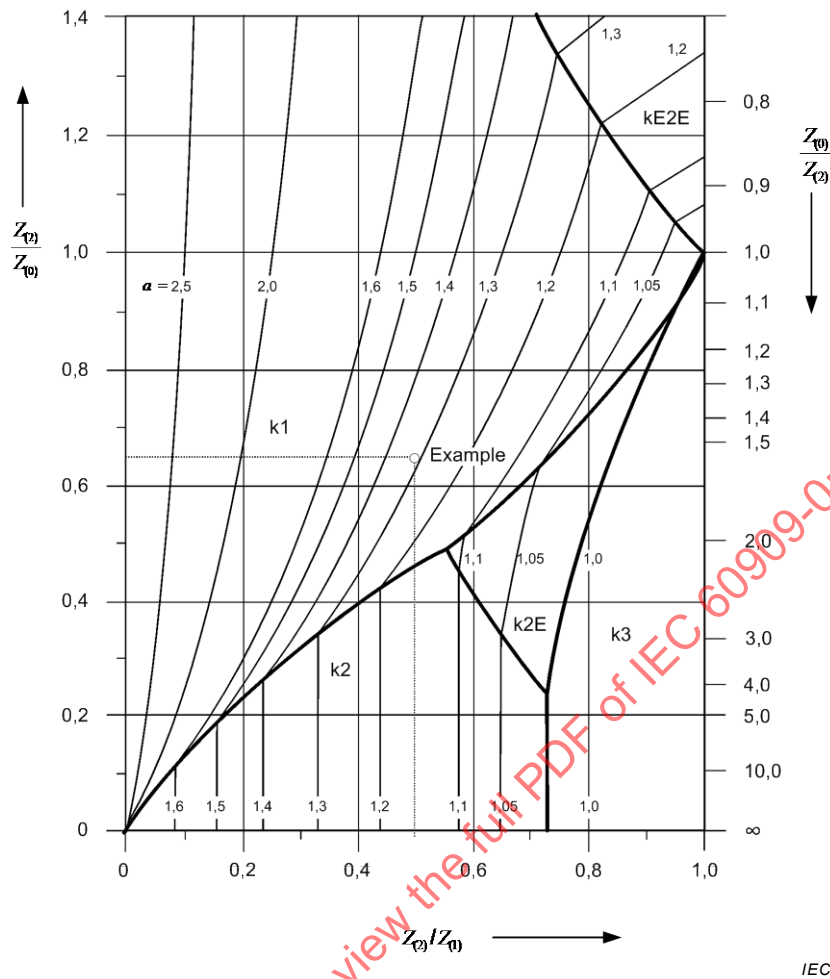
In the calculation of the short-circuit currents in systems supplied by generators, power-stations and motors (near-to-generator and/or near-to-motor short-circuits), it is of interest to know not only the initial symmetrical short-circuit current I_k'' and the peak short-circuit current i_p , but also the symmetrical short-circuit breaking current I_b and the steady-state short-circuit current I_k . In this case, the symmetrical short-circuit breaking current I_b is smaller than the initial symmetrical short-circuit current I_k'' . Normally, the steady-state short-circuit current I_k is smaller than the symmetrical short-circuit breaking current I_b .

In a near-to-generator short circuit, the AC component of the short-circuit current normally decays with time. An example is shown in Figure 2. It could happen that the decaying short-circuit current reaches zero for the first time, some cycles after the short circuit took place. This is possible if the DC time constant of a synchronous machine is larger than the subtransient time constant. This phenomenon is not dealt with in this standard.

The decaying aperiodic component i_{DC} of the short-circuit current can be calculated according to Formula (81).

If $Z_{(2)}$ is not known for the calculation of the initial symmetrical short-circuit current, it is allowed to take $Z_{(2)} = Z_{(1)}$.

The type of short circuit which leads to the highest short-circuit current depends on the values of the positive-sequence, negative-sequence, and zero-sequence short-circuit impedances of the system. Figure 7 illustrates this for the special case where $Z_{(0)}$, $Z_{(1)}$ and $Z_{(2)}$ have the same impedance angle. Figure 7 is useful for information but should not be used instead of calculation.



a is the relationship of the unbalanced short-circuit current to the three-phase short-circuit current.

Example:

$Z_{(2)} / Z_{(1)} = 0,50$
 $Z_{(2)} / Z_{(0)} = 0,65$

The single line-to-earth short circuit will give the highest short-circuit current

Figure 7 – Diagram to determine the short-circuit type (Figure 3) for the highest initial short-circuit current referred to the initial three-phase short-circuit current when the impedance angles of the sequence impedances $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$, $Z_{(0)}$ are identical

For the common case when $Z_{(0)}$ is larger than $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, the highest initial short-circuit current will occur for the three-phase short-circuit. However, for short-circuits near transformers with low zero-sequence impedance, $Z_{(0)}$ may be smaller than $Z_{(1)}$. In that case, the highest initial short-circuit current I_{kE2E} will occur for a line-to-line short-circuit with earth connection (see Figure 7 for $Z_{(2)}/Z_{(1)} = 1$ and $Z_{(2)}/Z_{(0)} > 1$).

Short circuits may have one or more sources, as shown in Figures 8, 9 and 10. Calculations are simplest for balanced short circuits on radial systems, as the individual contributions to a balanced short circuit can be evaluated separately for each source (Figure 9).

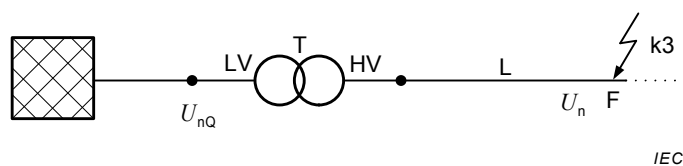


Figure 8a – Short circuit fed from a network feeder via a transformer

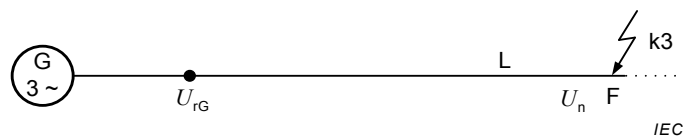


Figure 8b – Short circuit fed from one generator

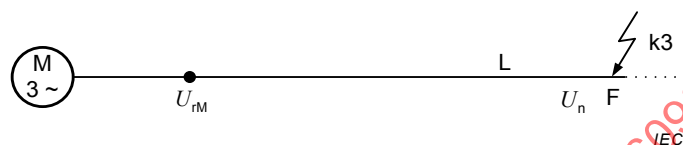


Figure 8c – Short circuit fed from one asynchronous motor

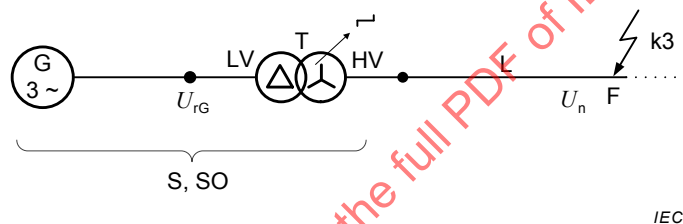


Figure 8d – Short circuit fed from one power station unit (generator and unit transformer with or without on-load tap-changer)

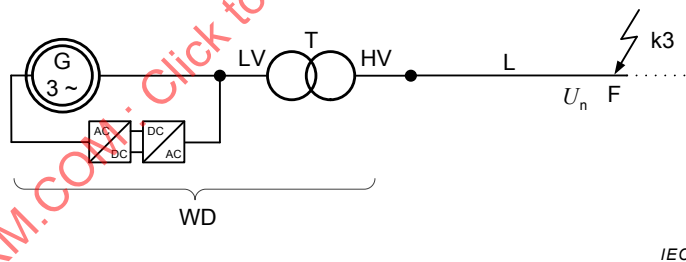


Figure 8e – Short circuit fed from one wind power station unit with doubly fed asynchronous generator

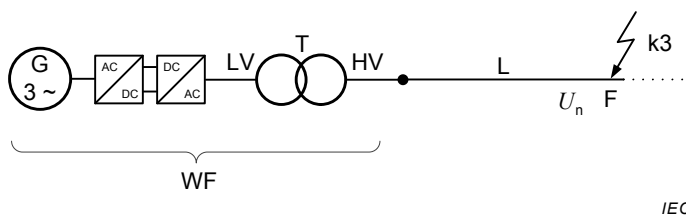


Figure 8f – Short circuit fed from one wind power station unit with full size converter

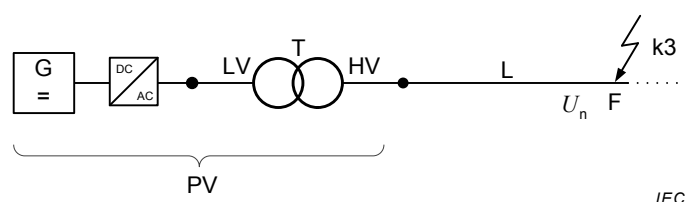


Figure 8g – Short circuit fed from one photovoltaic power station unit with full size converter

Figure 8 – Examples of single-fed short-circuits

While using fuses or current-limiting circuit-breakers to protect substations, the initial symmetrical short-circuit current is first calculated as if these devices were not available. From the calculated initial symmetrical short-circuit current and characteristic curves of the fuses or current-limiting circuit-breakers, the cut-off current is determined, which is the peak short-circuit current of the downstream substation.

For the calculation of the initial symmetrical short-circuit current I_k'' , the symmetrical short-circuit breaking current I_b , and the steady-state short-circuit current I_k at the short-circuit location, the system may be converted by network reduction into an equivalent short-circuit impedance Z_k at the short-circuit location. This procedure is not allowed when calculating the peak short-circuit current i_p .

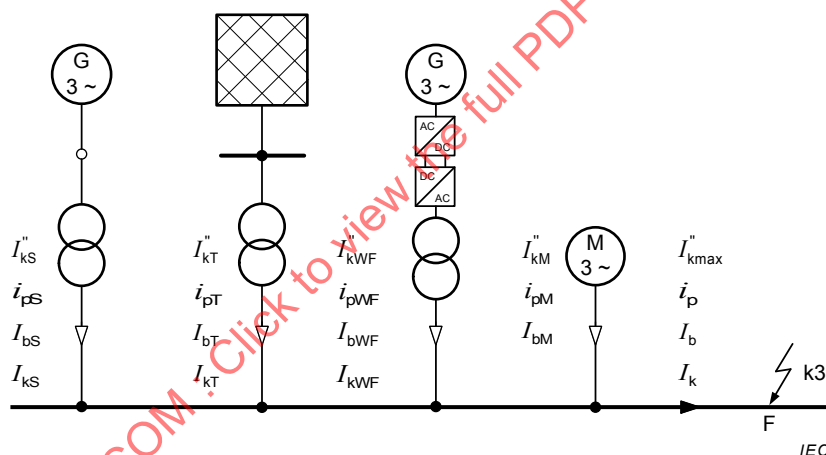
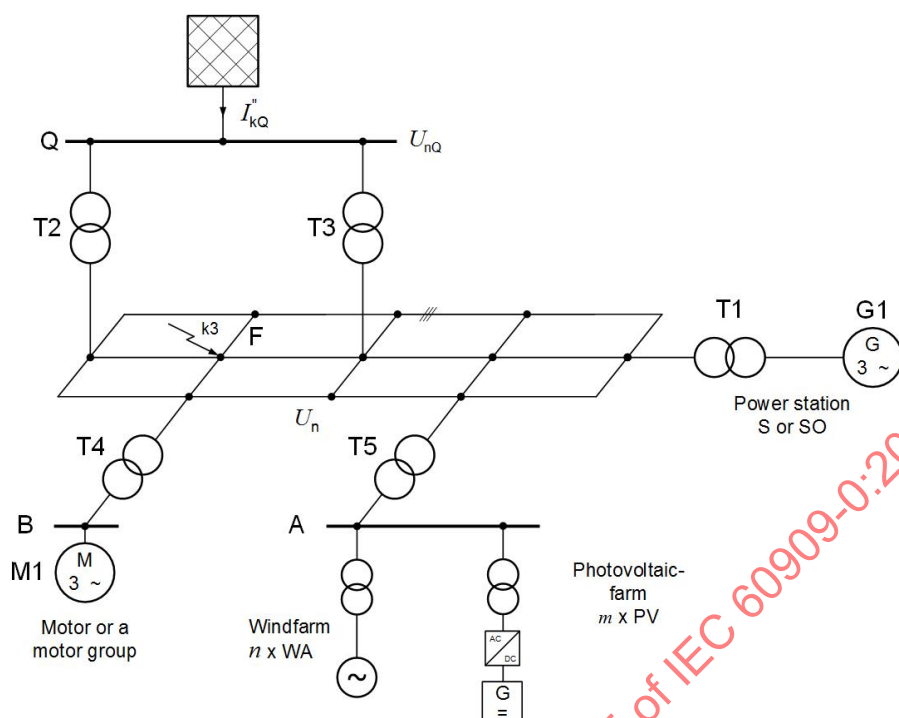


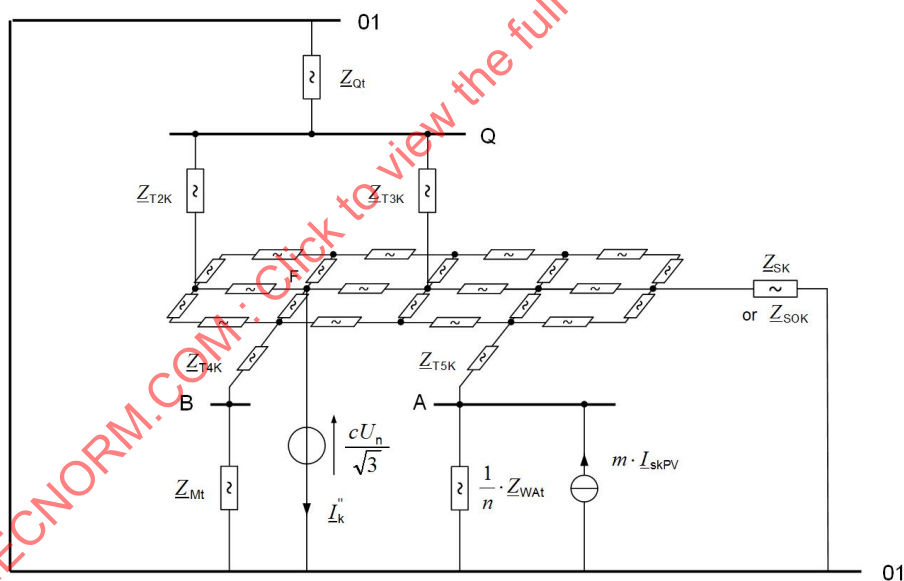
Figure 9 – Example of a multiple single-fed short circuit

In case of multiple-fed short circuit as in Figure 10, and for all cases of unbalanced short circuits, network reduction is necessary to calculate short-circuit impedances $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ and $Z_{(0)}$ at the short-circuit location.



IEC

Figure 10a – System diagram



IEC

Figure 10b – Equivalent circuit diagram for the calculation of the short-circuit current (cables of the power station units are neglected)

Figure 10 – Example of multiple-fed short circuit

7.1.2 Maximum and minimum short-circuit currents

When calculating maximum short-circuit currents, the following conditions apply.

- Voltage factor $c_{\max}$ according to Table 1 shall be applied for the calculation of maximum short-circuit currents in the absence of a national standard.
- Choose the system configuration and the maximum contribution from power station units and network feeders which lead to the maximum value of short-circuit current at the short-

circuit location, or for accepted sectioning of the network to control the short-circuit current.

- c) Impedance correction factors shall be introduced in the positive-, the negative- and the zero-sequence system with exception of the impedances between neutral point and earth.
- d) When equivalent impedances Z_Q are used to represent external networks, the minimum equivalent short-circuit impedance shall be used which corresponds to the maximum short-circuit current contribution from the network feeders.
- e) Motors shall be included if appropriate in accordance with 6.10.
- f) Resistance R_L of lines (overhead lines and cables) shall be introduced at a temperature of 20 °C.

When calculating minimum short-circuit currents, the following conditions apply.

- 1) Voltage factor $c_{\min}$ for the calculation of minimum short-circuit currents shall be applied according to Table 1.
- 2) Choose the system configuration and the minimum contribution from power station units and network feeders which lead to a minimum value of short-circuit current at the short-circuit location.
- 3) The impedance correction factors are equal to 1.
- 4) Contributions of wind power stations units shall be neglected.
- 5) Contributions of photovoltaic power station units shall be neglected.
- 6) Contributions of motors shall be neglected.
- 7) Resistances R_L of lines (overhead lines and cables, line conductors, and neutral conductors) shall be introduced at a higher temperature:

$$R_L = [1 + \alpha \cdot (\vartheta_e - 20^\circ\text{C})] \cdot R_{L20} \quad (32)$$

where

R_{L20} is the resistance at a temperature of 20 °C;

ϑ_e is the conductor temperature in degrees Celsius at the end of the short-circuit duration;

α is a factor equal to 0,004/K, valid with sufficient accuracy for most practical purposes for copper, aluminium and aluminium alloy.

NOTE For ϑ_e , see for instance IEC 60865-1, IEC 60949 and IEC 60986.

7.1.3 Contribution of asynchronous motors to the short-circuit current

Asynchronous motors have to be considered in the calculation of maximum short-circuit current. Low-voltage motors are to be taken into account in auxiliaries of power station units and in industrial and similar installations, for example in networks of chemical and steel industries and pump-stations.

Those high-voltage and low-voltage motors may be neglected, provided that they are not switched in at the same time according to the circuit diagram (interlocking) or to the process (reversible drives).

Low-voltage motors are usually connected to the busbar by cables with different lengths and cross-sections. For simplification of the calculation, groups of motors including their connection cables may be combined to a single equivalent motor.

For these equivalent asynchronous motors, including their connection cables, the following may be used:

Z_M is the impedance according to Formula (30);

I_{rM} is the sum of the rated currents of all motors in a group of motors (equivalent motor);

$I_{LR}/I_{rM} = 5$;

$R_M/X_M = 0,42$, leading to $\kappa_M = 1,3$;

$P_{rM}/p = 0,05$ MW if nothing definite is known, where p is the number of pairs of poles.

In the case of a short circuit on the high-voltage side, the rated current of the transformer may be used for the calculation of Z_M according to Formula (30) instead of the sum of the rated currents I_{rM} of all motors.

7.2 Three-phase initial short-circuit current

7.2.1 General

In general, the initial symmetrical short-circuit current I_k'' shall be calculated using Formula (33) with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location and the short-circuit impedance $Z_k = |R_k + jX_k|$.

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad (33)$$

The equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ shall be introduced at the short-circuit location (see Figure 4) with the factor c according to Table 1.

The short-circuit impedance can be found by network reduction or from the diagonal element of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system for the node i , where the short circuit occurs ($Z_k = Z_{ii}$). The nodal impedance matrix is the inverse of the nodal admittance matrix, see Annex B.

If power station units with full size converter are to be considered, then the maximum initial short-circuit current shall be calculated as follows.

$$I_{kmax}'' = \frac{1}{Z_k} \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{1}{Z_k} \sum_{j=1}^n Z_{ij} \cdot I_{skPFj} = I_{kmaxPFO}'' + I_{kPF}'' \quad (34)$$

where

I_{skPFj} is the rms value of the maximum source current (positive-sequence system) in case of three-phase short-circuit at the high-voltage side of the unit transformer, given by the manufacturer;

Z_{ii}, Z_{ij} are the absolute values of the elements of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system, where i is the short-circuit node and j are the nodes where power station units with full size converters are connected (see Annex B);

$I_{kmaxPFO}''$ is the maximum initial symmetrical short-circuit current without the influence of power station units with full size converter calculated by Formula (33) using c_{max} ;

I_{kPF}'' is the sum of the contributions of power station units with full size converter to the initial short-circuit current.

7.2.2 Short-circuit currents inside a power station unit with on-load tap-changer

For calculating the partial short-circuit currents I_{kG}'' and I_{kT}'' with a short circuit at F1 in Figure 11, in the case of a power station unit with on-load tap-changer, the partial initial symmetrical short-circuit currents are given by:

$$I_{kG}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot K_{G,S} \cdot Z_G} \quad (35)$$

with

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (36)$$

$$I_{kT}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot \left| Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2} \right|} \quad (37)$$

where

Z_G is the subtransient impedance of the generator, see 6.6.1;

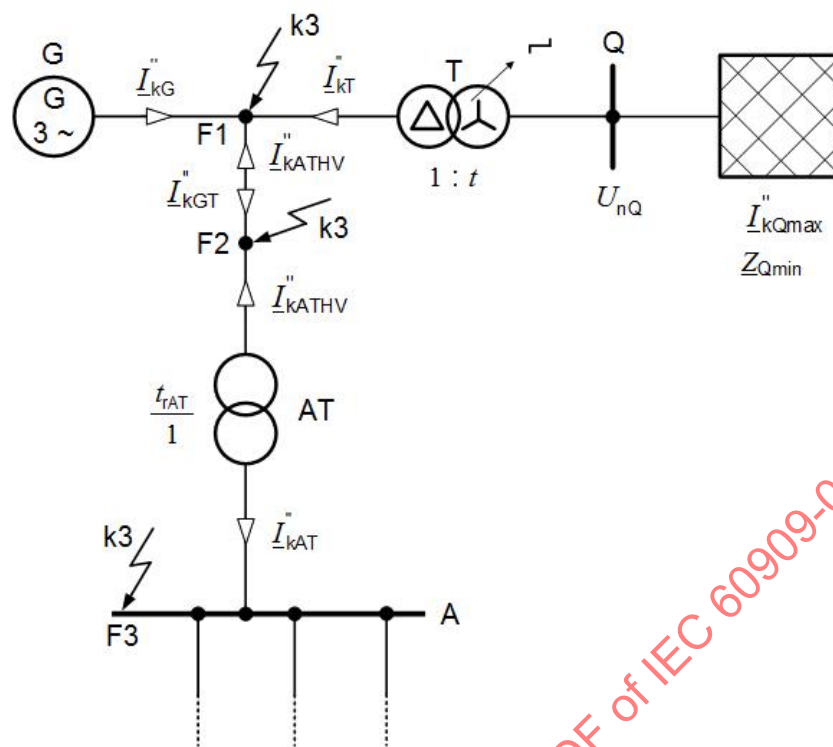
x_d'' is the saturated subtransient reactance referred to the rated impedance:
 $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ with $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;

Z_{TLV} is the transformer short-circuit impedance referred to the low-voltage side according to 6.3.1, Formulas (7) to (9);

t_r is the rated transformation ratio;

Z_{Qmin} is the minimum value of the impedance of the network feeder, corresponding to I_{kQmax}'' .

For I_{kQmax}'' the maximum possible value during the lifetime of the power station unit shall be introduced.



IEC

Figure 11 – Short-circuit currents and partial short-circuit currents for three-phase short circuits between generator and unit transformer with or without on-load tap-changer, or at the connection to the auxiliary transformer of a power station unit and at the auxiliary busbar A

For the calculation of the partial short-circuit current I_{kGT}'' feeding into the short-circuit location F2, for example at the connection to the high-voltage side of the auxiliary transformer AT in Figure 11, it is sufficient to take:

$$I_{kGT}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3}} \cdot \left[\frac{1}{K_{G,S} \cdot Z_G} + \frac{1}{K_{T,S} \cdot Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2}} \right] = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot Z_S} \quad (38)$$

with

$$K_{T,S} = \frac{c_{\max}}{1 - x_T \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (39)$$

and $K_{G,S}$ according to Formula (36).

If the unit transformer has an on-load tap-changer on the high-voltage side, it is assumed that the operating voltage at the terminals of the generator is equal to U_{rG} . If, even in this case, the voltage region of the generator $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ is used permanently, take Formulas (40) to (41) instead of (35) to (36).

The total short-circuit current in F1 or F2 (Figure 11) is found by adding the partial short-circuit current I_{kATHV}'' , caused by the medium- and low-voltage auxiliary motors of the power station unit.

7.2.3 Short-circuit currents inside a power station unit without on-load tap-changer

For a power station unit without on-load tap-changer of the unit transformer, the partial initial symmetrical short-circuit currents in Figure 11 are given by:

$$I_{kG}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot K_{G,SO} \cdot Z_G} \quad (40)$$

with

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (41)$$

$$I_{kT}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot \left| Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2} \right|} \quad (42)$$

The partial short-circuit current I_{kGT}'' in Figure 11 can be calculated by:

$$I_{kGT}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3}} \cdot \left[\frac{1}{K_{G,SO} \cdot Z_G} + \frac{1}{K_{T,SO} \cdot Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2}} \right] = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot Z_{SO}} \quad (43)$$

with

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 - x_T \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (44)$$

and $K_{G,SO}$ according to Formula (41).

For Z_G , x_d'' , Z_{TLV} , t_r and Z_{Qmin} , see 7.2.2.

The Formula (38) or (43) and the impedance Z_S resp. Z_{SO} are used to determine the partial short-circuit current I_{kAT}'' in Figure 11 for the short-circuit in F3. The impedance of the auxiliary transformer AT in Figure 11 is to be corrected with K_T from 6.3.3.

The total short-circuit current in F1 or F2 (Figure 11) is found by adding the partial short-circuit current I_{kATHV}'' , caused by the high- and low-voltage auxiliary motors of the power station unit.

7.3 Line-to-line short circuit

In the case of a line-to-line short circuit, according to Figure 3b, the initial short-circuit current shall be calculated by:

$$I_{k2}'' = \frac{\sqrt{3}}{|Z_{(1)} + Z_{(2)}|} \cdot \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \quad (45)$$

If $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, then Formula (45) becomes

$$I_{k2}'' = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k'' \quad (46)$$

If power station units with full size converter are to be considered, the maximum initial short-circuit current shall be calculated as follows.

$$I_{k2\max}'' = \frac{\sqrt{3}}{|Z_{(1)ii} + Z_{(2)ii}|} \cdot \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{\sqrt{3}}{|Z_{(1)ii} + Z_{(2)ii}|} \sum_{j=1}^n Z_{(1)ij} \cdot I_{(1)sk2PFj} = I_{k2\max PFO}'' + I_{k2PF}'' \quad (47)$$

where

- $I_{(1)sk2PFj}$ is the rms value of the maximum source current (positive-sequence system) in case of a line-to-line short circuit at the high-voltage side of the unit transformer, given by the manufacturer;
- $Z_{(1)ii} = Z_{ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system, where i is the short-circuit node;
- $Z_{(2)ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the negative-sequence system including the impedances of the power station units with full size converter, where i is the short-circuit node;
- $Z_{(1)ij} = Z_{ij}$ are the elements of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system, where i is the short-circuit node and j are the nodes where power station units with full size converters are connected;
- $I_{k2\max PFO}''$ is the maximum initial symmetrical short-circuit current calculated by the equivalent voltage source at the short-circuit location without influence of the source currents of the power station units with full size converter;
- I_{k2PF}'' is the sum of the contributions of power station units with full size converter to the initial short-circuit current.

7.4 Line-to-line short circuit with earth connection

To calculate the initial symmetrical short-circuit currents it is necessary to distinguish between the currents I_{k2EL2}'' , I_{k2EL3}'' , and I_{kE2E}'' (see Figure 3c).

If $Z_{(0)}$ is less than $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, the current I_{kE2E}'' in the line-to-line short circuit with earth connection generally is the largest of all initial symmetrical short-circuit currents $I_k'' = I_{k3}'', I_{k2}'', I_{k2E}''$ and I_{k1}'' (see Figure 7).

The currents I_{k2EL2}'' and I_{k2EL3}'' (see Figure 3c) are calculated according to Formulas (48) and (49):

$$I_{k2EL2}'' = \left| \frac{\sqrt{3}(\underline{Z}_{(0)} - a\underline{Z}_{(2)})}{\underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \right| \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \quad (48)$$

$$I_{k2EL3}'' = \left| \frac{\sqrt{3}(\underline{Z}_{(0)} - a^2\underline{Z}_{(2)})}{\underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \right| \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \quad (49)$$

The initial short-circuit current I_{kE2E}'' , flowing to earth and/or grounded wires, according to Figure 3c, is calculated by:

$$I_{kE2E}'' = \left| \frac{3\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \right| \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \quad (50)$$

If power station units with full size converter are to be considered, then the maximum initial short-circuit currents shall be calculated as follows.

$$\begin{aligned} I_{k2EL2max}'' &= \left| \frac{\sqrt{3}(\underline{Z}_{(0)ii} - a\underline{Z}_{(2)ii})}{\underline{Z}_{(1)ii}\underline{Z}_{(2)ii} + \underline{Z}_{(1)ii}\underline{Z}_{(0)ii} + \underline{Z}_{(2)ii}\underline{Z}_{(0)ii}} \right| \cdot \left(\frac{c_{max}U_n}{\sqrt{3}} + \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{(1)ij} I_{(1)sk2PFj} \right) \\ &= I_{k2EL2maxPFO}'' + I_{k2EL2PF}'' \end{aligned} \quad (51)$$

$$\begin{aligned} I_{k2EL3max}'' &= \left| \frac{\sqrt{3}(\underline{Z}_{(0)ii} - a^2\underline{Z}_{(2)ii})}{\underline{Z}_{(1)ii}\underline{Z}_{(2)ii} + \underline{Z}_{(1)ii}\underline{Z}_{(0)ii} + \underline{Z}_{(2)ii}\underline{Z}_{(0)ii}} \right| \cdot \left(\frac{c_{max}U_n}{\sqrt{3}} + \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{(1)ij} I_{(1)sk2PFj} \right) \\ &= I_{k2EL3maxPFO}'' + I_{k2EL3PF}'' \end{aligned} \quad (52)$$

$$\begin{aligned} I_{kE2Emax}'' &= \left| \frac{3\underline{Z}_{(2)ii}}{\underline{Z}_{(1)ii}\underline{Z}_{(2)ii} + \underline{Z}_{(1)ii}\underline{Z}_{(0)ii} + \underline{Z}_{(2)ii}\underline{Z}_{(0)ii}} \right| \cdot \left(\frac{c_{max}U_n}{\sqrt{3}} + \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{(1)ij} I_{(1)sk2PFj} \right) \\ &= I_{kE2maxPFO}'' + I_{kE2EPF}'' \end{aligned} \quad (53)$$

where

$I_{(1)sk2PFj}$ is the rms value of the maximum source current (positive-sequence system) in case of a line-to-line short circuit at the high-voltage side of the unit transformer, given by the manufacturer;

$\underline{Z}_{(1)ii} = \underline{Z}_{ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system, where i is the short-circuit node;

$\underline{Z}_{(2)ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the negative-sequence system including the impedances of the power station units with full size converter, where i is the short-circuit node;

$\underline{Z}_{(0)ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the zero-sequence system, where i is the short-circuit node;

$\underline{Z}_{(1)ij} = \underline{Z}_{ij}$ are the elements of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system, where i is the short-circuit node and j are the nodes where power station units with full size converters are connected.

7.5 Line-to-earth short circuit

The initial line-to-earth short-circuit current I_{k1}'' in Figure 3d shall be calculated by:

$$I_{k1}'' = \frac{3}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \quad (54)$$

If $Z_{(0)}$ is less than $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, the initial line-to-earth short-circuit current I_{k1}'' is larger than the three-phase short-circuit current I_k'' , but smaller than I_{kE2E}'' (see Figure 7). However, I_{k1}'' will be the highest current to be interrupted by a circuit breaker if $1,0 > Z_{(0)}/Z_{(1)} > 0,23$.

If power stations with full size converter are to be considered, then the maximum initial short-circuit current shall be calculated as follows.

$$I_{k1\max}'' = \frac{3}{|Z_{(1)ii} + Z_{(2)ii} + Z_{(0)ii}|} \cdot \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{3}{|Z_{(1)ii} + Z_{(2)ii} + Z_{(0)ii}|} \sum_{j=1}^n Z_{(1)ij} \cdot I_{(1)sk1PFj} = I_{k1\max PFO}'' + I_{k1PF}'' \quad (55)$$

where

$I_{(1)sk1PFj}$ is the rms value of the maximum source current (positive-sequence system) in case of a line-to-earth short circuit at the high-voltage side of the unit transformer, given by the manufacturer;

$Z_{(1)ii} = Z_{ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system, where i is the short-circuit node;

$Z_{(2)ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the negative-sequence system including the impedances of the power station units with full size converter, where i is the short-circuit node;

$Z_{(0)ii}$ is the i^{th} diagonal element of the nodal impedance matrix of the zero-sequence system, where i is the short-circuit node;

$Z_{(1)ij} = Z_{ij}$ are the elements of the nodal impedance matrix of the positive-sequence system, where i is the short-circuit node and j are the nodes where power station units with full size converters are connected;

$I_{k1\max PFO}''$ is the maximum initial symmetrical short-circuit current calculated by the equivalent voltage source at the short-circuit location without influence of the source currents of the power station units with full size converter;

I_{k1PF}'' is the sum of the contributions of wind power station units with full size converter to the initial short-circuit current.

8 Calculation of peak short-circuit current

8.1 Three-phase short circuit

8.1.1 Single-fed and multiple single-fed short circuits

For single-fed and multiple single-fed three-phase short circuits, the contribution of each source to the peak short-circuit current can be calculated separately and has to be added to the resultant peak short-circuit current. For branches with synchronous generators/motors and asynchronous motors/generators as in Figures 8a to 8d the peak short-circuit current can be calculated by:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (56)$$

In this case, it is assumed that the branches do not include parallel impedances. Networks with branches with parallel impedances are to be treated as multiple-fed short circuits (see 8.1.2).

The factor κ for the R/X or X/R ratio shall be obtained from Figure 12 or calculated by the following expression:

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-3R/X} \quad (57)$$

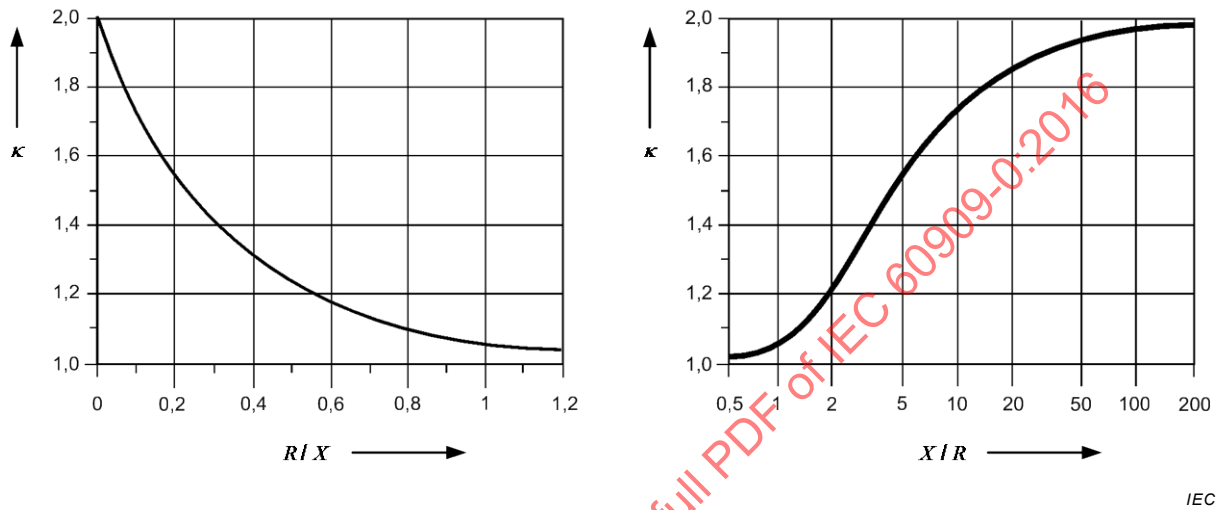


Figure 12 – Factor κ for series circuit as a function of ratio R/X or X/R

In case of branches with synchronous generators and power station units, the following values for the fictitious resistances R_{Gf} are to be used for the calculation of the peak short-circuit current with sufficient accuracy.

$$R_{Gf} = 0,05 \cdot X_d^* \text{ for generators with } U_{rG} > 1 \text{ kV and } S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,07 \cdot X_d^* \text{ for generators with } U_{rG} > 1 \text{ kV and } S_{rG} < 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,15 \cdot X_d^* \text{ for generators with } U_{rG} \leq 1000 \text{ V}$$

In addition to the decay of the DC component, the factors 0,05, 0,07, and 0,15 also take into account the decay of the AC component of the short-circuit current during the first half-cycle after the short circuit took place. The influence of various winding-temperatures on R_{Gf} is not considered.

The values R_{Gf} should be used for the calculation of the peak short-circuit current. These values cannot be used when calculating the aperiodic component i_{DC} of the short-circuit current according to Formula (76). The effective resistance of the stator of synchronous machines lies generally much below the given values for R_{Gf} . In this case the manufacturer's values for R_G should be used.

For one power station unit with full size converter, according to Figures 8f and 8g, the peak short-circuit current is determined by:

$$i_p = \sqrt{2} I_{kPF}^* = \sqrt{2} I_{skPF} \quad (58)$$

The peak short-circuit current i_p at a short-circuit location F is the sum of the partial short-circuit currents:

$$i_p = \sum_i i_{pi} \quad (59)$$

Figure 9 example:

$$i_p = i_{pS} + i_{pT} + i_{pWF} + i_{pM} \quad (60)$$

8.1.2 Multiple-fed short circuit

For calculating the peak short-circuit current i_p the following formula shall be used:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} \cdot I''_{kmaxPFO} + \sqrt{2} \cdot I''_{kPF} \quad (61)$$

where

$I''_{kmaxPFO}$ is the maximum initial three-phase short-circuit current without influence of power station units with full size converter calculated by Formula (33);

I''_{kPF} is the contribution of the power station units with full size converter calculated by Formula (34).

The factor κ shall be calculated by Formula (57) with one of the following methods a), b), or c) for determination of the ratio R/X . Method c) is recommended (see IEC TR 60909-1).

a) Uniform ratio R/X or X/R

For this method the smallest ratio of R/X or the largest ratio of X/R of all branches of the network is taken.

It is necessary to choose only the branches which carry partial short-circuit currents at the nominal voltage corresponding to the short-circuit location and branches with transformers feeding the voltage level of the short-circuit location. Any branch may be a series combination of several impedances.

b) Ratio R/X or X/R at the short-circuit location

For this method, the ratio R_k/X_k given by the short-circuit impedance $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$ (seen from the short-circuit location) of the initial short-circuit calculation is used.

To cover inaccuracies, the factor κ determined with the ratio R_k/X_k is multiplied by a factor 1,15.

As long as R/X remains smaller than 0,3 in all branches which carry a short-circuit current, it is not necessary to use the factor 1,15. It is also not necessary for the product $1,15 \cdot \kappa$ to exceed 1,8 in low-voltage networks or to exceed 2,0 in high-voltage networks.

c) Equivalent frequency f_c

An equivalent impedance $Z_c = R_c + jX_c$ of the positive-sequence system as seen from the short-circuit location is calculated assuming a frequency $f_c = 20$ Hz (for a nominal frequency of $f = 50$ Hz) or $f_c = 24$ Hz (for a nominal frequency of $f = 60$ Hz). The R/X or X/R ratio is then determined according to Formula (62).

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad (62)$$

where

$\underline{Z}_c = R_c + jX_c$ is the equivalent impedance of the system as seen from the short-circuit location for the assumed frequency f_c ;

R_c is the real part of $\underline{Z}_c$ (R_c is generally not equal to the R at nominal frequency);

X_c is the imaginary part of $\underline{Z}_c$ (X_c is generally not equal to the X at nominal frequency).

When using this method with transformers, generators and power station units, the impedance correction factors K_T , K_G and K_S , respectively K_{SO} , shall be introduced with the same values as for the 50 Hz or 60 Hz calculations.

8.2 Line-to-line short circuit

For a line-to-line short circuit in a network with power station units with full size converter, the peak short-circuit current can be expressed by:

$$i_{p2} = \kappa \sqrt{2} I_{k2\max PFO}'' + \sqrt{2} I_{k2PF}'' \quad (63)$$

where

$I_{k2\max PFO}''$ is the maximum initial line-to-line short-circuit current without influence of the source currents of power station units with full size converter calculated according to Formula (47);

I_{k2PF}'' is the contribution of the power station units with full size converter calculated according to Formula (47).

The factor κ shall be calculated according to 8.1 depending on the system configuration.

8.3 Line-to-line short circuit with earth connection

For a line-to-line short circuit with earth connection, the peak short-circuit current (e.g. of line L2) can be expressed by:

$$i_{p2EL2} = \kappa \sqrt{2} I_{k2EL2\max PFO}'' + \sqrt{2} I_{k2EL2PF}'' \quad (64)$$

where

$I_{k2EL2\max PFO}''$ is the maximum initial line-to-line short-circuit current without influence of the source currents of power station units with full size converter calculated according to Formula (51);

$I_{k2EL2PF}''$ is the contribution of the power station units with full size converter calculated according to Formula (51).

The factor κ shall be calculated according to 8.1 depending on the system configuration.

8.4 Line-to-earth short circuit

For a line-to-earth short circuit, the peak short-circuit current can be expressed by:

$$i_{p1} = \kappa \sqrt{2} I_{k1\max PFO}'' + \sqrt{2} I_{k1PF}'' \quad (65)$$

where

$I_{k1\max PFO}''$ is the maximum initial line-to-earth short-circuit current without influence of the source currents of power station units with full size converter calculated according to Formula (55);

I''_{k1PF} is the contribution of the power station units with full size converter calculated according to Formula (55).

The factor κ shall be calculated according to 8.1 depending on the system configuration.

9 Calculation of symmetrical breaking current

9.1 Three-phase short circuit

9.1.1 Symmetrical breaking current of synchronous machines

For a near-to-generator short circuit, in the case of a single-fed short circuit as in Figure 8b, 8c and 8d or multiple single-fed short circuit as in Figure 9, the decay to the symmetrical short-circuit breaking current of a synchronous generator is taken into account by the factor μ according to Formula (67).

$$I_b = \mu \cdot I''_{kmax} \quad (66)$$

The factor μ depends on the minimum time delay t_{min} and the ratio I''_{kG}/I_{rG} , where I_{rG} is the rated generator current. The values of μ in Formula (67) apply if synchronous machines are excited by rotating exciters or by static converter exciters (provided, for static exciters, the minimum time delay t_{min} is less than 0,25 s and the maximum excitation voltage is less than 1,6 times the rated load excitation-voltage). For all other cases take $\mu = 1$, if the exact value is unknown.

NOTE The AC component of the current in case of near-to-generator short circuits may decay faster than the DC component. The magnitude of the AC component of the current depends upon the operating conditions of the generator before short circuit; the decay of the AC component is governed by the subtransient and transient time constants, the decay of the DC component by the armature time constant. As a consequence, the DC component during a certain period of time can be higher than the peak value of the AC component. In such a case the fault current shows delayed current zero. In order to evaluate if power station equipment can handle this current, the AC and DC components of the short-circuit current have to be calculated taking into account the synchronous, transient and subtransient reactances, the transient and subtransient time constants, the circuit-breaker arc resistance as well as the operation condition before short circuit.

When there is a unit transformer between the generator and the short-circuit location, the partial short-circuit current I''_{kS} at the high-voltage side of the unit transformer (in Figure 8c) shall be transferred by the rated transformation ratio to the terminal of the generator $I''_{kG} = t_r \cdot I''_{kS}$ before calculating μ , using the following formulas:

$$\begin{aligned} \mu &= 0,84 + 0,26e^{-0,26I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &= 0,02 \text{ s} \\ \mu &= 0,71 + 0,51e^{-0,30I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &= 0,05 \text{ s} \\ \mu &= 0,62 + 0,72e^{-0,32I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &= 0,10 \text{ s} \\ \mu &= 0,56 + 0,94e^{-0,38I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &\geq 0,25 \text{ s} \end{aligned} \quad (67)$$

If I''_{kG}/I_{rG} is not greater than 2, apply $\mu = 1$ for all values of the minimum time delay t_{min} . The factor μ may also be obtained from Figure 13. For other values of minimum time delay, linear interpolation between curves is acceptable.

Figure 13 can be used also for compound excited low-voltage generators with a minimum time delay t_{min} not greater than 0,1 s. The calculation of low-voltage breaking currents after a time delay t_{min} greater than 0,1 s is not included in this standard; generator manufacturers may be able to provide information.

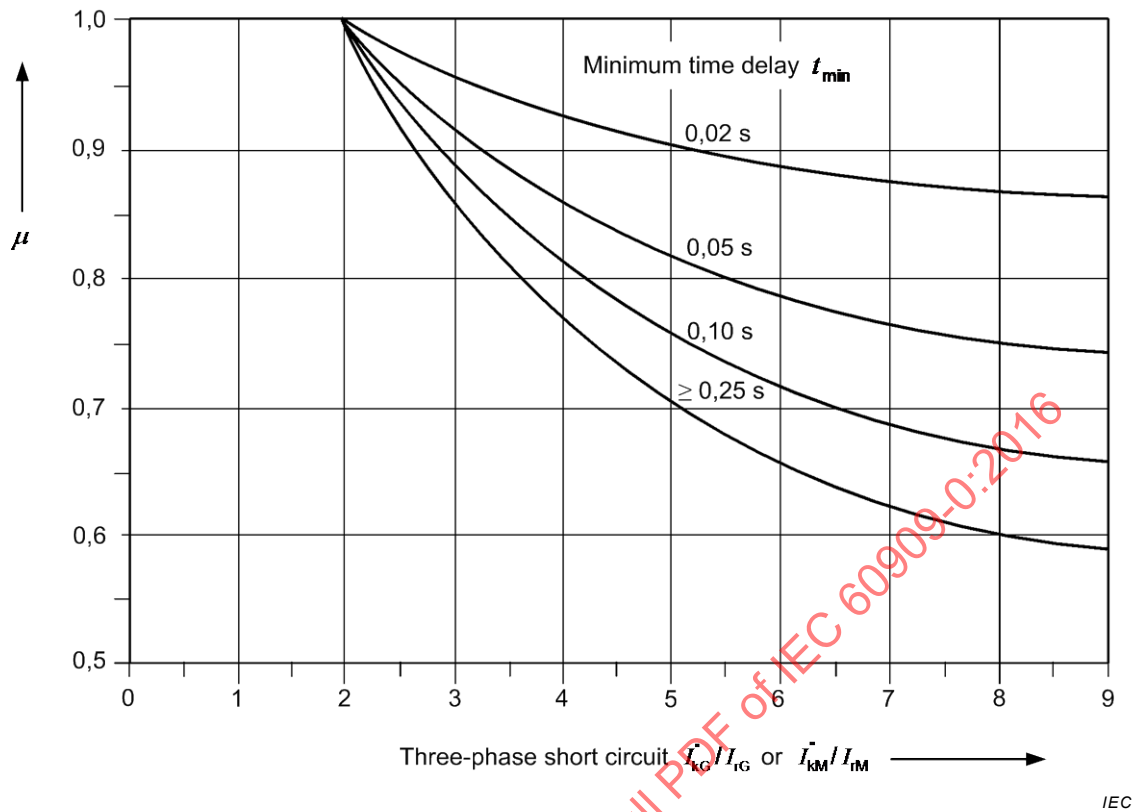


Figure 13 – Factor μ for calculation of short-circuit breaking current I_b

9.1.2 Symmetrical breaking current of asynchronous machines

The symmetrical short-circuit breaking current of an asynchronous machine shall be calculated by Formula (68) with factor μ according to Formula (67) or Figure 13 using I_{kM}/I_{rM} (see Table 4) and the factor q .

$$I_b = \mu \cdot q \cdot I_{kmax} \quad (68)$$

Formula (67) shall also be used for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of wind power stations with asynchronous generator with I_{kWA} .

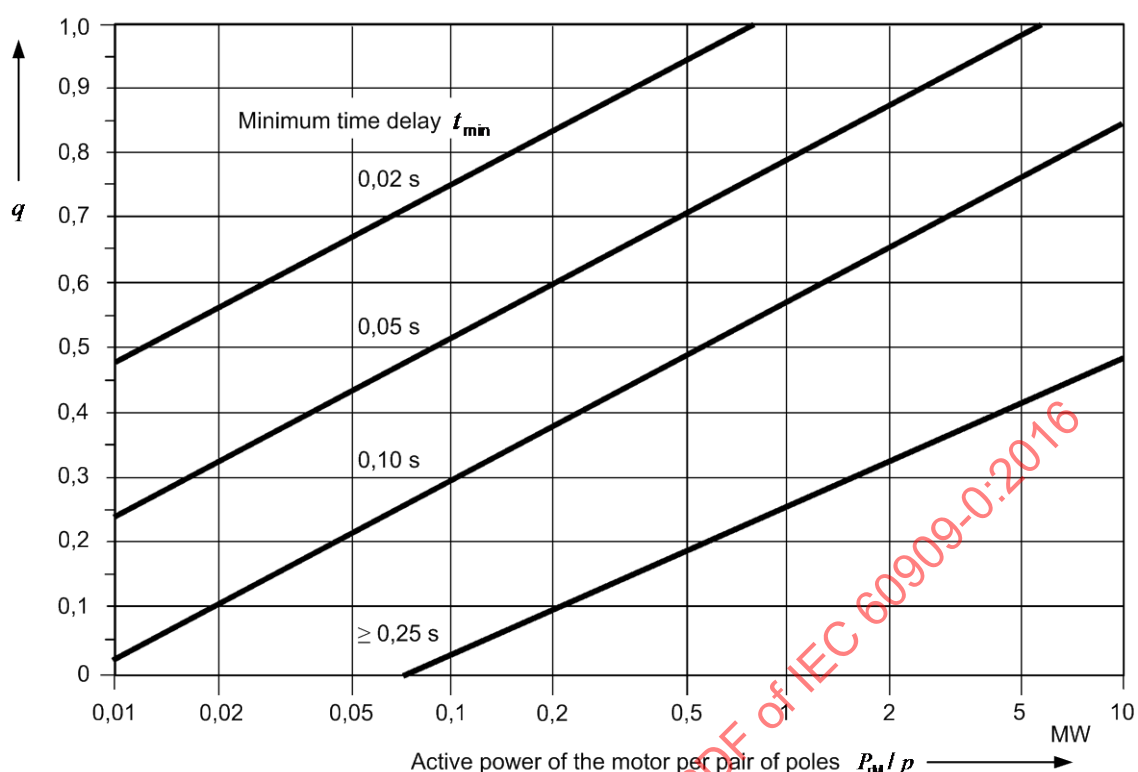
The factor q may be determined as a function of the minimum time delay t_{min} or may be taken from Figure 14.

$$\begin{aligned} q &= 1,03 + 0,12 \ln(P_{rM} / p) & \text{for } t_{min} = 0,02 \text{ s} \\ q &= 0,79 + 0,12 \ln(P_{rM} / p) & \text{for } t_{min} = 0,05 \text{ s} \\ q &= 0,57 + 0,12 \ln(P_{rM} / p) & \text{for } t_{min} = 0,10 \text{ s} \\ q &= 0,26 + 0,10 \ln(P_{rM} / p) & \text{for } t_{min} \geq 0,25 \text{ s} \end{aligned} \quad (69)$$

where

P_{rM} is the rated active power in MW and p is the number of pairs of poles of the asynchronous machine.

If the calculation in Formula (69) provides larger values than 1 for q , assume that $q = 1$.



IEC

Figure 14 – Factor q for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of asynchronous motors

9.1.3 Symmetrical breaking current of power station units with doubly fed asynchronous generator

The symmetrical breaking current of power station units with doubly fed asynchronous generators can be calculated according to Formula (70).

$$I_b = \mu_{WD} \cdot \vec{I}_{kWD} \quad (70)$$

with

$$\mu_{WD} = \frac{I_{kWDmax}}{\vec{I}_{kWD}} \quad (71)$$

I_{kWDmax} is the maximum steady state short-circuit current, given by the manufacturer (see 11.2.3)

9.1.4 Symmetrical breaking current of power station units with full size converter

The symmetrical breaking current of power station units with full size converters can be calculated according to Formula (72).

$$I_b = I_{kPFmax} \quad (72)$$

where

I_{kPFmax} is the maximum steady state short-circuit current, see 11.2.4.

9.1.5 Symmetrical breaking current of network feeder

The symmetrical breaking current of network feeders can be calculated according to Formula (73).

$$I_b = I_{kmax}'' \quad (73)$$

9.1.6 Symmetrical breaking current in case of multiple single-fed short-circuits

For multiple single-fed three-phase short circuits as in Figure 9, the symmetrical breaking current at the short-circuit location can be calculated by the summation of the individual breaking current contributions:

$$I_b = \sum_i I_{bi}'' \quad (74)$$

Figure 9 example:

$$I_b = I_{bS} + I_{bT} + I_{bWF} + I_{bM} = \mu \cdot I_{kS}'' + I_{kT}'' + I_{kWFFmax}'' + \mu \cdot q \cdot I_{kM}'' \quad (75)$$

where

I_{kS}'' , I_{kT}'' , I_{kWFF}'' and I_{kM}'' are taken as its contributions to I_{kmax}'' at the short-circuit location.

At first the maximum short-circuit current is calculated, and then the partial currents in the branches where the circuit breakers are located.

9.1.7 Symmetrical breaking current in case of multiple-fed short circuits

In case of multiple-fed short circuits, current I_b can be calculated by:

$$I_b = I_{kmax}'' \quad (76)$$

Currents calculated with Formula (76) are larger than the real symmetrical short-circuit breaking currents. For increased accuracy, Formula (77) can be used.

$$\begin{aligned} I_b = I_{kmax}'' & - \sum_i \frac{Z_{GKi} \cdot I_{kGi}''}{cU_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_i) \cdot I_{kGi}'' - \sum_j \frac{Z_{Mj} \cdot I_{kMj}''}{cU_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_j q_j) \cdot I_{kMj}'' \\ & - \sum_k \frac{Z_{SKk} \cdot I_{kSk}''}{cU_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_k) \cdot I_{kSk}'' - \sum_l \frac{Z_{SOKl} \cdot I_{kSOl}''}{cU_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_l) \cdot I_{kSOl}'' \\ & - \sum_m \frac{Z_{WAm} \cdot I_{kWAm}''}{cU_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_m) \cdot I_{kWAm}'' - \sum_n \frac{Z_{WDn} \cdot I_{kWDn}''}{cU_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_n) \cdot I_{kWDn}'' \end{aligned} \quad (77)$$

where

$\mu_i, \mu_j, \mu_k, \mu_l, \mu_m$ are calculated with Formula (67);

μ_n is calculated with Formula (71);

q_j is calculated with Formula (69);

$cU_n / \sqrt{3}$ is the equivalent voltage source at the short-circuit location;

Z_{GKi}	is the corrected short-circuit impedance of the i^{th} synchronous machine;
Z_{Mj}	is the short-circuit impedance of the j^{th} asynchronous motor;
Z_{SKk}	is the corrected short-circuit impedance of the k^{th} power station unit with on-load tap-changer;
Z_{SOKl}	is the corrected short-circuit impedance of the l^{th} power station unit without on-load tap-changer;
Z_{WAm}	is the short-circuit impedance of the m^{th} wind power station unit with asynchronous generator;
Z_{WDn}	is the short-circuit impedance of the n^{th} wind power station unit with doubly-fed asynchronous generator;
I_{kGi}'' , I_{kMj}''	are the contributions from the i^{th} synchronous generator or the j^{th} asynchronous motor;
I_{kSKk}'' , I_{kSOKl}''	are the contributions from the k^{th} power station unit with on-load tap-changer or the l^{th} power station unit without on-load tap-changer;
I_{kWAm}'' , I_{kWDn}''	are the contributions from the m^{th} wind power station unit with asynchronous generator or from the n^{th} wind power station unit with doubly fed asynchronous generator;
c	is the voltage factor according to Table 1 (c_{max}).

The partial short-circuit currents and the impedances of Formula (77) shall be related to the voltage level U_n , where the short-circuit current is calculated

If $\mu_j = 1$, then take $1 - \mu_j \cdot q_j = 0$, independent of the value q_j .

9.2 Unbalanced short-circuits

The short-circuit breaking current is assumed to be equal to the initial short-circuit currents:

$$I_{b2} = I_{k2\text{max}}'' \quad (78)$$

$$I_{b2E} = I_{k2E\text{max}}'' \quad (79)$$

$$I_{b1} = I_{k1\text{max}}'' \quad (80)$$

NOTE For near-to-generator short circuits, the flux decay in the generator is not taken into account.

10 DC component of the short-circuit current

The maximum DC component i_{DC} of the short-circuit current may be calculated with sufficient accuracy by Formula (81).

$$i_{\text{DC}} = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot e^{-2\pi \cdot f \cdot t \cdot R/X} \quad (81)$$

where

I_k'' is the initial symmetrical short-circuit current;

f is the nominal frequency;

t is the time;

R/X is the ratio according to 8.1 or the ratios according to the methods a) and c) in 8.1.

The correct resistance R_G of the generator armature should be used and not R_{Gf} .

Power station units with full converter are neglected when calculating the DC component of the short-circuit current.

For multiple-fed or single-fed with parallel branches, the ratio R/X or X/R is to be determined by the method c) in 8.1. Depending on the product $f \cdot t$; where f is the frequency and t is the time, the equivalent frequency f_c should be used as follows:

$f \cdot t$	<1	$<2,5$	<5	$<12,5$
f_c/f	0,27	0,15	0,092	0,055

For example, the DC component of the short-circuit current is used to calculate the asymmetrical breaking current I_{basyn} (rms value) according to Formula (82).

$$I_{basyn} = \sqrt{I_b^2 + i_{DC}^2} = I_b \sqrt{1 + \left(\frac{i_{DC}}{I_b}\right)^2} \quad (82)$$

where

I_b is the symmetrical breaking current;

i_{DC} is the DC component of a short-circuit current depending on the minimum time delay, see Formula (81).

11 Calculation of steady-state short-circuit current

11.1 General

The calculation of the steady-state short-circuit current I_k is less accurate than the calculation of the initial short-circuit current I_k'' .

11.2 Three-phase short circuit

11.2.1 Steady-state short-circuit current of one synchronous generator or one power station unit

11.2.1.1 General

For near-to-generator three-phase short circuits fed directly from one synchronous generator or one power station unit only, according to Figure 8b or 8d, the steady-state short-circuit current I_k depends on the excitation system, the voltage regulator action, and saturation influences.

Synchronous machines (generators, motors, or compensators) with terminal-fed static exciters do not contribute to I_k in the case of a short circuit at the terminals of the machine, but they contribute to I_k if there is an impedance between the terminals and the short-circuit location. A contribution is also given if, in case of a power station unit, the short circuit occurs on the high-voltage side of the unit transformer (see Figure 8d).

All other cases have to be treated according to 11.2.7.

11.2.1.2 Maximum steady-state short-circuit current

For the calculation of the maximum steady-state short-circuit current, the synchronous generator may be set at the maximum excitation.

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot I_{rG} \quad (83)$$

For static excitation systems fed from the generator terminals and a short circuit at the terminals, the field voltage collapses as the terminal voltage collapses, therefore take $\lambda_{\max} = \lambda_{\min}$ in this case.

When calculating $I_{k\max}$ or $I_{k\min}$, the factor $c_{\max}$ or $c_{\min}$ is taken from Table 1.

$\lambda_{\max}$ may be obtained from Figures 15 or 16 for cylindrical rotor generators or salient-pole generators. The saturated reactance x_{dsat} is the reciprocal of the saturated no-load short-circuit ratio.

$\lambda_{\max}$ -curves of series 1 are based on the highest possible excitation voltage according to either 1,3 times the rated excitation at rated apparent power and power factor for cylindrical rotor generators (Figure 15a) or 1,6 times the rated excitation voltage for salient-pole generators (Figure 16a).

$\lambda_{\max}$ -curves of series 2 are based on the highest possible excitation-voltage according to either 1,6 times the rated excitation at rated apparent power and power factor for cylindrical rotor generators (Figure 15b), or 2,0 times the rated excitation voltage for salient-pole generators (Figure 16b).

$\lambda_{\max}$ -curves of series 1 or 2 may also be applied in the case of terminal-fed static exciters, if the short circuit is at the high-voltage side of the unit transformer of a power station unit or in the system, and if the maximum excitation voltage is chosen with respect to the partial breakdown of the terminal voltage of the generator during the short circuit.

NOTE The calculation of the $\lambda_{\max}$ -curves is possible with Formula (87) from IEC TR 60909-1:2002, taking into account that $I_{kG}''/I_{rG} = \lambda_{\max}$ is valid for ratios $I_{kG}''/I_{rG} \leq 2$. This occurs in the case of a far-from-generator short circuit.

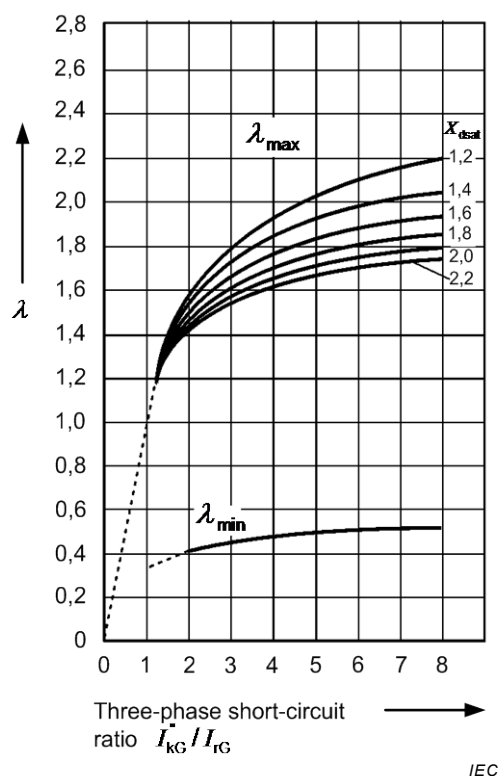


Figure 15a – $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ factors of series 1

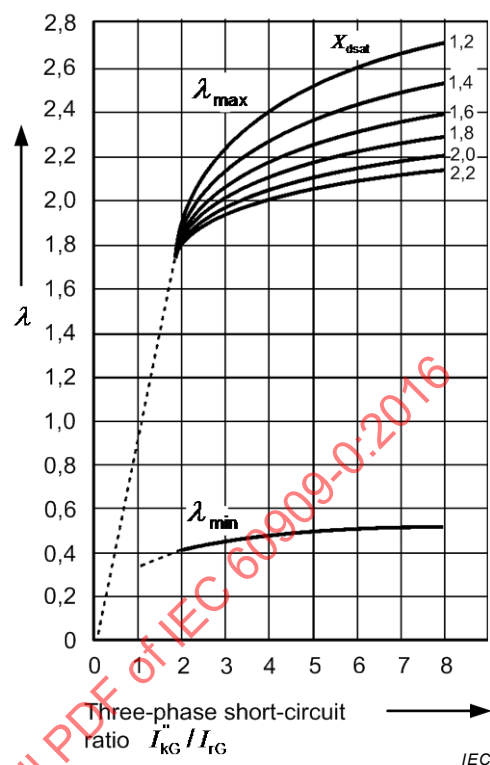


Fig. 15b – $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ factors of series 2

Figure 15 – Factors $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ factors for cylindrical rotor generators

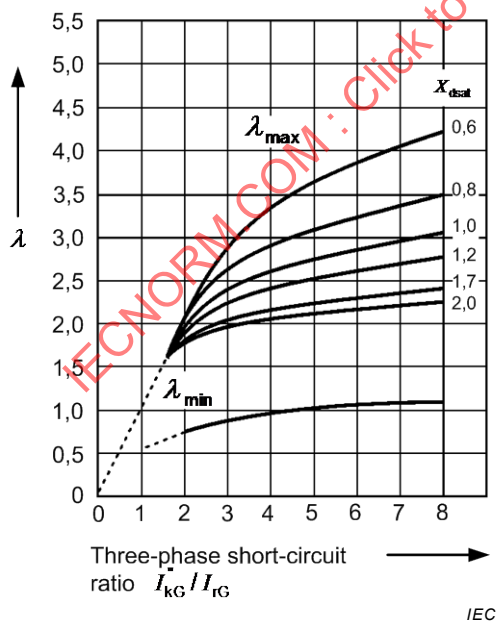


Figure 16a – $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ factors of series 1

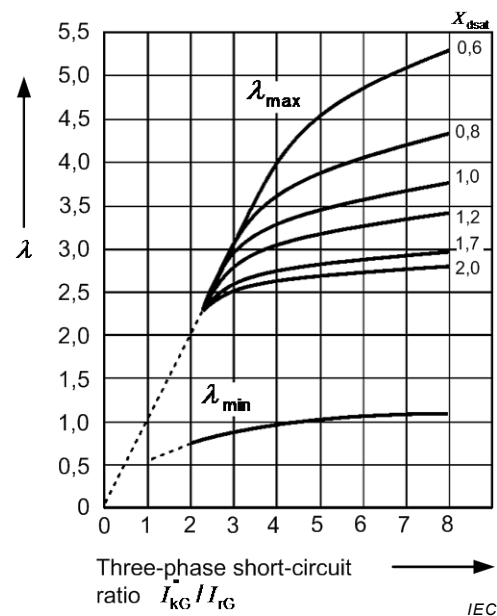


Fig. 16b – $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ factors of series 2

Figure 16 – Factors $\lambda_{\min}$ and $\lambda_{\max}$ for salient-pole generators

11.2.1.3 Minimum steady-state short-circuit current

For the minimum steady-state short-circuit current in the case of a single-fed short circuit from one generator or one power station unit according to Figures 8b and 8c, constant no-load excitation (voltage regulator not being effective) of the synchronous machine is assumed:

$$I_{kmin} = \lambda_{min} \cdot I_{rG} \quad (84)$$

λ_{min} may be obtained from Figures 15 and 16. In the case of minimum steady-state short circuit introduce $c = c_{min}$, according to Table 1.

The calculation of the minimum steady-state short-circuit current in the case of a near-to-generator short circuit, fed by one or several similar and parallel working generators with compound excitation, is made as follows:

$$I_{kmin} = \frac{c_{min} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (85)$$

For the effective reactance of generators introduce:

$$X_{dP} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot I_{kP}} \quad (86)$$

I_{kP} is the steady-state short-circuit current of a generator at a three-phase terminal short circuit. The value should be obtained from the manufacturer.

11.2.2 Steady-state short-circuit current of asynchronous motor or generator

With respect to Formula (105) of Table 4, the steady-state short-circuit current of an asynchronous motor/generator is zero in case of a three-phase short circuit at the terminals, Figure 9 and Formula (89).

11.2.3 Steady-state short-circuit current of wind power station unit with doubly fed asynchronous generator

The steady-state short-circuit currents I_{kWdmax} and I_{kWdmin} are to be provided by the manufacturer.

11.2.4 Steady-state short-circuit current of wind power station unit with full size converter

The steady-state short-circuit currents I_{kPFmax} and I_{kPFmin} are to be provided by the manufacturer.

11.2.5 Steady-state short-circuit current of network feeder

The steady-state short-circuit current is equal to the initial short-circuit current.

$$I_k = I_k'' \quad (87)$$

11.2.6 Steady-state short-circuit current in case of multiple single-fed short circuits

The steady-state short-circuit current at the short-circuit location can be calculated by the summation of the individual steady-state short-circuit current contributions:

$$I_k = \sum_i I_{ki} \quad (88)$$

Figure 9 example:

$$I_k = I_{kS} + I_{kT} + I_{kWf} = \lambda I_{rGt} + I''_{kT} + I_{kWf} \quad (89)$$

λ ($\lambda_{\max}$ or $\lambda_{\min}$) is found from Figures 15 and 16. I_{rGt} is the rated current of the synchronous generator transferred to the high-voltage side (see 7.1.1) of the unit transformer in Figure 9.

In the case of network feeders or network feeders in series with transformers (see Figure 9) $I_k = I''_k$ is valid (far-from-generator short circuit).

11.2.7 Steady-state short-circuit current in case of multiple-fed short circuits

The steady-state short-circuit current may be calculated approximately by:

$$I_{k\max} = I_{bMO} \quad (90)$$

$$I_{k\min} = I''_{k\min} \quad (91)$$

I_{bMO} is calculated according to 9.1 without the influence of asynchronous motors/generators according to 7.1.2.

Formulas (90) and (91) are valid in the case of far-from-generator and near-to-generator short circuits.

11.3 Unbalanced short circuits

In all cases of unbalanced short circuits, the flux decay in the generator is not taken into account and the following formulas should be used:

$$I_{k2} = I''_{k2} \quad (92)$$

$$I_{k2E} = I''_{k2E} \quad (93)$$

$$I_{kE2E} = I''_{kE2E} \quad (94)$$

$$I_{k1} = I''_{k1} \quad (95)$$

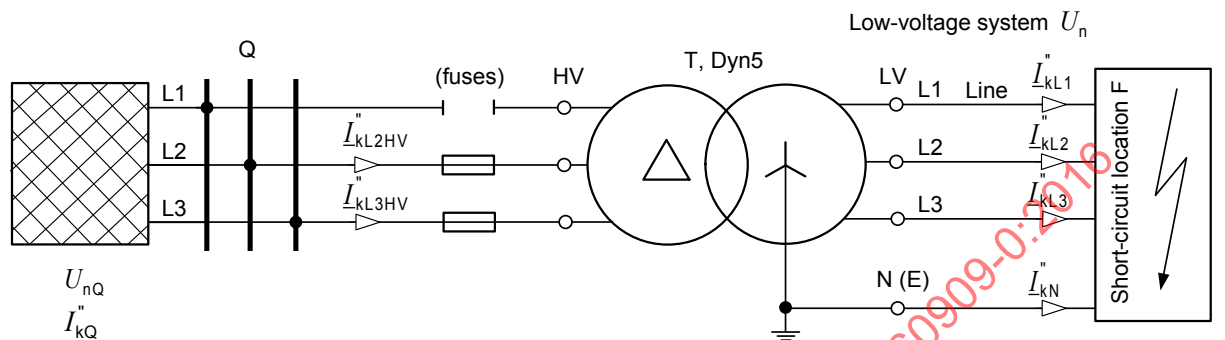
In the case of maximum or minimum steady-state short circuits, the voltage factor $c_{\max}$ resp. $c_{\min}$ according to Table 1 shall be applied, see 7.1.2.

12 Short circuits at the low-voltage side of transformers, if one line conductor is interrupted at the high-voltage side

When fuses are used as incoming protection at the high-voltage side of network transformers, a short circuit at the secondary side may cause one fuse to clear before the other high-

voltage fuses or a circuit-breaker eliminates the short circuit. This can lead to a situation where the partial short-circuit currents are too small to operate any further protection device, particularly in the case of minimum short-circuit currents. Electrical equipment may be overstressed due to the short-circuit duration.

Figure 17 describes this situation with balanced and unbalanced short circuits with earth connection at the short-circuit location F.



IEC

Figure 17 – Transformer secondary short-circuits, if one line (fuse) is opened on the high-voltage side of a transformer Dyn5

The short-circuit currents, I_{kL1}'' , I_{kL2}'' , I_{kL3}'' and I_{kN}'' at the low-voltage side of the transformer in Figure 17 can be calculated using Formula (96) with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location F. The partial short-circuit currents $I_{kL2HV}'' = I_{kL3HV}''$ at the high-voltage side in Figure 17 may also be calculated with Formula (96) using appropriate values for the factor α . In all cases $I_{k\nu}''$ is equal to $I_{k\nu}'$, because the short circuits are far-from-generator short circuits (see 3.16 and Figure 1).

$$I_{k\nu}'' = \alpha \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot \left[\underline{Z}_{Qt} + K_T \underline{Z}_T + \underline{Z}_L + \beta \cdot (K_T \underline{Z}_{(0)T} + \underline{Z}_{(0)L}) \right]} \quad (96)$$

where

- ν represents L1, L2, L3, N(E) at the low-voltage side and L2 HV, L3 HV at the high-voltage side;
- $\underline{Z}_{Qt} + K_T \underline{Z}_T + \underline{Z}_L$ is the resultant impedance in the positive-sequence system at the LV-side ($\underline{Z}_T = \underline{Z}_{TLV}$);
- $K_T \underline{Z}_{(0)T} + \underline{Z}_{(0)L}$ is the resultant impedance in the zero-sequence system at the LV-side;
- α, β are factors given in Table 3.

Any line-to-line short circuits without earth connection cause currents smaller than the rated currents, therefore this case is not taken into account in Table 3.

No short-circuit current on the low-voltage or on the high-voltage side of the transformer in Figure 17 is higher than the highest balanced or unbalanced short-circuit current in the case of an intact HV-feeding (see Figure 7). Therefore Formula (96) is normally of interest for the calculation of minimum short-circuit currents (see Table 1 for $c = c_{\min}$, and 7.1.1).

Table 3 – Factors α and β for the calculation of short-circuit currents with Formula (96), rated transformation ratio $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$

Short-circuit in F (see Figure 17)	Three-phase short circuit	Line-to-line short circuit with earth connection		Line-to-earth short circuit
Affected lines at the low-voltage side	L1, L2, L3 L1, L2, L3, N(E)	L1, L3, N(E)	L1, L2, N(E) L2, L3, N(E)	L2, N(E) ^a
Factor β	0	2	0,5	0,5
Factor α (LV) for the currents				
I''_{kL1}	0,5	1,5	–	–
I''_{kL2}	1,0	–	1,5	1,5
I''_{kL3}	0,5	1,5	–	–
I''_{kN}	–	3,0	1,5	1,5
Factor α (HV) for the currents I''_{kV} $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$
^a In the case of line-to-earth short circuits L1, N(E) or L3, N(E), the resulting small currents are stipulated by the transformer open-circuit impedances. They may be neglected.				

13 Terminal short circuit of asynchronous motors

In the case of three-phase and line-to-line short circuits at the terminals of asynchronous motors, the partial short-circuit currents I''_{kM} , i_{pM} , I_{bM} , and I_{kM} are evaluated as shown in Table 4. The influence of motors on the line-to-earth short-circuit current cannot be neglected in case of grounded systems. Take the impedances of the motors with $\underline{Z}_{(1)M} = \underline{Z}_{(2)M} = \underline{Z}_M$ and $\underline{Z}_{(0)M}$. If the star point of the motor is not earthed, the zero-sequence impedance becomes $\underline{Z}_{(0)M} = \infty$.

Table 4 – Calculation of short-circuit currents of asynchronous motors in the case of a short circuit at the terminals

Short circuit	Three-phase short circuit	Line-to-line short circuit	Line-to-earth short circuit
Initial symmetrical short-circuit current	$I_{k3M}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_M} \quad (97)$	$I_{k2M}'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (98)$	See Clause 10
Peak short-circuit current	$i_{p3M} = \kappa_M \sqrt{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (99)$ High-voltage motors: $\kappa_M = 1,65$ (corresponding to $R_M/X_M = 0,15$) for motor powers per pair of poles < 1 MW $\kappa_M = 1,75$ (corresponding to $R_M/X_M = 0,10$) for motor powers per pair of poles ≥ 1 MW Low voltage motor groups with connection cables: $\kappa_M = 1,3$ (corresponding to $R_M/X_M = 0,42$)	$i_{p2M} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_{p3M} \quad (100)$	$i_{p1M} = \kappa_M \sqrt{2} \cdot I_{k1M}'' \quad (101)$
Symmetrical short-circuit breaking current	$I_{b3M} = \mu q \cdot I_{k3M}'' \quad (102)$ μ according to Formula (67) or Figure 13, with I_{kM}''/I_{rM} q according to Formula (69) or Figure 14.	$I_{b2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (103)$	$I_{b1M} \approx I_{k1M}'' \quad (104)$
Steady-state short-circuit current	$I_{k3M} = 0 \quad (105)$	$I_{k2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (106)$	$I_{k1M} \approx I_{k1M}'' \quad (107)$

14 Joule integral and thermal equivalent short-circuit current

The Joule integral $\int i^2 dt$ is a measure of the energy generated in the resistive element of the system by the short-circuit current. In this standard it is calculated using a factor m for the time-dependent heat effect of the DC component of the short-circuit current and a factor n for the time-dependent heat effect of the AC component of the short-circuit current for one individual short circuit (see Figures 18 and 19).

$$\int_0^{T_k} i^2 dt = \left(I_k'' \right)^2 \cdot (m + n) \cdot T_k = I_{th}^2 \cdot T_k \quad (108)$$

The thermal equivalent short-circuit current is:

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m + n} \quad (109)$$

For a series of i three-phase successive individual short-circuit currents, the following formula shall be used for the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current.

$$\int i^2 dt = \sum_i \left(I_{ki}^* \right)^2 (m_i + n_i) \cdot T_{ki} = I_{th}^2 \cdot T_k \quad (110)$$

$$I_{th} = \sqrt{\frac{\int i^2 dt}{T_k}} \quad (111)$$

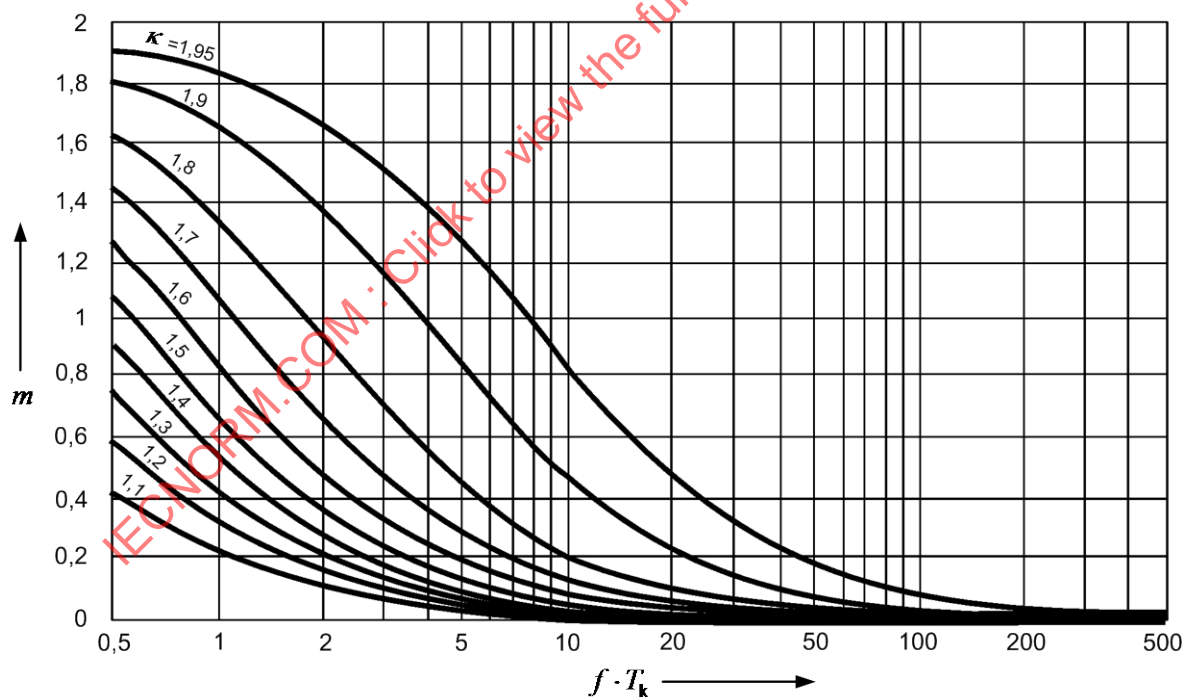
with

$$T_k = \sum_i T_{ki} \quad (112)$$

where

- I_{ki}^* is the initial symmetrical three-phase short-circuit current for each short circuit;
- I_{th} is the thermal equivalent short-circuit current;
- m_i is the factor for the heat effect of the DC component for each short-circuit current;
- n_i is the factor for the heat effect of the AC component for each short-circuit current;
- T_{ki} is the duration of the short-circuit current for each short circuit;
- T_k is the sum of the durations for each short-circuit current, see Formula (112).

The Joule integral and the thermal equivalent short-circuit current should always be given with the short-circuit duration with which they are associated.



IEC

Figure 18 – Factor m for the heat effect of the DC component of the short-circuit current (for programming, the formula to calculate m is given in Annex A)

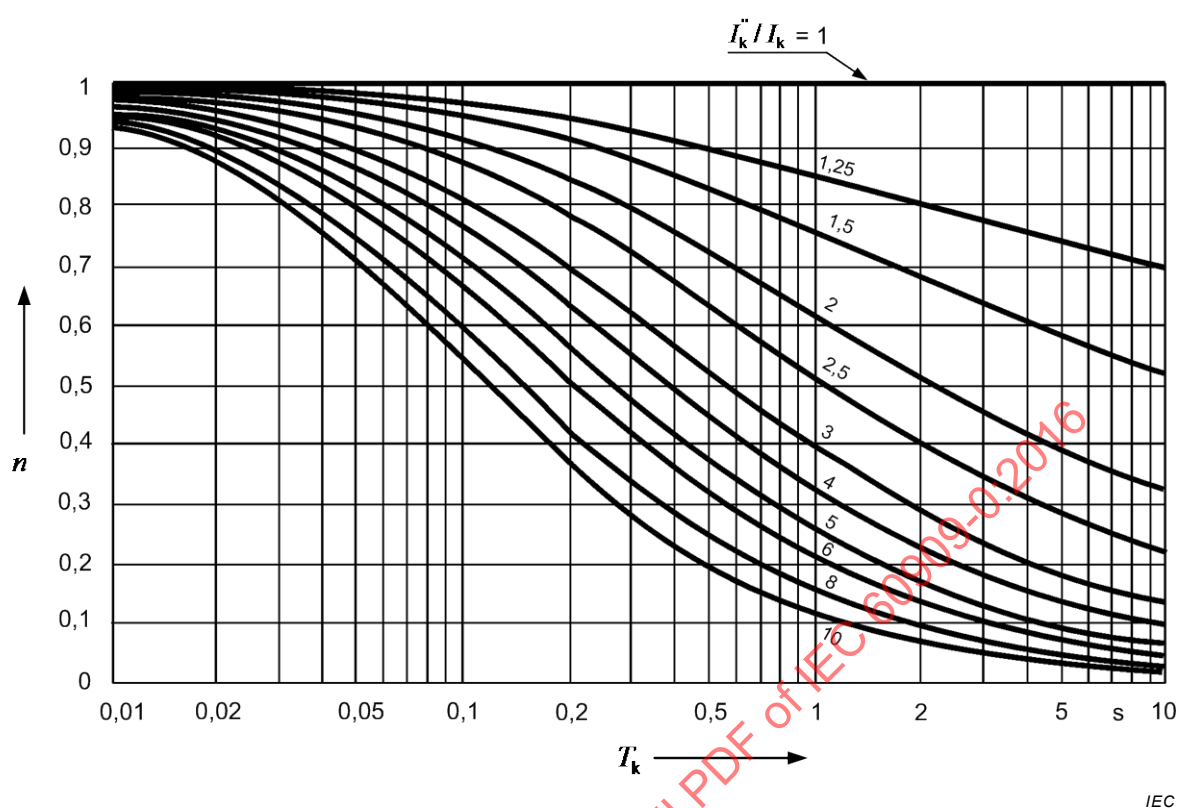


Figure 19 – Factor n for the heat effect of the AC component of the short-circuit current (for programming, the formula to calculate n is given in Annex A)

The factors m_i are obtained from Figure 18 using $f \cdot T_{ki}$ and the factor κ derived in 8.1. The factors n_i are obtained from Figure 19 using T_{ki} and the quotient I_{ki}''/I_{ki} , where I_{ki} is the steady-state short-circuit current for each short circuit.

When a number of short circuits occur with a short time interval between them, the resulting Joule integral is the sum of the Joule integrals of the individual short-circuit currents, as given in Formula (110).

For distribution networks (far-from-generator short circuits) usually $n = 1$ can be used.

For far-from-generator short circuits with a rated short-circuit duration of 0,5 s or more, it is permissible to take $m + n = 1$.

If the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current shall be calculated for unbalanced short circuits, replace I_{ki}'' with the appropriate unbalanced short-circuit currents.

NOTE For the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current in three-phase AC systems, the three-phase short-circuit current may be decisive.

When a circuit is protected by fuses or current-limiting circuit-breakers, their Joule integral may limit the value below that calculated in accordance with Formula (108) or (110). In this case the Joule integral is determined from the characteristic of the current-limiting device.

Annex A (normative)

Formulas for the calculation of the factors m and n

The factor m in Figure 18 is given by:

$$m = \frac{1}{2fT_k \ln(\kappa - 1)} \cdot \left[e^{4fT_k \ln(\kappa - 1)} - 1 \right]$$

The factor n in Figure 19 is given by:

$$\frac{I_k''}{I_k} = 1: \quad n = 1$$

$$\frac{I_k''}{I_k} \geq 1,25:$$

$$n = \frac{1}{\left(\frac{I_k''}{I_k} \right)^2} \cdot \left[1 + \frac{T_d'}{20T_k} \cdot \left(1 - e^{-20T_k / T_d'} \right) \cdot \left(\frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right)^2 + \frac{T_d'}{2T_k} \cdot \left(1 - e^{-2T_k / T_d'} \right) \cdot \left(\frac{I_k'}{I_k} - 1 \right)^2 \right. \\ \left. + \frac{T_d'}{5T_k} \cdot \left(1 - e^{-10T_k / T_d'} \right) \cdot \left(\frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right) + \frac{2T_d'}{T_k} \cdot \left(1 - e^{-T_k / T_d'} \right) \cdot \left(\frac{I_k'}{I_k} - 1 \right)^2 \right. \\ \left. + \frac{T_d'}{5,5T_k} \cdot \left(1 - e^{-11T_k / T_d'} \right) \cdot \left(\frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right) \cdot \left(\frac{I_k'}{I_k} - 1 \right) \right]$$

where

$$\frac{I_k'}{I_k} = \frac{I_k'' / I_k}{0,88 + 0,17 \cdot I_k'' / I_k}$$

$$T_d' = \frac{3,1s}{I_k' / I_k}$$

Annex B (informative)

Nodal admittance and nodal impedance matrices

The nodal admittance matrix for the positive-sequence system of a network with n nodes has the following $n \times n$ structure.

$$\underline{\mathbf{Y}}_{(1)} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & \dots & i & \dots & n \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ \vdots \\ i \\ \vdots \\ n \end{matrix} & \begin{bmatrix} \underline{Y}_{(1)11} & \underline{Y}_{(1)12} & \dots & \underline{Y}_{(1)1i} & \dots & \underline{Y}_{(1)1n} \\ \underline{Y}_{(1)21} & \underline{Y}_{(1)22} & \dots & \underline{Y}_{(1)2i} & \dots & \underline{Y}_{(1)2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{(1)i1} & \underline{Y}_{(1)i2} & \dots & \underline{Y}_{(1)ii} & \dots & \underline{Y}_{(1)in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{(1)n1} & \underline{Y}_{(1)n2} & \dots & \underline{Y}_{(1)ni} & \dots & \underline{Y}_{(1)nn} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

The mutual admittance between the nodes i and j is the sum of the short-circuit admittances of the electrical equipment (see Clause 6) between the nodes i and j (see Figure B.1):

$$\underline{Y}_{(1)ij} = \sum_{\ell=1}^m \frac{1}{\underline{Z}_{(1)ij,\ell}}$$

The self-admittances of the node i (and analogy for the other nodes) is the negative sum of the admittances in the i^{th} line and the negative sum of the short-circuit admittances of the electrical equipment between the nodes i and the reference node 0 of the positive-sequence system.

$$\underline{Y}_{(1)ii} = - \sum_{j=1, j \neq i}^n \underline{Y}_{(1)ij} - \sum_{s=1}^k \frac{1}{\underline{Z}_{(1)i0,s}}$$

The structure of the nodal matrices for the negative-sequence system and the zero-sequence system are similar.

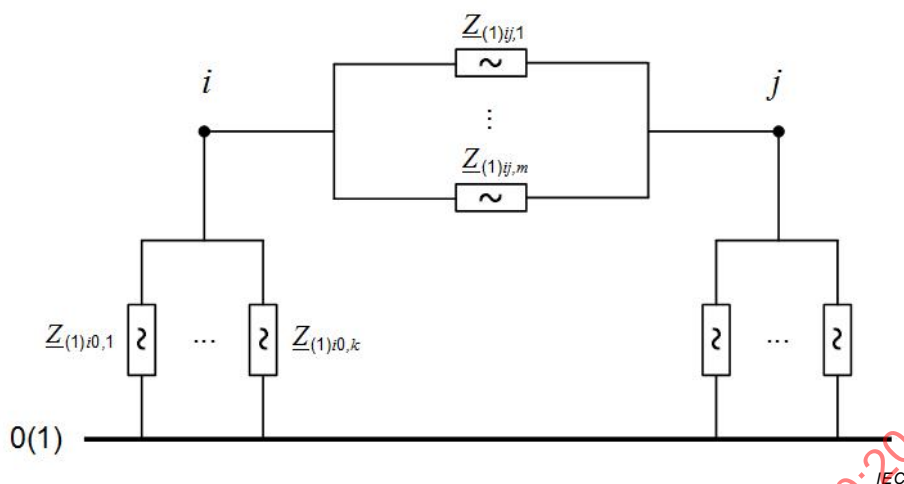


Figure B.1 – Formulation of the nodal admittance matrix

The nodal impedance matrix for the positive-sequence system is the inverse matrix of the nodal admittance matrix for the positive-sequence system with the following $n \times n$ structure.

$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Y}_{(1)}^{-1} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{(1)11} & \underline{Z}_{(1)12} & \cdots & \underline{Z}_{(1)1i} & \cdots & \underline{Z}_{(1)1n} \\ \underline{Z}_{(1)21} & \underline{Z}_{(1)22} & \cdots & \underline{Z}_{(1)2i} & \cdots & \underline{Z}_{(1)2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{(1)i1} & \underline{Z}_{(1)i2} & \cdots & \underline{Z}_{(1)ii} & \cdots & \underline{Z}_{(1)in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{(1)n1} & \underline{Z}_{(1)n2} & \cdots & \underline{Z}_{(1)ni} & \cdots & \underline{Z}_{(1)nn} \end{bmatrix}$$

The nodal impedances of the negative-sequence system and the zero-sequence system are found in the same manner:

$$\underline{Z}_{(2)} = \underline{Y}_{(2)}^{-1}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \underline{Y}_{(0)}^{-1}$$

An example is given by Figure B.2 with the impedances of Table B.1

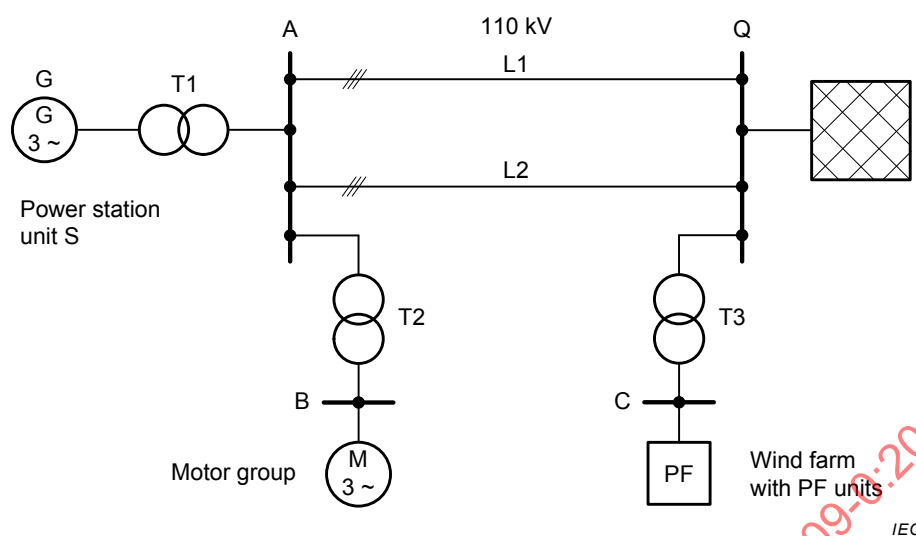


Figure B.2 – Example

Table B.1 – Impedances of electrical equipment referred to the 110 kV side

Equipment	Positive-sequence system	Negative-sequence system	Zero-sequence system
Q	$\underline{Z}_Q$	$\underline{Z}_{(2)Q} = \underline{Z}_Q$	$\underline{Z}_{(0)Q}$
S	$\underline{Z}_{SK} = K_S \left(t_{T1}^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{T1HV} \right)$	$\underline{Z}_{(2)SK} = \underline{Z}_{SK}$	$\underline{Z}_{(0)SK} = K_S \underline{Z}_{(0)T1HV}$
M	$\underline{Z}_{Mt} = t_{T2}^2 \underline{Z}_M$	$\underline{Z}_{(2)Mt} = \underline{Z}_{Mt}$	$\underline{Z}_{(0)Mt} = \infty$
PF	$\underline{Z}_{PFt} = \infty$	$\underline{Z}_{(2)PFt}$	$\underline{Z}_{(0)PFt}^a$
T2	$\underline{Z}_{T2K} = K_T \underline{Z}_{T2HV}$	$\underline{Z}_{(2)T2K} = \underline{Z}_{T2K}$	$\underline{Z}_{(0)T2K} = K_T \underline{Z}_{(0)T2}$
T3	$\underline{Z}_{T3K} = K_T \underline{Z}_{T3HV}$	$\underline{Z}_{(2)T3K} = \underline{Z}_{T3K}$	$\underline{Z}_{(0)T3K} = K_T \underline{Z}_{(0)T3}$
L1	$\underline{Z}_{L1}$	$\underline{Z}_{(2)L1} = \underline{Z}_{L1}$	$\underline{Z}_{(0)L1}$
L2	$\underline{Z}_{L2}$	$\underline{Z}_{(2)L2} = \underline{Z}_{L2}$	$\underline{Z}_{(0)L2}$

^a Depends on the vector group of the transformer.

Nodal admittance matrix for the positive-sequence system:

$$\underline{Y}_{(1)} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\underline{Z}_{L1}} - \frac{1}{\underline{Z}_{L2}} - \frac{1}{\underline{Z}_{T2K}} - \frac{1}{\underline{Z}_{SK}} & \frac{1}{\underline{Z}_{L1}} + \frac{1}{\underline{Z}_{L2}} & \frac{1}{\underline{Z}_{T2K}} & 0 \\ \frac{1}{\underline{Z}_{L1}} + \frac{1}{\underline{Z}_{L2}} & -\frac{1}{\underline{Z}_{L1}} - \frac{1}{\underline{Z}_{L2}} - \frac{1}{\underline{Z}_{T3K}} - \frac{1}{\underline{Z}_Q} & 0 & \frac{1}{\underline{Z}_{T3K}} \\ \frac{1}{\underline{Z}_{T2K}} & 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_{T2K}} - \frac{1}{\underline{Z}_{Mt}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\underline{Z}_{T3K}} & 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_{T3K}} \end{bmatrix}$$

Nodal admittance matrix for the negative-sequence system:

$$\underline{Y}_{(2)} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{Z_{(2)L1}} - \frac{1}{Z_{(2)L2}} - \frac{1}{Z_{(2)T2K}} - \frac{1}{Z_{(2)SK}} & \frac{1}{Z_{(2)L1}} + \frac{1}{Z_{(2)L2}} & \frac{1}{Z_{(2)T2K}} & 0 \\ \frac{1}{Z_{(2)L1}} + \frac{1}{Z_{(2)L2}} & -\frac{1}{Z_{(2)L1}} - \frac{1}{Z_{(2)L2}} - \frac{1}{Z_{(2)T3K}} - \frac{1}{Z_{(2)Q}} & 0 & \frac{1}{Z_{(2)T3K}} \\ \frac{1}{Z_{(2)T2K}} & 0 & -\frac{1}{Z_{(2)T2K}} - \frac{1}{Z_{(2)Mt}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{Z_{(2)T3K}} & 0 & -\frac{1}{Z_{(2)T3K}} - \frac{1}{Z_{(2)PFt}} \end{bmatrix}$$

Nodal admittance matrix for the zero-sequence system:

$$\underline{Y}_{(0)} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{Z_{(0)L1}} - \frac{1}{Z_{(0)L2}} - \frac{1}{Z_{(0)T2K}} - \frac{1}{Z_{(0)SK}} & \frac{1}{Z_{(0)L1}} + \frac{1}{Z_{(0)L2}} & \frac{1}{Z_{(0)T2K}} & 0 \\ \frac{1}{Z_{(0)L1}} + \frac{1}{Z_{(0)L2}} & -\frac{1}{Z_{(0)L1}} - \frac{1}{Z_{(0)L2}} - \frac{1}{Z_{(0)T3K}} - \frac{1}{Z_{(0)Q}} & 0 & \frac{1}{Z_{(0)T3K}} \\ \frac{1}{Z_{(0)T2K}} & 0 & -\frac{1}{Z_{(0)T2K}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{Z_{(0)T3K}} & 0 & -\frac{1}{Z_{(0)T3K}} - \frac{1}{Z_{(0)PFt}} \end{bmatrix}$$

The short-circuit impedances of the positive-sequence, negative-sequence and zero-sequence systems are the negative diagonal elements $\underline{Z}_{(1)ii}$, $\underline{Z}_{(2)ii}$, and $\underline{Z}_{(0)ii}$ of the nodal impedance matrices:

$$\underline{Z}_{(1)} = -\underline{Z}_{(1)ii}$$

$$\underline{Z}_{(2)} = -\underline{Z}_{(2)ii}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = -\underline{Z}_{(0)ii}$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60909-0:2016

Bibliography

IEC 60050-151:2001, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 151: Electric and magnetic devices*

IEC 60050-195:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 195: Earthing and protection against electric shock*
IEC 60050-195:1998/AMD1:2001

IEC 60865-1, *Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods*

IEC 62428, *Electric power engineering – Modal components in three-phase a.c. systems – Quantities and transformations*

IEC 60949, *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*

IEC 60986, *Short-circuit temperature limits of electric cables with rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60909-0:2016

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	78
1 Domaine d'application.....	80
2 Références normatives	81
3 Termes et définitions	81
4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs.....	87
4.1 Généralités	87
4.2 Symboles.....	87
4.3 Indices.....	89
4.4 Indices supérieurs.....	90
5 Caractéristiques des courants de court-circuit: méthode de calcul.....	90
5.1 Généralités	90
5.2 Hypothèses de calcul	93
5.3 Méthode de calcul	94
5.3.1 Source de tension équivalente au point de court-circuit.....	94
5.3.2 Composantes symétriques	96
6 Impédances de court-circuit des matériels électriques.....	97
6.1 Généralités	97
6.2 Réseaux d'alimentation	97
6.3 Transformateurs.....	99
6.3.1 Transformateurs à deux enroulements.....	99
6.3.2 Transformateurs à trois enroulements.....	99
6.3.3 Facteurs de correction d'impédance pour transformateurs de réseau à deux et trois enroulements.....	101
6.4 Lignes aériennes et câbles.....	102
6.5 Réactances de limitation de court-circuit.....	103
6.6 Machines synchrones.....	104
6.6.1 Alternateurs synchrones.....	104
6.6.2 Moteurs et compensateurs synchrones.....	105
6.7 Groupes de production	105
6.7.1 Groupes de production avec changeur de prise en charge	105
6.7.2 Groupe de production sans changeur de prise en charge	106
6.8 Groupes de production éoliens	107
6.8.1 Généralités	107
6.8.2 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone.....	108
6.8.3 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone à double alimentation	108
6.9 Groupes de production avec convertisseur grande capacité	109
6.10 Moteurs asynchrones	109
6.11 Moteurs à convertisseur statique	110
6.12 Capacités et charges non rotatives.....	110
7 Calcul du courant de court-circuit initial.....	111
7.1 Généralités	111
7.1.1 Vue générale	111
7.1.2 Courants de court-circuit maximal et minimal.....	117
7.1.3 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit	117
7.2 Courant de court-circuit initial triphasé.....	118

7.2.1	Généralités	118
7.2.2	Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge	119
7.2.3	Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge	121
7.3	Court-circuit entre phases	122
7.4	Court-circuit entre phases avec mise à la terre	122
7.5	Court-circuit monophasé	124
8	Calcul du courant de court-circuit de crête	124
8.1	Court-circuit triphasé	124
8.1.1	Court-circuit à alimentation unique et courts-circuits multiples à alimentation unique	124
8.1.2	Court-circuit à alimentation multiple	126
8.2	Court-circuit entre phases	127
8.3	Court-circuit entre phases avec mise à la terre	127
8.4	Court-circuit monophasé	127
9	Calcul du courant symétrique coupé	128
9.1	Court-circuit triphasé	128
9.1.1	Courant symétrique coupé de machines synchrones	128
9.1.2	Courant symétrique coupé de machines asynchrones	129
9.1.3	Courant symétrique coupé des groupes de production avec alternateur asynchrone à double alimentation	131
9.1.4	Courant symétrique coupé des groupes de production avec convertisseur grande capacité	131
9.1.5	Courant symétrique coupé de réseau d'alimentation	131
9.1.6	Courant symétrique coupé en cas de courts-circuits multiples à alimentation unique	131
9.1.7	Courant symétrique coupé en cas de court-circuit à alimentation multiple	132
9.2	Courts-circuits dissymétriques	133
10	Composante continue des courants de court-circuit	133
11	Calcul du courant de court-circuit permanent	134
11.1	Généralités	134
11.2	Court-circuit triphasé	134
11.2.1	Courant de court-circuit permanent d'un alternateur synchrone ou d'un groupe de production	134
11.2.2	Courant de court-circuit permanent de moteur ou d'alternateur asynchrone	137
11.2.3	Courant de court-circuit permanent de groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation	137
11.2.4	Courant de court-circuit permanent de groupe de production éolien avec convertisseur grande capacité	137
11.2.5	Courant de court-circuit permanent de réseau d'alimentation	137
11.2.6	Courant de court-circuit permanent en cas de multiples courts-circuits à alimentation unique	137
11.2.7	Courant de court-circuit permanent de courts-circuits à alimentation multiple	137
11.3	Courts-circuits dissymétriques	138
12	Courts-circuits de transformateur du côté basse tension, si une phase est ouverte côté haute tension	138
13	Court-circuit aux bornes des moteurs asynchrones	140

14	Intégrale de Joule et courant de court-circuit thermique équivalent	141
Annexe A (normative)	Formules pour le calcul des facteurs m et n	144
Annexe B (informative)	Matrices d'admittance nodale et d'impédance nodale	145
Bibliographie		149
Figure 1 – Courant relatif à un court-circuit éloigné de tout alternateur composante alternative constante (tracé schématique)		91
Figure 2 – Courant relatif à un court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante (tracé schématique).....		92
Figure 3 – Caractérisation des courts-circuits et de leurs courants.....		93
Figure 4 – Représentation du calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' suivant la procédure de la source de tension équivalente.....		95
Figure 5 – Schéma du réseau et schéma de circuit équivalent pour réseaux d'alimentation		98
Figure 6 – Transformateur à trois enroulements (exemple)		101
Figure 7 – Schéma pour déterminer le type de court-circuit (Figure 3) pour le courant de court-circuit initial le plus élevé rapporté au courant de court-circuit triphasé initial lorsque les angles d'impédance des impédances séquentielles $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ et $Z_{(0)}$ sont identiques.....		113
Figure 8 – Exemples de courts-circuits à alimentation unique		115
Figure 9 – Exemple de courts-circuits multiples à alimentation unique.....		115
Figure 10 – Exemples de courts-circuits à alimentation multiple		116
Figure 11 – Courants de court-circuit et courants de court-circuit partiels pour les courts-circuits triphasés entre alternateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge, ou au point de liaison vers le transformateur auxiliaire d'un groupe de production et au niveau du jeu de barres auxiliaire A		120
Figure 12 – Facteur κ pour les circuits en série en fonction du rapport R/X ou X/R		125
Figure 13 – Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b		129
Figure 14 – Facteur q pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé de moteurs asynchrones.....		130
Figure 15 – Facteurs $\lambda_{\min}$ et $\lambda_{\max}$ pour turboalternateurs		135
Figure 16 – Facteurs $\lambda_{\min}$ et $\lambda_{\max}$ pour les alternateurs à pôles saillants		136
Figure 17 – Courts-circuits au secondaire des transformateurs, si une phase (fusible) est ouverte du côté haute tension d'un transformateur Dyn5		139
Figure 18 – Facteur m pour l'effet calorifique de la composante continue du courant de court-circuit (pour la programmation, la formule de calcul de m est donnée à l'Annexe A).....		142
Figure 19 – Facteur n pour l'effet calorifique de la composante alternative du courant de court-circuit (pour la programmation, la formule de calcul de n est donnée à l'Annexe A).....		143
Figure B.1 – Formulation de la matrice d'admittance nodale.....		145
Figure B.2 – Exemple		146
Tableau 1 – Facteur de tension c		96
Tableau 2 – Importance des courants de court-circuit		111
Tableau 3 – Facteurs α et β pour le calcul des courants de court-circuit au moyen de la Formule (96), rapport de transformation assigné $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$		140

Tableau 4 – Calcul des courants de court-circuit des moteurs asynchrones dans le cas d'un court-circuit aux bornes	141
Tableau B.1 – Impédances de matériel électrique rapportées au côté 110 kV	147

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60909-0:2016

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

COURANTS DE COURT-CIRCUIT DANS LES RÉSEAUX TRIPHASÉS À COURANT ALTERNATIF –

Partie 0: Calcul des courants

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 60909-0 a été établie par le comité d'études 73 de l'IEC: Courants de court-circuit.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2001. Cette édition constitue une révision technique.

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

- a) contribution des groupes de production éoliens au courant de court-circuit;
- b) contribution des groupes de production avec convertisseurs grande capacité au courant de court-circuit;
- c) nouvelle structure du document.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

CDV	Rapport de vote
73/172/CDV	73/175A/RVC

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/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60909, publiées sous le titre général *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

La présente partie de l'IEC 60909 doit être lue conjointement avec les Normes internationales et les Rapports techniques suivants:

- IEC TR 60909-1:2002, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909-0*
- IEC TR 60909-2:2008, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations* (disponible en anglais seulement)
- IEC 60909-3:2009, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 3: Courants durant deux courts-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre*
- IEC TR 60909-4:2000, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit*

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 l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

COURANTS DE COURT-CIRCUIT DANS LES RÉSEAUX TRIPHASÉS À COURANT ALTERNATIF –

Partie 0: Calcul des courants

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60909 est applicable au calcul des courants de court-circuit

- dans les réseaux triphasés basse tension à courant alternatif, et
- dans les réseaux triphasés haute tension à courant alternatif,

fonctionnant à une fréquence nominale de 50 Hz ou de 60 Hz.

Les réseaux de tensions très élevées, 550 kV et plus, avec lignes de transport de grande longueur nécessitent un traitement particulier.

La présente partie de l'IEC 60909 établit une procédure générale, réalisable et concise conduisant à des résultats qui sont en général d'une précision acceptable. Pour établir cette méthode de calcul, une source de tension équivalente au point de court-circuit est introduite. Cela n'exclut pas l'utilisation de méthodes particulières, par exemple la méthode de superposition, appliquées à des cas précis, si elles conduisent à une précision au moins égale. La méthode de superposition donne le courant de court-circuit par rapport au flux de puissance présumé. C'est pourquoi cette méthode ne conduit pas nécessairement au courant de court-circuit maximal.

Cette partie de l'IEC 60909 traite du calcul des courants de court-circuit dans le cas de courts-circuits symétriques et dissymétriques.

Un défaut simple sur une phase ne relève pas du domaine d'application de cette partie de l'IEC 60909.

Pour les courants existant pendant deux courts-circuits distincts simultanés entre phase et terre dans un réseau à neutre isolé ou dans un réseau à neutre compensé, voir l'IEC 60909-3.

Les courants et impédances de court-circuit peuvent également être déterminés par des essais en réseau, par des mesures sur un analyseur de réseau ou avec un calculateur numérique. Dans les réseaux basse tension existants, l'impédance de court-circuit peut être déterminée à partir des mesures effectuées au point de court-circuit présumé.

Le calcul de l'impédance de court-circuit s'effectue en général à partir des valeurs assignées des matériels électriques et de la configuration du réseau, et présente l'avantage d'être susceptible de s'appliquer aussi bien aux réseaux existants qu'aux réseaux à l'état de projet.

En général, deux types de courants de court-circuit d'amplitude différente sont pris en compte dans les calculs:

- le courant de court-circuit maximal, qui détermine la capacité ou le régime assigné du matériel électrique, et
- le courant de court-circuit minimal, qui peut servir, par exemple, au choix des fusibles et au calibrage des dispositifs de protection ainsi qu'au contrôle de la mise en marche des moteurs.

NOTE Lors d'un court-circuit triphasé, le courant s'établit, par hypothèse, simultanément sur les trois phases. Les recherches concernant les courts-circuits non simultanés qui peuvent conduire à des composantes apériodiques majorées du courant de court-circuit n'entrent pas dans le domaine d'application de la présente partie de l'IEC 60909.

La présente partie de l'IEC 60909 ne couvre pas le cas de courants de court-circuit provoqués intentionnellement et sous contrôle (stations d'essais de court-circuit).

Cette partie de l'IEC 60909 ne traite pas du calcul des courants de court-circuit dans les installations à bord des navires et des avions.

2 Références normatives

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

IEC 60038:2009, *Tensions normales de la CEI*

IEC 60050-131, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 131: Théorie des circuits* (disponible sous: www.electropedia.org)

IEC TR 60909-1:2002, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909-0*

IEC TR 60909-2:2008, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Data of electrical equipment for short-circuit current calculations* (disponible en anglais seulement)

IEC 60909-3:2009, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 3: Courants durant deux courts-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre*

IEC TR 60909-4:2000, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60050-131 ainsi que les suivants s'appliquent.

3.1

court-circuit

chemin conducteur accidentel ou intentionnel entre deux ou plusieurs parties conductrices (p.ex. court-circuit triphasé), forçant les différences de potentiel électriques entre ces parties conductrices à être nulles ou proches de zéro

3.1.1

court-circuit entre phases

court-circuit biphasé

chemin conducteur accidentel ou intentionnel entre deux conducteurs de ligne à la terre ou isolés

3.1.2

court-circuit phase-terre court-circuit monophasé

chemin conducteur accidentel ou intentionnel dans un réseau à neutre mis directement à la terre ou à neutre impédant entre un conducteur de phase et la terre locale

3.2

courant de court-circuit

surintensité résultant d'un court-circuit dans un circuit électrique

Note 1 à l'article: La distinction doit être faite entre le courant de court-circuit au point de court-circuit et les courants de court-circuit partiels dans les branches du réseau (voir Figure 3) en un point quelconque du réseau.

3.3

courant de court-circuit présumé

courant qui circulerait si le court-circuit était remplacé par une connexion idéale d'impédance négligeable sans modification de l'alimentation

Note 1 à l'article: Lors d'un court-circuit triphasé, le courant s'établit, par hypothèse, simultanément sur les trois phases. Les recherches concernant les courts-circuits non simultanés qui peuvent conduire à des composantes apériodiques majorées du courant de court-circuit n'entrent pas dans le domaine d'application de la présente partie de l'IEC 60909.

3.4

courant de court-circuit symétrique

valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumé (voir 3.3), l'éventuelle composante apériodique du courant étant négligée

3.5

courant de court-circuit symétrique initial

I_k''

valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumé (voir 3.3), à l'instant d'apparition du court-circuit, si l'impédance conserve sa valeur initiale

VOIR: Figures 1 et 2

3.6

puissance de court-circuit symétrique initiale

S_k''

valeur fictive définie comme le produit du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' (voir 3.5), la tension nominale du réseau U_n (voir 3.13) et le facteur $\sqrt{3}$: $S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k''$

Note 1 à l'article: La puissance de court-circuit symétrique initiale S_k'' n'est pas utilisée dans la méthode de calcul dans cette partie de l'IEC 60909. Si S_k'' est quand même utilisé pour des calculs de court-circuit, par exemple pour calculer l'impédance interne d'un réseau d'alimentation au point de liaison à l'alimentation Q, alors il convient d'utiliser la définition donnée comme suit: $S_{kQ}'' = \sqrt{3} \cdot U_{nQ} \cdot I_{kQ}''$ ou $Z_Q = c \cdot U_{nQ}^2 / S_{kQ}''$.

3.7

composante (apériodique) décroissante du courant de court-circuit ou composante continue

i_{DC}

valeur moyenne des enveloppes inférieure et supérieure d'un courant de court-circuit décroissant de sa valeur initiale vers zéro, conformément aux Figures 1 et 2

3.8**valeur de crête du courant de court-circuit** i_p

valeur instantanée maximale possible du courant de court-circuit présumé

VOIR: Figures 1 et 2

Note 1 à l'article: Les défauts répétitifs ne sont pas pris en considération.

3.9**courant de court-circuit symétrique coupé** I_b

valeur efficace d'un cycle complet de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé à l'instant de la séparation d'ouverture des contacts du premier pôle de l'appareil de connexion

3.10**courant de court-circuit permanent** I_k

valeur efficace du courant de court-circuit se maintenant, après extinction des phénomènes transitoires

VOIR: Figures 1 et 2

3.11**courant symétrique à rotor bloqué** I_{LR} valeur efficace du courant symétrique d'un moteur asynchrone alimenté sous sa tension assignée U_{rM} à fréquence assignée et dont le rotor est bloqué**3.12****circuit électrique équivalent**

modèle servant à représenter le comportement d'un circuit par un réseau d'éléments idéaux

3.13**tension nominale d'un réseau** U_n

tension (entre phases) par laquelle un réseau est désigné et à laquelle il est fait référence pour certaines caractéristiques fonctionnelles

Note 1 à l'article: Les valeurs sont données dans l'IEC 60038.

3.14**source de tension équivalente** $cU_n / \sqrt{3}$

tension d'une source idéale appliquée au point de court-circuit permettant de calculer le courant de court-circuit comme indiqué en 5.3.1

Note 1 à l'article: Cette tension est la seule tension active du réseau.

3.15**facteur de tension** c rapport de la valeur de la source de tension équivalente à la tension nominale du réseau U_n divisé par $\sqrt{3}$

Note 1 à l'article: Les valeurs sont données au Tableau 1

Note 2 à l'article: L'introduction d'un facteur de tension c est nécessaire pour différentes raisons. Il s'agit:

- des variations de tension dans l'espace et dans le temps,
- des changements de prise des transformateurs,
- de la non-prise en compte des charges et des capacités dans les calculs selon 5.2,
- du comportement subtransitoire des alternateurs et des moteurs.

3.16

court-circuit éloigné d'un alternateur

court-circuit pendant lequel l'amplitude de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé reste pratiquement constante

VOIR: Figure 1

3.17

court-circuit proche d'un alternateur

court-circuit pendant lequel l'amplitude de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé diminue

VOIR: Figure 2

Note 1 à l'article: Le court-circuit proche d'un alternateur peut être pris pour hypothèse, si au moins une machine synchrone au courant de court-circuit symétrique initial présumé est de plus du double du courant assigné de l'alternateur ou pour lequel la contribution de moteurs asynchrones dépasse 5 % du courant de court-circuit symétrique initial en l'absence de moteurs.

3.18

impédances de court-circuit au point de court-circuit F

3.18.1

impédance de court-circuit directe

$\underline{Z}_{(1)}$

<réseau triphasé à courant alternatif> impédance dans le réseau direct vue du point de court-circuit

Note 1 à l'article: Voir 5.3.2.

3.18.2

impédance de court-circuit

$\underline{Z}_k$

<réseau triphasé à courant alternatif> expression abrégée de l'impédance de court-circuit directe $\underline{Z}_{(1)}$ conformément à 3.18.1 pour le calcul des courants de court-circuit triphasé

3.18.3

impédance de court-circuit inverse

$\underline{Z}_{(2)}$

<réseau triphasé à courant alternatif> impédance dans le réseau inverse vue du point de court-circuit

Note 1 à l'article: Voir 5.3.2.

3.18.4

impédance de court-circuit homopolaire

$\underline{Z}_{(0)}$

<réseau triphasé à courant alternatif> impédance dans le réseau homopolaire vue du point de court-circuit (voir 5.3.2)

Note 1 à l'article: Elle comprend le triple de l'impédance de mise à la terre des neutres $\underline{Z}_N$.

3.19

impédances de court-circuit d'un matériel électrique

3.19.1

impédance de court-circuit directe

$Z_{(1)}$

<matériel électrique> rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit de la phase correspondante du matériel électrique alimenté par un réseau direct symétrique de tensions

Note 1 à l'article: Voir l'Article 6 et l'IEC TR 60909-4.

Note 2 à l'article: L'indice du symbole $Z_{(1)}$ peut être omis si un risque de confusion avec les impédances de court-circuit inverse et homopolaire ne peut pas exister.

3.19.2

impédance de court-circuit inverse

$Z_{(2)}$

<matériel électrique> rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit de la phase correspondante d'un matériel électrique alimenté par un réseau inverse symétrique de tensions

Note 1 à l'article: Voir l'Article 6 et l'IEC TR 60909-4.

3.19.3

impédance de court-circuit homopolaire

$Z_{(0)}$

<matériel électrique> rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit d'une phase d'un matériel électrique alimenté par une source de tension alternative, lorsque les trois conducteurs de ligne servent en parallèle pour le courant de sortie et qu'un quatrième conducteur et/ou la terre sert de conducteur commun de retour

Note 1 à l'article: Voir l'Article 6 et l'IEC TR 60909-4.

3.20

réactance subtransitoire

X_d''

réactance effective d'une machine synchrone à l'instant d'apparition du court-circuit

Note 1 à l'article: Pour les calculs de courant de court-circuit, la valeur de X_d'' correspondant au circuit magnétique saturé est utilisée.

3.21

retard minimal

$t_{\min}$

temps le plus court s'écoulant entre l'apparition du courant de court-circuit et la séparation d'ouverture des contacts du premier pôle de l'appareil de connexion

Note 1 à l'article: Le temps $t_{\min}$ est la somme du retard minimal de fonctionnement d'un relais de protection et du temps d'ouverture le plus court d'un disjoncteur. Il ne comprend pas les temps réglables des dispositifs de déclenchement.

3.22

courant de court-circuit équivalent thermique

I_{th}

valeur efficace d'un courant ayant le même effet thermique et la même durée que le courant de court-circuit réel, qui peut contenir un composant continu et peut diminuer dans le temps

3.23

courant de court-circuit maximal

i_{kWDmax}

<alternateur asynchrone à double alimentation> courant de court-circuit maximal instantané d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation en cas de court-circuit triphasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.24

courant de court-circuit maximal

I_{kPFmax}

<convertisseur grande capacité> courant permanent maximal d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité en cas de court-circuit triphasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.25

courant de source maximal

I_{skPF}

<convertisseur grande capacité, triphasé> valeur efficace du courant de source maximal d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité et régulation de courant en cas de court-circuit triphasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.26

courant de source maximal

$I_{(1)sk2PF}$

<convertisseur grande capacité, deux phases> valeur efficace du courant de source maximal (réseau direct) d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité et régulation de courant en cas de court-circuit entre phases ou de court-circuit entre phases avec mise à la terre sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.27

courant de source maximal

$I_{(1)sk1PF}$

<convertisseur grande capacité, monophasé> valeur efficace du courant de source maximal (réseau direct) d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité et régulation de courant en cas de court-circuit monophasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.28

impédances de la matrice d'impédances nodale

$Z_{(1)ii}, Z_{(2)ii}, Z_{(0)ii}$

<auto admittance> éléments diagonaux de la matrice d'impédance nodale directe, inverse ou homopolaire pour le point de court-circuit i

Note 1 à l'article: Voir l'Annexe B.

3.29

impédances de la matrice d'impédances nodale

$Z_{(1)ij}$

<admittance mutuelle> éléments de la matrice d'impédance nodale directe, où i est le nœud du court-circuit et j le nœud auquel est connecté le côté de haute tension d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité

Note 1 à l'article: Voir l'Annexe B.

4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs

4.1 Généralités

Les formules de la présente norme sont données sans mention d'unités. Les symboles représentent des grandeurs physiques ayant à la fois des valeurs numériques et des dimensions indépendantes des unités, à condition de choisir un système d'unités cohérent, tel que le système international d'unités (SI). Les symboles des grandeurs complexes sont soulignés, par exemple $\underline{Z} = R + jX$.

4.2 Symboles

A	Valeur initiale de la composante continue i_{DC}
$\underline{a}$	Opérateur complexe
a	Rapport entre le courant de court-circuit dissymétrique et le courant de court-circuit triphasé
c	Facteur de tension
$U_n / \sqrt{3}$	Source de tension équivalente (valeur efficace)
f	Fréquence (50 Hz ou 60 Hz)
I_b	Courant de court-circuit symétrique coupé (valeur efficace)
I_k	Courant de court-circuit permanent (valeur efficace)
I_{kP}	Courant de court-circuit permanent aux bornes (pôles) d'un alternateur à excitation "compound"
I_k''	Courant de court-circuit symétrique initial (valeur efficace)
I_{LR}	Courant symétrique d'un moteur asynchrone à rotor bloqué
I_r	Courant assigné du matériel électrique
I_{th}	Équivalent thermique du courant de court-circuit
i_{DC}	Composante continue du courant de court-circuit
i_p	Valeur de crête du courant de court-circuit
K	Facteur de correction des impédances
m	Facteur pour l'effet thermique de la composante continue
n	Facteur pour l'effet thermique de la composante alternative
p	Paire de bornes d'un moteur asynchrone
p_G	Plage de régulation de la tension alternateur
p_T	Plage de réglage de la tension transformateur
P_{krT}	Pertes totales des enroulements d'un transformateur au courant assigné
P_{rM}	Puissance active assignée d'un moteur asynchrone ($P_{rM} = S_{rM} \cos(\varphi_{rM}) \eta_{rM}$)
q	Facteur pour le calcul du courant coupé des moteurs asynchrones
q_n	Section nominale
R resp. r	Résistance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
R_G	Résistance d'une machine synchrone
R_{Gf}	Résistance fictive d'une machine synchrone pour le calcul de i_p
S_k''	Puissance de court-circuit symétrique initiale (voir 3.6)
S_r	Puissance apparente assignée d'un matériel électrique
t_{min}	Retard minimal

t_r	Rapport de transformation assigné (changeur de prise en position principale); $t_r \geq 1$
T_k	Durée du courant de court-circuit
U_m	Tension la plus élevée entre phases pour le matériel (valeur efficace)
U_n	Tension nominale entre phases d'un réseau (valeur efficace)
U_r	Tension assignée entre phases (valeur efficace)
u_{kr}	Tension de court-circuit assignée d'un transformateur, en pourcentage
u_{kR}	Tension de court-circuit d'une réactance de limitation de court-circuit, en pourcentage
u_{Rr}	Composante résistive assignée de la tension de court-circuit d'un transformateur, en pourcentage
u_{Xr}	Composante réactive assignée de la tension de court-circuit d'un transformateur, en pourcentage
$U_{(1)}, U_{(2)}, U_{(0)}$	Tensions dans les réseaux direct, inverse et homopolaire
$X \text{ resp. } x$	Réactance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
$X_d \text{ resp. } X_q$	Réactance synchrone en phase, respectivement en quadrature
X_{dP}	Réactance fictive d'un alternateur à excitation "compound" lors d'un court-circuit permanent aux bornes (pôles)
$X_d'' \text{ resp. } X_q''$	Réactance subtransitoire saturée d'une machine synchrone en phase, respectivement en quadrature
x_d	Réactance synchrone non saturée, valeur réduite
$x_{d \text{ sat}}$	Réactance synchrone saturée, valeur réduite, réciproque du rapport de court-circuit saturé à vide
$Z \text{ resp. } z$	Impédance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
Z_k	Impédance de court-circuit d'un réseau à courant alternatif triphasé
$Z_{(1)}$	Impédance de court-circuit direct
$Z_{(2)}$	Impédance de court-circuit inverse
$Z_{(0)}$	Impédance de court-circuit homopolaire
η	Rendement des moteurs asynchrones
κ	Facteur relatif au calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit
λ	Facteur relatif au calcul du courant de court-circuit permanent
μ	Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés
μ_{WA}	Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone
μ_{WD}	Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation
μ_0	Perméabilité absolue du vide, $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-4} \text{ H/km}$
ρ	Résistivité
φ	Angle de phase
ϑ_e	Température du conducteur à l'extinction du court-circuit
01	Référence neutre directe
02	Référence neutre inverse
00	Référence neutre homopolaire

4.3 Indices

(1)	Composante directe
(2)	Composante indirecte
(0)	Composante homopolaire
AC	Courant alternatif
DC	Courant continu
f	Fictif
k ou k3	Court-circuit triphasé (voir Figure 3a)
k1	Court-circuit monophasé, phase-neutre ou phase-terre (voir Figure 3d)
k2	Court-circuit entre phases (voir Figure 3b)
k2EL2	Court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c)
k2EL3	Court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c)
kE2E	Court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c)
max	Maximal
min	Minimal
n	Valeur nominale
r	Valeur assignée
s	Courant source
t	Valeur transformée
AT	Transformateur auxiliaire
B	Jeu de barres
E	Terre
F	Position du court-circuit
G	Alternateur
HT	Haute tension, côté haute tension d'un transformateur
K	Impédances corrigées avec les facteurs de correction d'impédance K_T , K_G , K_S ou K_{To}
LV	Basse tension, côté basse tension d'un transformateur
L	Ligne
LR	Rotor bloqué
L1, L2, L3	Phases d'un réseau triphasé à courant alternatif
M	Moteur asynchrone ou groupe de moteurs asynchrones
MO	Sans moteur
MV	Tension moyenne, côté moyenne tension d'un transformateur
N	Neutre d'un réseau à courant alternatif triphasé, nœud d'un alternateur ou d'un transformateur
P	Alternateur avec excitation "compound"
PF	Groupe de production avec convertisseur grande capacité
PFO	Sans sources de courant de groupes de production avec convertisseurs grande capacité
PV	Groupe de production photovoltaïque
Q	Point de liaison à une alimentation
R	Réactance de limitation de court-circuit

S	Groupe de production (alternateur et transformateur avec changeur de prise en charge)
SO	Groupe de production (alternateur et transformateur avec rapport de transformation constant ou connexions à circuit ouvert)
T	Transformateur
WA	Groupe de production éolien avec alternateur asynchrone
WD	Groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation
WF	Groupe de production éolien avec convertisseur grande capacité

4.4 Indices supérieurs

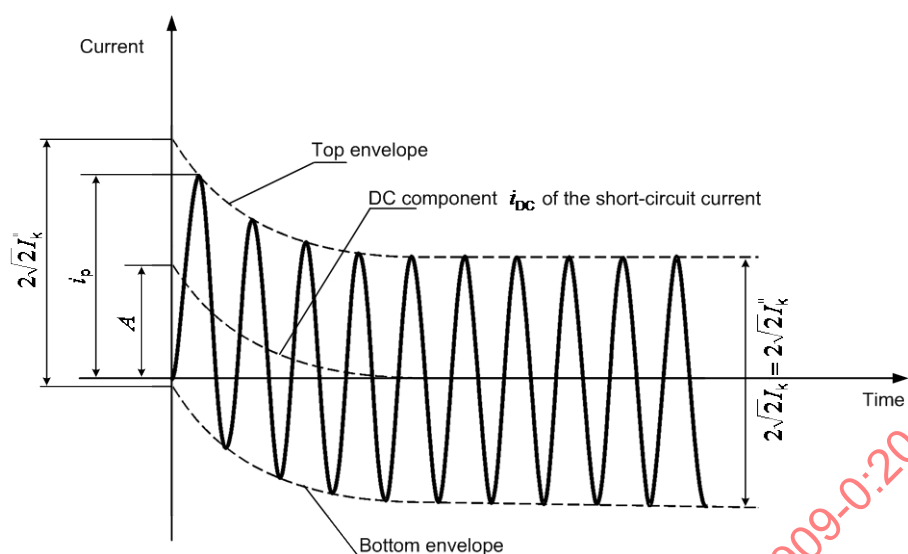
"	Valeur (initiale) subtransitoire
'	Résistance ou réactance par unité de longueur
b	Avant le court-circuit

5 Caractéristiques des courants de court-circuit: méthode de calcul

5.1 Généralités

Il convient que le calcul complet des courants de court-circuit fournisse les courbes des courants en fonction du temps au point de court-circuit, depuis l'apparition du court-circuit jusqu'à son extinction (voir Figures 1 et 2), correspondant à la valeur instantanée de la tension avant le court-circuit.

NOTE Dans les réseaux réels, le courant de court-circuit peut s'écarter de la forme d'onde des Figures 1 et 2.



IEC

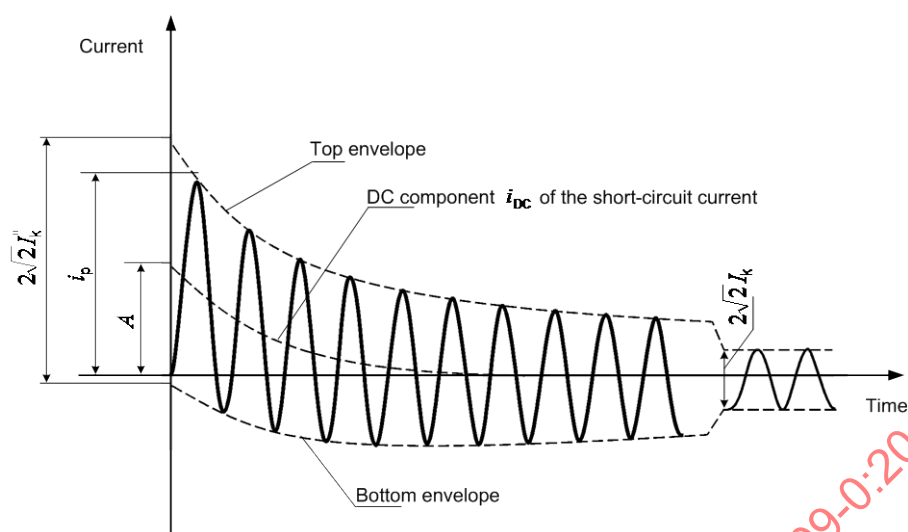
Anglais	Français
Current	Courant
Top envelope	Enveloppe supérieure
Bottom envelope	Enveloppe inférieure
Time	Temps

- I_k'' courant de court-circuit symétrique initial
 i_p valeur de crête du courant de court-circuit
 I_k courant de court-circuit permanent
 i_{DC} composante continue du courant de court-circuit
 A valeur initiale de la composante continue i_{DC}

**Figure 1 – Courant relatif à un court-circuit éloigné de tout alternateur
composante alternative constante (tracé schématique)**

Dans la plupart des cas pratiques, une telle détermination n'est pas nécessaire. Selon l'application des résultats, il est intéressant de connaître la valeur efficace de la composante alternative symétrique et la valeur de crête du courant de court-circuit i_p après l'apparition d'un court-circuit. La valeur i_p la plus élevée dépend de la constante de temps de décroissance de la composante aperiodique et de la fréquence f , c'est-à-dire du rapport R/X ou X/R de l'impédance de court-circuit Z_k , et elle est atteinte si le court-circuit commence au zéro de tension. i_p dépend également de la décroissance de la composante symétrique alternative du courant de court-circuit.

Dans les réseaux maillés, il y a plusieurs constantes de temps de courant continu. C'est pourquoi une méthode simple pour calculer i_p et i_{DC} ne peut pas être donnée. Des méthodes particulières pour calculer i_p avec une précision suffisante sont indiquées à l'Article 8.



IEC

Anglais	Français
Current	Courant
Top envelope	Enveloppe supérieure
DC component i_{DC} of the short-circuit current	Composante continue i_{DC} des courants de court-circuit
Time	Temps
Bottom envelope	Enveloppe inférieure

- I_k'' courant de court-circuit symétrique initial
 i_p valeur de crête du courant de court-circuit
 I_k courant de court-circuit permanent
 i_{DC} composante continue du courant de court-circuit
 A valeur initiale de la composante continue i_{DC}

Figure 2 – Courant relatif à un court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante (tracé schématique)

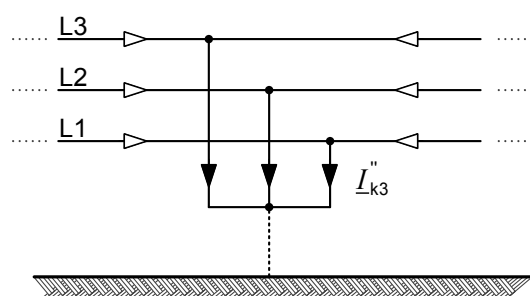


Figure 3a – Court-circuit triphasé

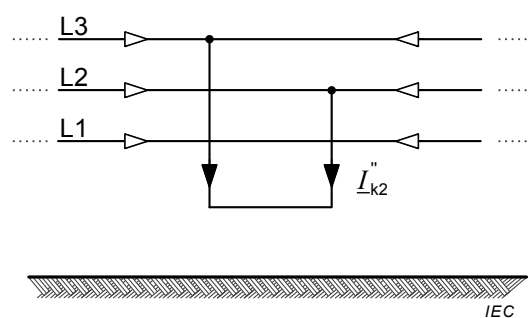


Figure 3b – Court-circuit entre phases

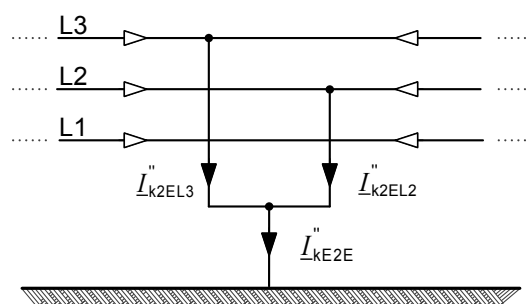


Figure 3c – Court-circuit entre phases avec mise à la terre

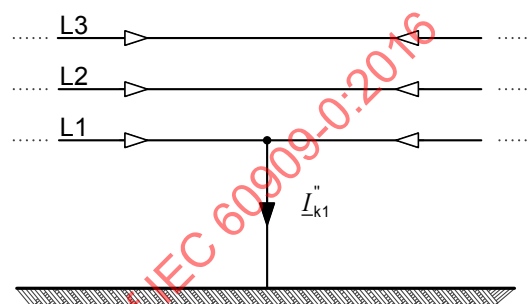


Figure 3d – Court-circuit monophasé

Short-circuit current

Partial short-circuit currents in conductors and earth return

Anglais	Français
Short-circuit current	Courant de court-circuit
Partial short-circuit currents in conductors and earth return	Courants de court-circuit partiels dans les conducteurs et retour par la terre

Figure 3 – Caractérisation des courts-circuits et de leurs courants

5.2 Hypothèses de calcul

Le calcul des valeurs maximales et minimales des courants de court-circuit repose sur les simplifications énumérées ci-dessous.

- Il n'y a pas, pendant la durée du court-circuit, de modification du type de court-circuit concerné, c'est-à-dire qu'un court-circuit triphasé reste triphasé, de même qu'un court-circuit monophasé reste monophasé pendant toute la durée du court-circuit.
- Pendant la durée du court-circuit, il n'y a pas de modification dans le réseau concerné.
- L'impédance des transformateurs est rapportée au changeur de prise en position principale.
- Les résistances d'arc ne sont pas prises en compte.
- Les admittances en dérivation de charges non tournantes doivent être négligées dans les réseaux direct, inverse et homopolaire.
- Les capacités des lignes doivent être négligées dans les réseaux direct et inverse. Les capacités des lignes dans le réseau homopolaire doivent être prises en compte dans les réseaux mis à la terre à faible impédance ayant un coefficient de défaut à la terre (voir IEC 60027-1) supérieur à 1,4.

- g) Les admittances d'aimantation des transformateurs doivent être négligées dans les réseaux direct et inverse.

Bien que ces hypothèses ne se vérifient pas strictement pour les réseaux d'énergie considérés, le résultat du calcul remplit l'objectif qui consiste à donner des résultats qui sont généralement d'une précision acceptable.

Qu'il s'agisse de courts-circuits symétriques ou non, comme cela est représenté dans la Figure 3, les courants de court-circuit peuvent être calculés par application de composantes symétriques (voir 5.3.2).

Les impédances des matériels dans les réseaux superposés ou subordonnés doivent être divisées ou multipliées par le carré du rapport de transformation assigné t_r . Les tensions et courants doivent être convertis uniquement par le rapport de transformation assigné t_r . S'il y a plusieurs transformateurs avec des rapports de transformation assignés légèrement différents (t_{rT1} , t_{rT2} , ... t_{rTn}), entre deux réseaux, la valeur arithmétique moyenne peut être utilisée.

Pour les réseaux en unités ou les réseaux similaires, aucune transformation n'est nécessaire si ces réseaux sont cohérents, c'est-à-dire que $U_{rTHV}/U_{rTLV} = U_{nHV}/U_{nLV}$ pour chaque transformateur dans le réseau avec courants de court-circuit partiels. U_{rTHV}/U_{rTLV} n'est normalement pas égal à U_{nHV}/U_{nLV} (voir l'IEC TR 60909-2 et les exemples donnés dans l'IEC TR 60909-4).

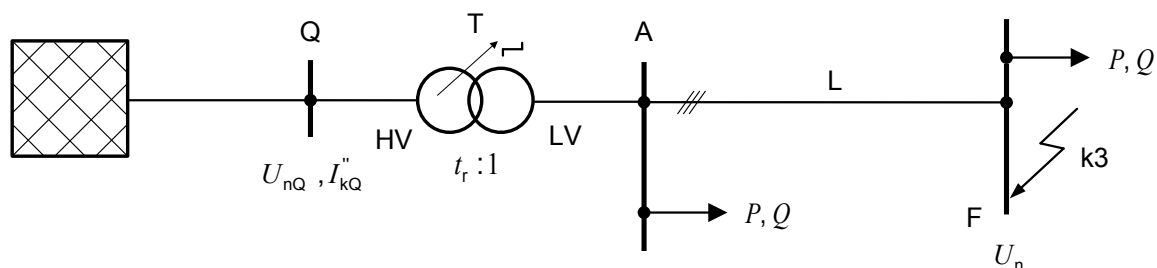
5.3 Méthode de calcul

5.3.1 Source de tension équivalente au point de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul repose sur l'introduction d'une source de tension équivalente au point de court-circuit. La source de tension équivalente est la seule tension active du réseau. Toutes les alimentations du réseau, les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances internes (voir Article 6).

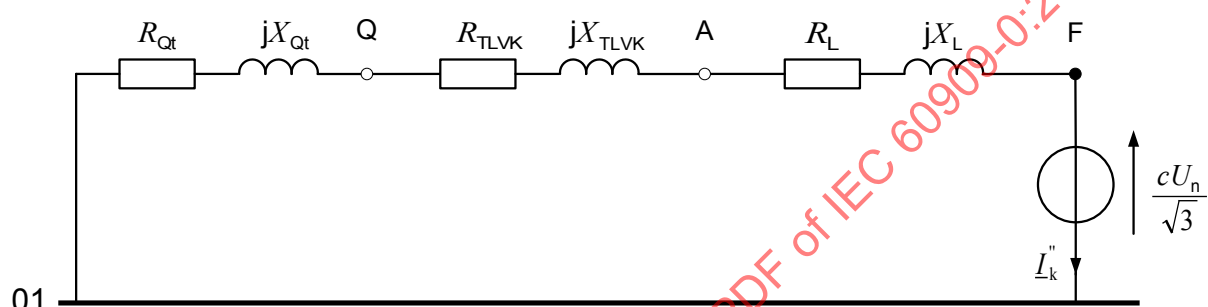
Dans tous les cas, le courant de court-circuit au point de court-circuit F peut être déterminé à l'aide d'une source de tension équivalente. Les données d'exploitation et les charges des consommateurs, la position des changeurs des transformateurs, l'excitation des alternateurs, etc., ne sont pas indispensables. Des calculs complémentaires pour les différentes charges envisageables au moment d'un court-circuit sont superflus.

La Figure 4 montre un exemple de source de tension équivalente au point de court-circuit F comme la seule tension active du réseau alimenté par un transformateur avec ou sans changeur de prise en charge. Toutes les autres tensions actives du réseau sont en court-circuit. C'est pourquoi l'alimentation du réseau de la Figure 4a est représentée par son impédance interne Z_{Qt} rapportée au côté BT du transformateur (voir 6.2) et le transformateur par son impédance rapportée au côté BT (voir 6.3). Les admittances en dérivation de la ligne, du transformateur et des charges non tournantes ne sont pas prises en considération conformément à 5.2 e) à g).



IEC

Figure 4a – Schéma de réseau



IEC

Figure 4b – Schéma du circuit équivalent du réseau direct

NOTE L'index (1) pour les impédances du réseau direct est omis. 01 représente la référence neutre directe. Les impédances du réseau d'alimentation et du transformateur sont converties du côté BT et cette dernière est également corrigée avec K_T (voir 6.3.3).

Figure 4 – Représentation du calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' suivant la procédure de la source de tension équivalente

En l'absence de normes nationales, il apparaît approprié de choisir un facteur de tension c conformément au Tableau 1, en considérant que la tension la plus élevée dans un réseau normal (sans perturbation) ne diffère pas, en moyenne, de plus d'environ +5 % (pour certains réseaux BT) ou +10 % (pour certains réseaux HT) de la tension nominale réseau U_n .

Tableau 1 – Facteur de tension c

Tension nominale du réseau U_n	Facteur de tension c pour le calcul des	
	courants de court-circuit maximaux $c_{\max}^a$	courants de court-circuit minimaux $c_{\min}$
Tension faible 100 V à 1 000 V (Tableau 1 de l'IEC 60038:2009)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^c 0,90 ^d
Haute tension ^b >1 kV à 230 kV (Tableaux 3 et 4 de l'IEC 60038:2009)	1,10	1,00
Haute tension ^{b, e} >230 kV (Tableau 5 de l'IEC 60038:2009)	1,10	1,00
^a Il convient que $c_{\max} U_n$ ne dépasse pas la tension U_m la plus élevée des matériels pour réseaux d'énergie. ^b Si aucune tension nominale n'est définie, il convient d'appliquer $c_{\max} U_n = U_m$ ou $c_{\min} U_n = 0,90 \cdot U_m$. ^c Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de $\pm 6\%$, par exemple systèmes renommés de 380 V à 400 V. ^d Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de $\pm 10\%$. ^e Pour les tensions nominales relatives à $U_m > 420$ kV, les facteurs de tension c ne sont pas définis dans la présente norme.		

5.3.2 Composantes symétriques

Dans les réseaux alternatifs triphasés, le calcul des valeurs des courants résultant de courts-circuits symétriques et dissymétriques est simplifié par l'utilisation de composantes symétriques. Le postulat retenu est que le matériel électrique ait une structure symétrique, par exemple dans le cas où les phases sont transposées. Les résultats du calcul de court-circuit sont également d'une précision acceptable dans le cas de lignes aériennes qui ne sont pas transposées.

En utilisant cette méthode, les courants dans chaque phase sont obtenus en ajoutant les courants relatifs aux trois composantes symétriques du réseau:

- le courant direct $I_{(1)}$;
- le courant inverse $I_{(2)}$;
- le courant homopolaire $I_{(0)}$.

Si la phase L1 est prise comme référence, les courants I_{L1} , I_{L2} et I_{L3} sont donnés par

$$I_{L1} = I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(0)} \quad (1)$$

$$I_{L2} = \underline{a}^2 \cdot I_{(1)} + \underline{a} \cdot I_{(2)} + I_{(0)} \quad (2)$$

$$I_{L3} = \underline{a} \cdot I_{(1)} + \underline{a}^2 \cdot I_{(2)} + I_{(0)} \quad (3)$$

où $\underline{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ $\underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$

Chacune des trois composantes symétriques du réseau possède son impédance propre.

Les types de courts-circuits dissymétriques suivants sont traités dans cette norme:

- court-circuit entre phases (voir Figure 3b),
- court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c),
- court-circuit monophasé (voir Figure 3d),

Pour les besoins de la présente norme, les impédances de court-circuit au point de court-circuit F doivent être distinguées des impédances de court-circuit propres à chaque matériel électrique.

Les valeurs des impédances directe et inverse peuvent différer les unes des autres dans le cas des machines tournantes et des groupes de production avec convertisseur grande capacité.

Sauf dans des cas particuliers, les impédances de court-circuit homopolaires au point de court-circuit diffèrent des impédances de court-circuit directe et inverse.

NOTE Voir l'IEC 62428.

6 Impédances de court-circuit des matériels électriques

6.1 Généralités

Pour les réseaux d'alimentation, les transformateurs, les lignes aériennes, les câbles et les réacteurs, les impédances de court-circuit directe et inverse sont égales: $Z_{(2)} = Z_{(1)}$.

Les impédances des alternateurs (G), des transformateurs de réseau (T), ainsi que des groupes de production (S) respectivement (SO) doivent être multipliées par les facteurs de correction d'impédance K_G , K_T et K_S ou K_{SO} lors du calcul des courants de court-circuit maximaux avec la source de tension équivalente au point de court-circuit conformément à la présente norme.

NOTE Des exemples d'introduction de facteurs de correction d'impédance sont donnés dans l'IEC TR 60909-4.

6.2 Réseaux d'alimentation

Si un court-circuit triphasé tel que celui indiqué à la Figure 5a est alimenté par un réseau dont seule la puissance de court-circuit symétrique initiale I_{kQ}'' au point de liaison Q est connue, alors il convient de déterminer l'impédance équivalente du réseau Z_Q (impédance de court-circuit directe) au point de liaison Q par l'égalité:

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}''} \quad (4)$$

Si R_Q/X_Q est connu, alors X_Q doit être calculé comme suit:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q / X_Q)^2}} \quad (5)$$

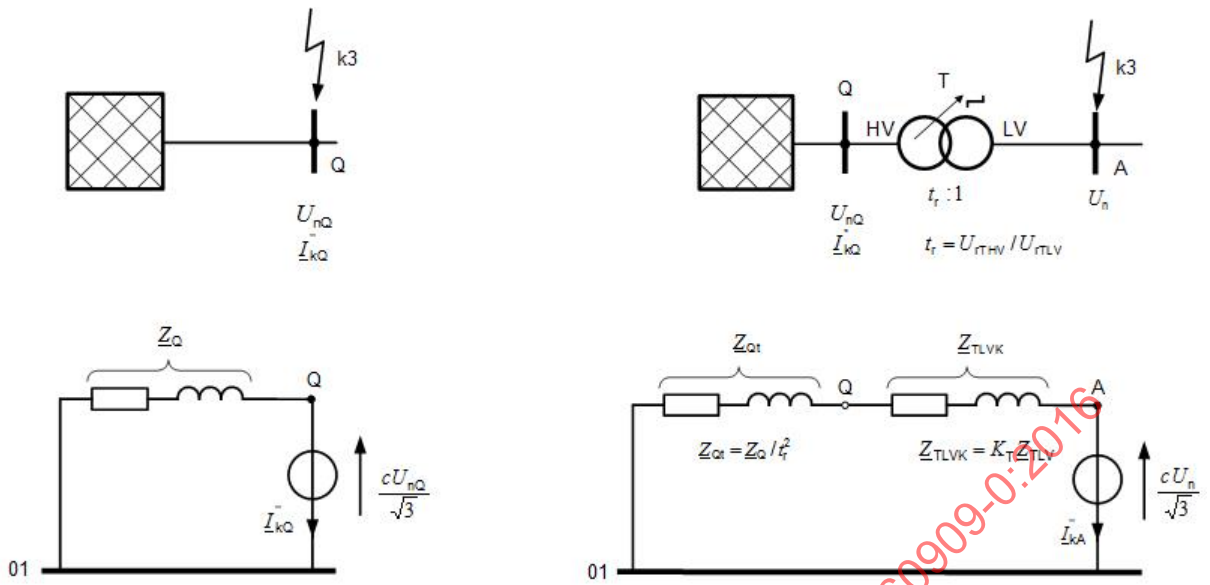


Figure 5a – Sans transformateur

Fig. 5b – Avec transformateur

Figure 5 – Schéma du réseau et schéma de circuit équivalent pour réseaux d'alimentation

Si un court-circuit tel que celui indiqué à la Figure 5b est alimenté à travers un transformateur par un réseau haute tension dont seul le courant de court-circuit symétrique initial I_{kQ}'' au point de liaison Q est connue, alors l'impédance équivalente directe du réseau Z_{Qt} rapportée au côté basse tension du transformateur doit être déterminée par:

$$Z_{Qt} = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}''} \cdot \frac{1}{t_r^2} \quad (6)$$

où

U_{nQ} est la tension nominale du réseau d'alimentation au point de liaison Q;

I_{kQ}'' est le courant de court-circuit symétrique initial du réseau d'alimentation au point de liaison Q;

c est le facteur de tension (voir Tableau 1) pour la tension nominale du réseau U_n ;

t_r est le rapport de transformation assigné pour lequel le changeur de prise en charge est en position principale.

Dans le cas de réseaux d'alimentation haute tension de tensions nominales supérieures à 35 kV alimentés par des lignes aériennes, l'impédance équivalente Z_Q peut être assimilée à une réactance, c'est-à-dire $Z_Q = 0 + jX_Q$. Dans d'autres cas, si aucune valeur précise n'est connue pour la résistance R_Q des réseaux d'alimentation, $R_Q = 0,1 X_Q$ où $X_Q = 0,995 Z_Q$ peut être remplacé. La résistance doit être prise en compte si le courant de crête de court-circuit i_p ou la composante continue i_{DC} doivent être calculés.

Les courants de court-circuit symétriques initiaux I_{kQmax}'' et I_{kQmin}'' du côté haute tension du transformateur doivent être fournis par le distributeur ou par un calcul adéquat conformément à la présente norme.

Dans des cas particuliers, il peut être nécessaire de prendre en compte l'impédance de court-circuit homopolaire équivalente des lignes d'alimentation, selon la configuration d'enroulement et le nœud de mise à la terre du transformateur.

NOTE Voir par exemple les cas 6 et 8 du Tableau 1 de l'IEC TR 60909-4:2000.

6.3 Transformateurs

6.3.1 Transformateurs à deux enroulements

Les impédances de court-circuit directes des transformateurs à deux enroulements $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ avec et sans changeur de prise en charge peuvent être calculées à partir des valeurs assignées du transformateur comme suit:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (7)$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3 \cdot I_{rT}^2} \quad (8)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (9)$$

où

U_{rT} est la tension assignée du transformateur du côté haute ou basse tension;

I_{rT} est le courant assigné du transformateur du côté haute ou basse tension;

S_{rT} est la puissance assignée apparente du transformateur;

P_{krT} est la perte totale des enroulements du transformateur pour le courant assigné;

u_{kr} est la tension de court-circuit pour le courant assigné, en pourcentage;

u_{Rr} est la composante résistive assignée de la tension de court-circuit, en pourcentage.

La composante résistive u_{Rr} peut être calculée à partir des pertes totales des enroulements P_{krT} pour le courant assigné I_{rT} , les deux étant rapportés au même côté du transformateur (voir la Formule (8)).

Le rapport R_T/X_T décroît généralement avec la taille du transformateur. Pour les gros transformateurs, la résistance est si faible que l'impédance peut être assimilée à la seule réactance pour le calcul des courants de court-circuit. La résistance doit être prise en compte si le courant de crête de court-circuit i_p ou la composante continue i_{DC} doivent être calculés.

Les données nécessaires au calcul de $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$ peuvent être obtenues sur la plaque signalétique. L'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$ peut être obtenue sur la plaque signalétique ou auprès du constructeur.

NOTE Les données réelles pour les transformateurs à deux enroulements utilisés comme transformateurs de réseau ou dans les centrales sont indiquées dans l'IEC TR 60909-2. Les montages d'impédance homopolaire pour le calcul des courants de court-circuit dissymétriques sont donnés dans l'IEC TR 60909-4.

6.3.2 Transformateurs à trois enroulements

Pour les transformateurs à trois enroulements, les impédances de court-circuit directes $\underline{Z}_A$, $\underline{Z}_B$ et $\underline{Z}_C$ correspondant à la Figure 6, peuvent être calculées à partir des trois impédances de court-circuit (rapportées à l'enroulement A du transformateur):

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrAB}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAB}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} \quad (\text{côté C ouvert}) \quad (10a)$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrAC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAC}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAC}} \quad (\text{côté B ouvert}) \quad (10b)$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrBC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrBC}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} \quad (\text{côté A ouvert}) \quad (10c)$$

où

$$u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} \quad (10d)$$

par les formules

$$\underline{Z}_A = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{AC} - \underline{Z}_{BC}) \quad (11a)$$

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{AB} - \underline{Z}_{AC}) \quad (11b)$$

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{2} (\underline{Z}_{AC} + \underline{Z}_{BC} - \underline{Z}_{AB}) \quad (11c)$$

où

U_{rTA}	est la tension assignée de la borne A;
S_{rTAB}	est la puissance apparente assignée entre les bornes A et B;
S_{rTAC}	est la puissance apparente assignée entre les bornes A et C;
S_{rTBC}	est la puissance apparente assignée entre les bornes B et C;
u_{RrAB}, u_{XrAB}	sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes A et B;
u_{RrAC}, u_{XrAC}	sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes A et C;
u_{RrBC}, u_{XrBC}	sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes B et C.

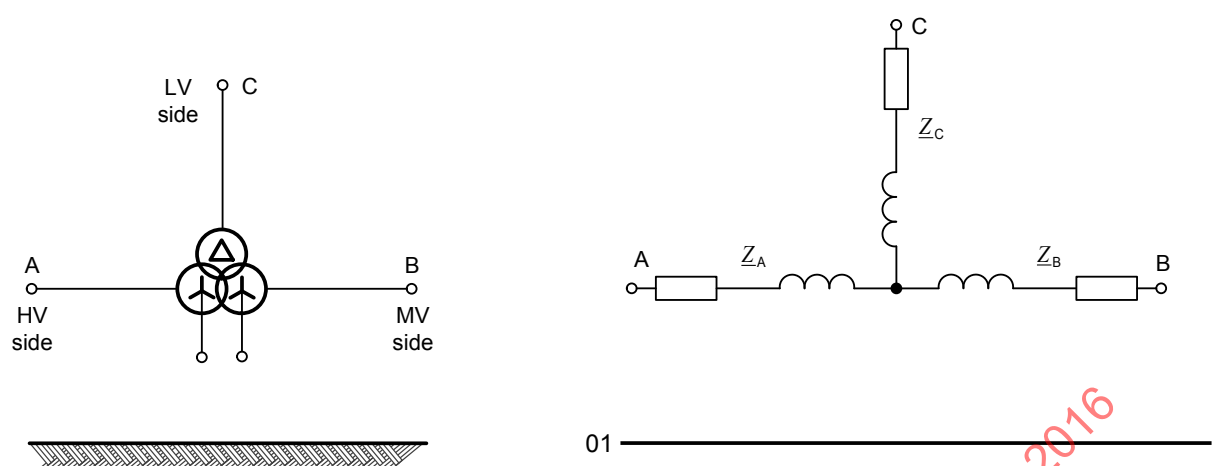


Figure 6a – Indication des couplages enroulements

Figure 6b – Schéma de circuit équivalent (réseau direct)

Anglais	Français
LV, HV, MV side	Côté BT, HT, MT

Figure 6 – Transformateur à trois enroulements (exemple)

Les impédances homopolaires des transformateurs à trois enroulements peuvent être obtenues auprès du constructeur.

NOTE Des exemples d'impédances de transformateurs à trois enroulements sont donnés dans l'IEC TR 60909-2. Des informations complémentaires peuvent être trouvées dans l'IEC TR 60909-4.

6.3.3 Facteurs de correction d'impédance pour transformateurs de réseau à deux et trois enroulements

Un transformateur de réseau est un transformateur reliant deux réseaux de tensions différentes ou plus. Les facteurs de correction d'impédance doivent être appliqués uniquement pour le calcul des courants de court-circuit maximaux. Pour les courts-circuits dissymétriques, les facteurs de correction d'impédance doivent être appliqués également aux impédances inverse et homolaire.

Pour les transformateurs de réseau à deux enroulements avec et sans changeur de prise en charge, un facteur de correction d'impédance K_T doit être introduit en plus de l'impédance évaluée conformément aux Formules (7) à (9): $Z_{TK} = K_T Z_T$ où $Z_T = R_T + jX_T$.

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_T} \quad (12a)$$

où x_T est la réactance relative du transformateur $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$ et $c_{\max}$ du Tableau 1 correspond à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur du réseau. Ce facteur de correction ne doit pas être introduit pour les transformateurs de groupes de production (voir 6.7) et de groupes de production éoliens (voir 6.8).

Si les conditions de fonctionnement à long terme des transformateurs de réseau avant le court-circuit sont connues avec certitude, alors la Formule (12b) peut être utilisée à la place de la Formule (12a).

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_T \cdot \left(I_T^b / I_{rT} \right) \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \phi_T^b}} \quad (12b)$$

où

$c_{\max}$ est le facteur de tension provenant du Tableau 1, correspondant à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur du réseau;

$x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$;

U^b est la tension de fonctionnement la plus élevée avant le court-circuit;

I_T^b est le courant de fonctionnement le plus élevé avant le court-circuit (il dépend de la configuration du réseau et de la philosophie de fiabilité applicable);

$\cos \phi_T^b$ est le facteur de puissance du transformateur avant le court-circuit.

Pour les transformateurs de réseau à trois enroulements avec et sans changeur de prise en charge, trois facteurs de correction d'impédance peuvent être trouvés en utilisant les valeurs relatives des réactances du transformateur (voir 6.3.2):

$$K_{TAB} = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{TAB}} \quad (13a)$$

$$K_{TAC} = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{TAC}} \quad (13b)$$

$$K_{TBC} = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{TBC}} \quad (13c)$$

Avec les impédances $\underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{AC}$ et $\underline{Z}_{BC}$ selon la Formule (10), les valeurs corrigées $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB} \underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{ACK} = K_{TAC} \underline{Z}_{AC}$ et $\underline{Z}_{BCK} = K_{TBC} \underline{Z}_{BC}$ peuvent être trouvées. À l'aide de ces impédances, les impédances équivalentes corrigées $\underline{Z}_{AK}$, $\underline{Z}_{BK}$ et $\underline{Z}_{CK}$ doivent être calculées en utilisant la procédure donnée dans la Formule (11).

Les trois facteurs de correction d'impédance donnés dans la Formule (13) doivent être également introduits dans les réseaux inverse et homopolaire.

Les impédances entre un nœud et la terre doivent être introduites sans facteur de correction.

NOTE Les circuits équivalents des systèmes directs et homopolaires sont donnés dans l'IEC TR 60909-4:2000, Tableau 1, points 4 à 7 pour les différents cas de nœuds de mise à la terre. De manière générale, les impédances $\underline{Z}_{(0)A}$, $\underline{Z}_{(0)B}$ ou $\underline{Z}_{(0)C}$ sont similaires à $\underline{Z}_{(1)A}$, $\underline{Z}_{(1)B}$ ou $\underline{Z}_{(1)C}$. Un exemple pour l'introduction des facteurs de correction de la Formule (13) pour les réseaux d'impédances directes et homopolaires des circuits équivalents est donné en 2.2 de l'IEC TR 60909-4:2000.

Si dans des cas spéciaux, par exemple dans le cas d'autotransformateurs avec changeur de prise en charge, les tensions de court-circuit des transformateurs u_{K+} en position $+p_T$ et u_{K-} en position $-p_T$ (voir l'IEC TR 60909-2) sont toutes deux très supérieures à la valeur u_{kr} , il peut ne pas être nécessaire d'introduire les facteurs de correction d'impédance K_T .

6.4 Lignes aériennes et câbles

Les impédances de court-circuit directes $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$ peuvent être calculées à partir des données relatives aux conducteurs, telles que les sections et distances entre axes des conducteurs.

Pour la mesure de l'impédance de court-circuit directe $\underline{Z}_L$ et de l'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)L} = R_{(0)L} + jX_{(0)L}$, voir l'IEC TR 60909-4. Les impédances homopolaires peuvent parfois être évaluées à partir des rapports $R_{(0)L}/R_L$ et $X_{(0)L}/X_L$ (voir l'IEC TR 60909-2).

Les impédances $\underline{Z}_L$ et $\underline{Z}_{(0)L}$ des câbles basse et haute tension peuvent être tirées de l'IEC TR 60909-2 ou de manuels ou de données fournis par les constructeurs.

Pour les températures supérieures à 20 °C, voir la Formule (32).

La résistance effective par unité de longueur R'_L des lignes aériennes à la température des conducteurs de 20 °C peut être calculée au moyen de la section nominale q_n et de la résistivité ρ :

$$R'_L = \frac{\rho}{q_n} \quad (14)$$

Les valeurs suivantes de résistivité peuvent être utilisées:

Cuivre $\rho = \frac{1}{54} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$

Aluminium $\rho = \frac{1}{34} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$

Alliage d'aluminium $\rho = \frac{1}{31} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$

La réactance par unité de longueur X'_L des lignes aériennes peut être calculée en prenant pour hypothèse qu'il y a transposition, par:

$$X'_L = \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right) \quad (15)$$

où

d est la distance géométrique moyenne entre conducteurs ou entre axes de faisceaux:

$$d = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L2L3} \cdot d_{L3L1}};$$

r est le rayon d'un conducteur unique. Dans le cas de faisceaux de conducteurs, r doit être remplacé par $r_B = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$, où R est le rayon du faisceau (voir l'IEC TR 60909-2);

n est le nombre de conducteurs en faisceau; pour un seul conducteur $n = 1$;

$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4} \text{ H/km}$.

6.5 Réactances de limitation de court-circuit

Les impédances de court-circuit directe, inverse et homopolaire sont égales, s'il y a symétrie géométrique. Les réactances de limitation du courant de court-circuit doivent être traitées comme faisant partie de l'impédance de court-circuit.

$$Z_R = \frac{u_{kR}}{100\%} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{rR}} \text{ et } R_R \ll X_R \quad (16)$$

où

u_{kR} et I_{rR} sont données sur la plaque signalétique;

U_n est la tension nominale réseau.

6.6 Machines synchrones

6.6.1 Alternateurs synchrones

Dans le calcul des courants de court-circuit symétriques initiaux maximaux dans les réseaux alimentés directement par des alternateurs sans transformateurs intermédiaires, par exemple dans les réseaux industriels ou les réseaux basse tension, l'impédance suivante doit être utilisée dans le réseau direct.

$$\underline{Z}_{GK} = K_G \cdot \underline{Z}_G = K_G \cdot (R_G + jX_d'') \quad (17)$$

avec le facteur de correction

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (18)$$

où

$\underline{Z}_{GK}$ est l'impédance subtransitoire corrigée de l'alternateur;

$c_{\max}$ est le facteur de tension conformément au Tableau 1;

U_n est la tension nominale réseau;

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur;

R_G est la résistance de l'alternateur;

X_d'' est la réactance subtransitoire saturée de l'alternateur;

$\underline{Z}_G$ est l'impédance subtransitoire de l'alternateur dans le réseau direct;

$\cos \varphi_{rG}$ est le facteur de puissance de l'alternateur dans les conditions assignées;

x_d'' est la réactance subtransitoire relative saturée de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$.

Si la tension aux bornes de l'alternateur est de façon permanente différente de U_{rG} , il peut être nécessaire d'introduire $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ à la place de U_{rG} dans la Formule (18), pour calculer les courants de court-circuit triphasés maximaux.

Pour les impédances de court-circuit des alternateurs synchrones dans les réseaux inverse et homopolaire, les données suivantes s'appliquent avec K_G pris dans la Formule (18):

$$\underline{Z}_{(2)GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{(2)G} = K_G \cdot (R_{(2)G} + jX_{(2)G}) \quad (19)$$

avec $X_{(2)G} = (X_d'' + X_q'') / 2$

Si X_q'' n'est pas connu, il est possible de prendre $X_{(2)G} = X_d''$.

Pour l'impédance de court-circuit des alternateurs synchrones dans les réseaux directs, ce qui suit s'applique avec K_G pris dans la Formule (18):

$$\underline{Z}_{(0)GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{(0)G} = K_G \cdot (R_{(0)G} + jX_{(0)G}) \quad (20)$$

Si une impédance est introduite entre le point neutre de l'alternateur et la terre, le facteur de correction K_G ne doit pas être utilisé pour cette impédance.

Pour calculer le courant de court-circuit minimal, utiliser $K_G = 1$.

La nécessité de calculer des courants de court-circuit minimaux peut intervenir en raison d'un fonctionnement en sous-excitation des alternateurs (condition de faible charge dans les réseaux de câbles ou dans les réseaux comprenant des lignes aériennes de grande longueur, des stations d'hydropompage). Dans ce cas, une prise en compte spécifique qui sort du domaine d'application et de la procédure de la présente norme doit être prise en considération (voir par exemple 2.2.1 de l'IEC TR 60909-1:2002).

6.6.2 Moteurs et compensateurs synchrones

Pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' , la valeur de crête du courant de court-circuit i_p , le courant de court-circuit symétrique coupé I_{pc} et le courant de court-circuit permanent I_k , les moteurs et compensateurs synchrones sont traités comme des générateurs synchrones.

Si les moteurs synchrones ont une régulation de tension, ils sont traités comme les générateurs synchrones. Dans le cas contraire, des considérations spécifiques sont nécessaires.

6.7 Groupes de production

6.7.1 Groupes de production avec changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit maximaux des groupes de production (S) avec changeurs de prise en charge, la formule suivante est utilisée pour l'impédance de l'ensemble du groupe de production pour les courts-circuits du côté haute tension du transformateur de groupe (voir Figure 8c):

$$\underline{Z}_{SK} = K_S \cdot (r_r^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad (21)$$

avec le facteur de correction

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (22)$$

où

$\underline{Z}_{SK}$ est l'impédance corrigée du groupe de production avec changeur de prise en charge rapportée au côté haute tension;

$\underline{Z}_G$ est l'impédance subtransitoire de l'alternateur, $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$, voir 6.6.1;

$\underline{Z}_{THV}$ est l'impédance du transformateur de groupe rapportée au côté haute tension (sans facteur de correction K_T);

U_{nQ} est la tension nominale du réseau au point de liaison à l'alimentation Q du groupe de production;

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur;

$\cos \varphi_{rG}$ est le facteur de puissance de l'alternateur dans les conditions assignées;

- x_d'' est la réactance subtransitoire relative saturée de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;
- x_T est la réactance relative saturée du transformateur de groupe en position principale du changeur de prise en charge: $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$;
- t_r est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe: $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$.

Pour calculer le courant de court-circuit minimal, utiliser $K_S = 1$.

Si la tension minimale de fonctionnement $U_{Qmin}^b \geq U_{nQ}$ du côté haute tension du transformateur de groupe du groupe de production est bien établie à partir d'une longue expérience de fonctionnement du réseau, le produit $U_{nQ} \cdot U_{Qmin}^b$ peut être utilisé à la place de U_{nQ}^2 dans la Formule (22).

La tension de fonctionnement aux bornes de l'alternateur est, par hypothèse, égale à U_{rG} . Si la tension U_G est supérieure de façon permanente à U_{rG} , alors il convient d'introduire $U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$ à la place de U_{rG} , avec par exemple, $p_G = 0,05$.

Si un fonctionnement en sous-excitation du groupe de production est momentanément envisagé (par exemple jusqu'à un certain niveau, en particulier dans une centrale de pompage) alors ce n'est que pour le calcul des courants de court-circuit dissymétriques avec mise à la terre (voir Figures 3c et 3d) que l'application de K_S conformément à la Formule (22) peut conduire à des résultats plutôt en deçà de la vérité. Dans ce cas des considérations particulières sont nécessaires, par exemple la méthode de superposition.

En calculant le courant de court-circuit partiel I_{kS}'' du côté haute tension de la plupart des transformateurs ou de l'élément de court-circuit total au point de court-circuit côté haute tension d'un groupe de production, il n'est pas nécessaire de tenir compte de la contribution des moteurs reliés au transformateur existant pour le calcul du court-circuit I_{kS}'' .

NOTE L'IEC TR 60909-4 donne dans ces cas des indications aux utilisateurs.

6.7.2 Groupe de production sans changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit maximaux des groupes de production (S) sans changeurs de prise en charge, la formule suivante est utilisée pour l'impédance de l'ensemble du groupe de production pour un court-circuit du côté haute tension du transformateur de groupe (voir Figure 8d):

$$\underline{Z}_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad (23)$$

avec le facteur de correction

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} \cdot (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (24)$$

où

- $\underline{Z}_{SOK}$ est l'impédance de court-circuit corrigée du groupe de production sans changeur de prise en charge;
- $\underline{Z}_G$ est l'impédance subtransitoire de l'alternateur, voir 6.6.1;

Z_{THV}	est l'impédance du transformateur de groupe rapportée au côté haute tension (sans facteur de correction K_T);
U_{nQ}	est la tension nominale du réseau au point de liaison à l'alimentation Q du groupe de production;
U_{rG}	est la tension assignée de l'alternateur; $U_{Gmax} = U_{rG} (1+p_G)$, avec par exemple $p_G = 0,05$ à $0,10$;
$\cos \varphi_{rG}$	est le facteur de puissance de l'alternateur dans les conditions assignées;
x_d''	est la réactance subtransitoire relative saturée de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;
t_r	est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe: $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$;
$1 \pm p_T$	doit être introduit si le transformateur de groupe a des prises à vide et si une de ces prises est utilisée en permanence. Dans le cas contraire, prendre $1 \pm p_T = 1$. Si le courant de court-circuit partiel le plus élevé possible du groupe de production du côté haute tension du transformateur avec des prises à vide est recherché, utiliser $1 - p_T$.

Dans le cas de courts-circuits dissymétriques, le facteur de correction d'impédance K_{SO} de la Formule (24) doit être appliqué aux impédances directe, inverse et homopolaire du groupe de production. Si une impédance est introduite entre le nœud du transformateur et la terre, le facteur de correction K_{SO} ne doit pas être utilisé pour cette impédance.

Le facteur de correction ne dépend pas du fait que l'alternateur soit surexcité ou sous-excité avant le court-circuit.

En calculant le courant de court-circuit partiel I_{kSO}'' du côté haute tension de la plupart des transformateurs ou de l'élément de court-circuit total au point de court-circuit côté haute tension d'un groupe de production, il n'est pas nécessaire de tenir compte de la contribution des moteurs reliés au transformateur existant pour le calcul du court-circuit I_{kSO}'' .

Pour calculer le courant de court-circuit minimal, utiliser $K_{SO} = 1$.

6.8 Groupes de production éoliens

6.8.1 Généralités

Le Paragraphe 6.8 traite des courants de court-circuit des groupes de production éoliens avec alternateurs asynchrones ainsi qu'avec alternateurs asynchrones à double alimentation. Les groupes de production éoliens avec convertisseur grande capacité sont traités en 6.9.

Pour le calcul des courants de court-circuit, les alternateurs des groupes de production éoliens et leurs transformateurs de groupe sont combinés en une seule unité. Toutes les quantités sont associées au côté de haute tension du transformateur de groupe.

La présente norme ne traite pas des courants de court-circuit qui se produisent aux bornes d'alternateurs asynchrones à double alimentation ou aux bornes de convertisseur de groupes de production éoliens avec alternateurs synchrones ou asynchrones connectés à des convertisseurs grande capacité. Dans ce cas, le constructeur peut donner des informations.

Dans de nombreux cas, les règles de connexion au réseau exigent que le groupe de production éolien applique un courant principalement réactif pendant un court-circuit. Pendant cet intervalle, la station joue le rôle de source de courant réglée (voir 7.2.1).

Le facteur de correction d'impédance K_T pour les transformateurs de groupe d'un groupe de production éolien ne doit pas être pris en compte.

6.8.2 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone

L'impédance Z_G de l'alternateur asynchrone doit être calculée comme suit:

$$Z_G = \frac{1}{I_{LR} / I_{rG}} \cdot \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot I_{rG}} = \frac{1}{I_{LR} / I_{rG}} \cdot \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \quad (25)$$

où

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur asynchrone;

I_{rG} est le courant assigné de l'alternateur asynchrone;

S_{rG} est la puissance assignée apparente de l'alternateur asynchrone;

I_{LR}/I_{rG} est le rapport du courant de rotor bloqué symétrique sur le courant assigné de l'alternateur asynchrone.

La valeur complexe de l'impédance $\underline{Z}_G$ doit être calculée par:

$$\underline{Z}_G = R_G + jX_G = \left(\frac{R_G}{X_G} + j \right) \cdot \frac{Z_G}{\sqrt{1 + (R_G / X_G)^2}} \quad (26)$$

Si R_G/X_G n'est pas donné par le constructeur, alors $R_G/X_G = 0,1$ peut être utilisé.

L'impédance de court-circuit totale de réseau direct $\underline{Z}_{WA}$ d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone pour le calcul de la contribution au courant de court-circuit sur le côté de haute tension du transformateur de groupe doit être calculée au moyen de la Formule (27):

$$\underline{Z}_{WA} = t_r^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV} \quad (27)$$

où

$\underline{Z}_G$ est l'impédance de l'alternateur asynchrone, Formule (26),

$\underline{Z}_{THV}$ est l'impédance du transformateur de groupe sur le côté de haute tension,

t_r est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe:
 $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$.

Dans les cas de courts-circuits dissymétriques $\underline{Z}_{(2)WA}/\underline{Z}_{WA} = 1$ peut être utilisé. L'impédance homopolaire $\underline{Z}_{(0)WA}$ dépend du type de transformateur et de mise à la terre.

6.8.3 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone à double alimentation

L'impédance de court-circuit totale de réseau direct $\underline{Z}_{WD}$ d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation doit être calculée comme suit.

$$\underline{Z}_{WD} = \frac{\sqrt{2} \cdot \kappa_{WD} \cdot U_{rTHV}}{\sqrt{3} \cdot i_{WDmax}} \quad (28)$$

où

- U_{rTHV} est la tension assignée du transformateur de groupe sur le côté de haute tension;
 κ_{WD} est le facteur relatif au calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit, fourni par le constructeur et rapporté au côté haute tension;
 i_{WDmax} est la valeur instantanée de court-circuit la plus élevée en cas de court-circuit triphasé.

Le facteur κ_{WD} dépend des influences de l'équipement de protection du convertisseur comme la résistance du circuit de limitation de tension et du hacheur. Si κ_{WD} n'est pas connu, alors $\kappa_{WD} = 1,7$ doit être utilisé.

La valeur complexe de l'impédance de court-circuit $\underline{Z}_{WD}$ doit être calculée par la Formule (29).

$$\underline{Z}_{WD} = R_{WD} + jX_{WD} = \left(\frac{R_{WD}}{X_{WD}} + j \right) \cdot \frac{Z_{WD}}{\sqrt{1 + (R_{WD}/X_{WD})^2}} \quad (29)$$

Si R_{WD}/X_{WD} n'est pas donné par le constructeur, alors $R_{WD}/X_{WD} = 0,1$ peut être utilisé.

Dans le cas de courts-circuits dissymétriques, $\underline{Z}_{(2)WD}$ dépend des stratégies de conception et de commande, l'impédance de réseau homopolaire $\underline{Z}_{(0)WD}$ dépend du type de transformateur et de mise à la terre. Les valeurs sont données par le constructeur.

NOTE Il n'y a pas de relation directe entre le facteur κ_{WD} de la Formule (28) et le rapport R_{WD}/X_{WD} de la Formule (29) en raison de l'influence du convertisseur et de son système de protection sur le maximal i_{WDmax} .

6.9 Groupes de production avec convertisseur grande capacité

Les groupes de production avec convertisseur grande capacité (PF), par exemple les groupes de production éoliens (WF) et les groupes de production photovoltaïques (PV) sont modélisés dans le réseau direct par une source de courant. Le courant de source dépend du type de court-circuit et doit être donné par le constructeur. L'impédance en dérivation de réseau direct Z_{PF} est, par hypothèse, infinie.

En cas de courts-circuits dissymétriques, les impédances de réseau inverse $\underline{Z}_{(2)PF}$ dépendent des stratégies de conception et de commande, dont les valeurs sont données par le constructeur. L'impédance de réseau homopolaire $\underline{Z}_{(0)PF}$ est infinie.

Les groupes de production avec convertisseur grande capacité peuvent être négligés si leurs contributions sont inférieures ou égales à 5 % du court-circuit initial sans ces groupes de production.

6.10 Moteurs asynchrones

L'impédance Z_M des moteurs asynchrones dans les réseaux direct et inverse peut être déterminée par:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3} \cdot I_M} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad (30)$$

où

- U_{rM} est la tension assignée du moteur;
 I_{rM} est le courant assigné du moteur;
 S_{rM} est la puissance assignée apparente du moteur: $S_{rM} = P_{rM}/(\eta_{rM} \cos \varphi_{rM})$;

I_{LR}/I_{rM} est le rapport du courant de rotor bloqué sur le courant assigné du moteur.

La valeur complexe de l'impédance $\underline{Z}_M$ doit être calculée par:

$$\underline{Z}_M = R_M + jX_M = \left(\frac{R_M}{X_M} + j \right) \cdot \frac{Z_M}{\sqrt{1 + (R_M / X_M)^2}} \quad (31)$$

Si R_M/X_M n'est pas donné par le constructeur, les relations qui suivent peuvent être utilisées selon une précision suffisante pour R_M/X_M :

$R_M/X_M = 0,10$, avec $X_M = 0,995 Z_M$ pour les moteurs haute tension avec des puissances P_{rM} par paire de pôles ≥ 1 MW;

$R_M/X_M = 0,15$, avec $X_M = 0,989 Z_M$ pour les moteurs haute tension avec des puissances P_{rM} par paire de pôles < 1 MW;

$R_M/X_M = 0,42$, avec $X_M = 0,922 Z_M$ pour les groupes de moteurs à basse tension avec câbles de liaison.

L'impédance saturée $\underline{Z}_M$ peut également être calculée à partir des paramètres du circuit électrique équivalent dans les conditions de rotor bloqué.

L'impédance de réseau homopolaire $\underline{Z}_{(0)M}$ du moteur doit être donnée par le constructeur, si nécessaire (voir l'Article 11).

6.11 Moteurs à convertisseur statique

Les moteurs à convertisseur statique réversibles (par exemple moteurs de laminoir) ne sont pris en compte que pour les courts-circuits triphasés, si les masses tournantes des moteurs et l'équipement statique contribuent au freinage par récupération d'énergie (fonctionnement transitoire inversé) au moment du court-circuit. Ils ne contribuent qu'au courant de court-circuit symétrique initial I_k'' et au courant de court-circuit de crête i_p . Ils ne contribuent pas au courant de court-circuit symétrique coupé I_b ni au courant de court-circuit permanent I_k .

En conséquence, les moteurs à convertisseur statique réversibles sont traités pour le calcul des courants de court-circuit comme des moteurs asynchrones. Les règles suivantes s'appliquent:

- Z_M est l'impédance conformément à la Formule (30);
- U_{rM} est la tension assignée du transformateur à convertisseur statique du côté réseau ou la tension assignée du convertisseur statique, en l'absence de transformateur;
- I_{rM} est le courant assigné du transformateur à convertisseur statique du côté réseau ou le courant assigné du convertisseur statique, en l'absence de transformateur;
- $I_{LR}/I_{rM} = 3$;
- $R_M/X_M = 0,10$ avec $X_M = 0,995 Z_M$.

Dans le cadre de la présente norme, il n'est pas tenu compte des autres convertisseurs statiques pour le calcul des courants de court-circuit.

6.12 Capacités et charges non rotatives

En raison des méthodes de calcul données dans l'Article 5, les admittances en parallèle et les charges non tournantes ne peuvent pas être prises en compte, comme indiqué en 5.2 e) et 5.2 f).

Le courant de décharge des condensateurs en parallèle peut être négligé pour le calcul du courant de court-circuit de crête.

L'effet des condensateurs en série peut être négligé dans le calcul des courants de court-circuit s'ils sont équipés de dispositifs limiteurs de tension en parallèle qui fonctionnent en cas de court-circuit.

Dans le cas de réseaux de transport de courant continu haute tension, les bancs de condensateurs et les filtres doivent faire l'objet d'une attention particulière lors du calcul des courants de court-circuit alternatifs.

7 Calcul du courant de court-circuit initial

7.1 Généralités

7.1.1 Vue générale

Le courant de court-circuit maximal est responsable des caractéristiques assignées du matériel relativement aux contraintes mécaniques et thermiques, le courant de court-circuit minimal doit être calculé pour la sélection de la protection du système. Le Tableau 2 représente une vue générale des courants de court-circuit et des types de défaillances devant être prises en compte:

Tableau 2 – Importance des courants de court-circuit

Courants de court-circuit	Matériel	Courants concernés		
		k3	k2	k1
<i>courants maximaux</i> contrainte:				
– dynamique	composants des installations	i_p	i_p	–
– mise sous tension	appareils de connexion	i_p	–	i_p
– mise hors tension	appareils de connexion	I_b	–	I_b
– thermique	composants des installations, lignes	I_{th}	–	I_{th}
<i>courants minimaux</i>				
déclenchement des relais	protection	–	I_k'', I_k	I_k'', I_k

De manière générale, une distinction est faite entre les défauts éloignés de tout alternateur et proches d'un alternateur (voir 3.16 et 3.17).

De plus, la distinction doit être faite entre un court-circuit à alimentation unique, plusieurs courts-circuits à alimentation unique et des courts-circuits à alimentation multiple.

Les courts-circuits à alimentation unique à travers un transformateur conformément à la Figure 4 peuvent a priori être considérés comme des courts-circuits éloignés d'un alternateur si $X_{TLVK} \geq 2X_{Qt}$ avec X_{Qt} étant calculé conformément à 6.2 et $X_{TLVK} = K_T X_{TLV}$ conformément à 6.3.

Dans le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alimentés par des alternateurs, des groupes de production et des moteurs (courts-circuits proches d'un alternateur et/ou proches d'un moteur), il est utile de connaître non seulement le courant de court-circuit symétrique initial I_k'' et la valeur de crête du courant de court-circuit i_p , mais également le courant de court-circuit symétrique coupé I_b et le courant de court-circuit permanent I_k . Dans ce cas, le courant de court-circuit symétrique coupé I_b est inférieur au courant de court-circuit

symétrique initial I_k'' . Normalement, le courant de court-circuit permanent I_k est inférieur au courant de court-circuit symétrique coupé I_b .

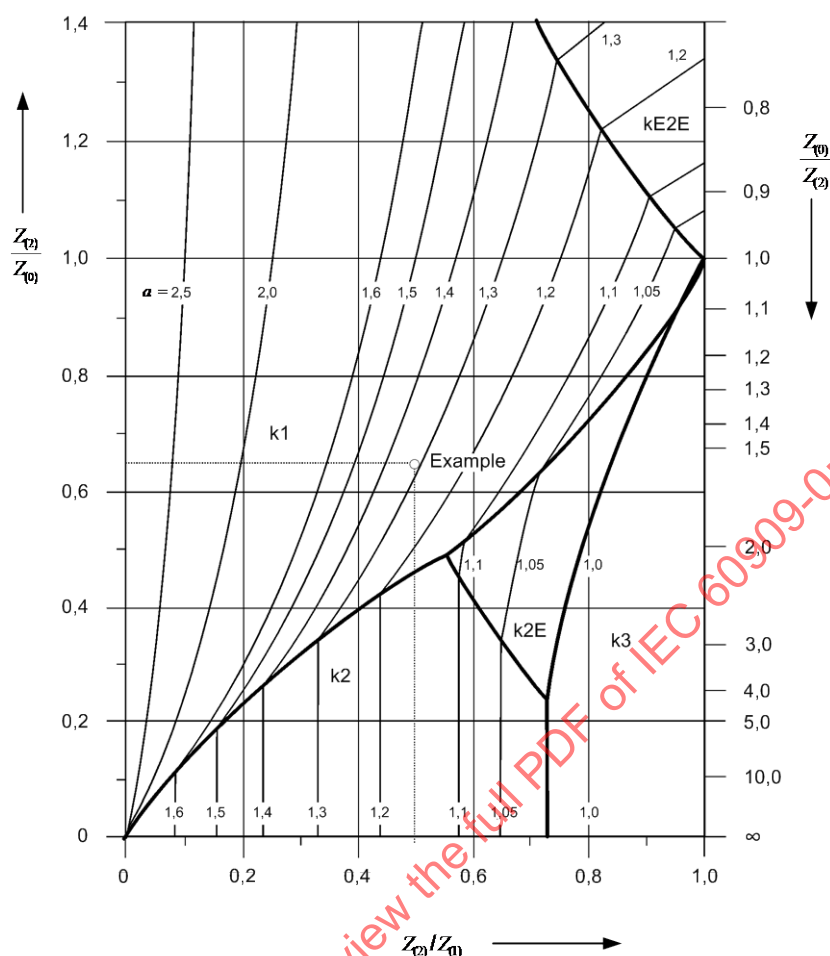
Dans un court-circuit proche d'un alternateur, la composante alternative du courant de court-circuit décroît normalement avec le temps. Un exemple est décrit à la Figure 2. Il peut arriver que le courant de court-circuit décroissant s'annule pour la première fois quelques périodes après l'apparition du court-circuit. Cela est possible si la constante de temps continue d'une machine synchrone est supérieure à sa constante de temps subtransitoire. Ce phénomène n'est pas traité dans la présente norme.

La composante apériodique décroissante i_{DC} du courant de court-circuit peut être calculée conformément à la Formule (81).

Si $Z_{(2)}$ n'est pas connu pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial, il est possible de prendre $Z_{(2)} = Z_{(1)}$.

Le type de court-circuit qui conduit au courant de court-circuit le plus élevé dépend des valeurs des impédances directe, inverse et homopolaire de court-circuit du réseau. La Figure 7 illustre pour cela le cas spécial où $Z_{(0)}$, $Z_{(1)}$ et $Z_{(2)}$ ont le même angle d'impédance. Cette Figure est utile pour l'information mais il convient de ne pas l'utiliser à la place du calcul.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60909-0:2016



Anglais	Français
Example	Exemple

α est la relation entre le courant de court-circuit asymétrique et le courant de court-circuit triphasé.

Exemple:

$\left. \begin{array}{l} Z_{(2)} / Z_{(1)} = 0,50 \\ Z_{(2)} / Z_{(0)} = 0,65 \end{array} \right\}$ Le court-circuit monophasé donne le courant de court-circuit le plus élevé

Figure 7 – Schéma pour déterminer le type de court-circuit (Figure 3) pour le courant de court-circuit initial le plus élevé rapporté au courant de court-circuit triphasé initial lorsque les angles d'impédance des impédances séquentielles $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ et $Z_{(0)}$ sont identiques

Pour le cas habituel où $Z_{(0)}$ est supérieur à $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, le courant de court-circuit initial le plus élevé apparaît pour le court-circuit triphasé. Cependant, pour les courts-circuits proches des transformateurs avec faible impédance homopolaire, $Z_{(0)}$ peut être inférieur à $Z_{(1)}$. Dans ce cas, le courant de court-circuit initial le plus élevé I_{kE2E} apparaît pour un court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 7 pour $Z_{(2)}/Z_{(1)} = 1$ et $Z_{(2)}/Z_{(0)} > 1$).

Les courts-circuits peuvent avoir une ou plusieurs sources, comme représenté sur les Figures 8, 9 et 10. Les calculs les plus simples concernent les défauts symétriques des réseaux radiaux, dans la mesure où les contributions individuelles à un court-circuit symétrique peuvent être évaluées séparément pour chaque source (Figure 9).

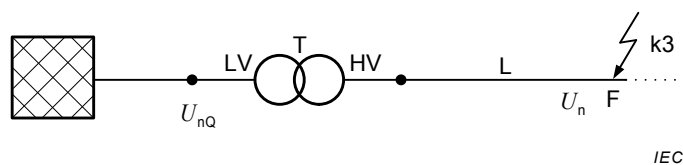


Figure 8a – Court-circuit alimenté depuis un réseau d'alimentation par l'intermédiaire d'un transformateur



Figure 8b – Court-circuit alimenté depuis un alternateur

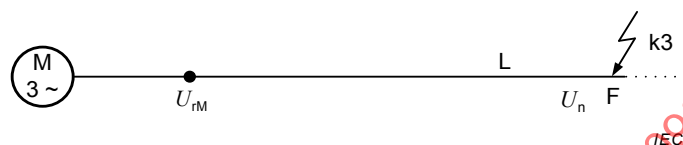


Figure 8c – Court-circuit alimenté depuis un moteur asynchrone

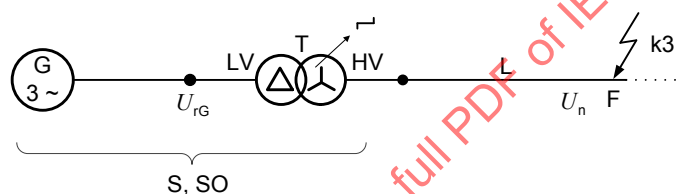


Figure 8d – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production (alternateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge)

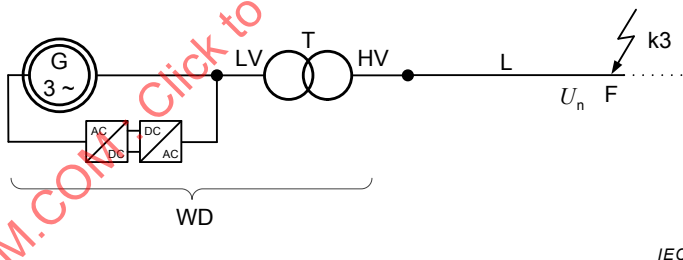


Figure 8e – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation

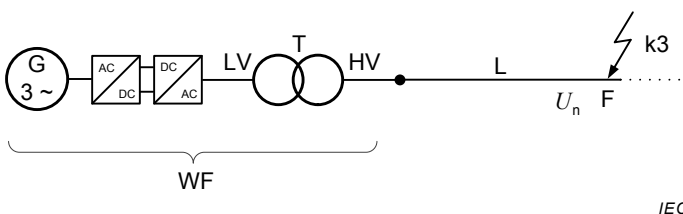


Figure 8f – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production éolien avec convertisseur grande capacité

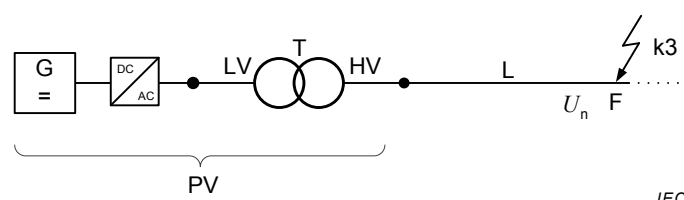


Figure 8g – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production photovoltaïque avec convertisseur grande capacité

Figure 8 – Exemples de courts-circuits à alimentation unique

Lorsque des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant sont utilisés pour protéger les sous-stations, le courant de court-circuit symétrique initial est d'abord calculé comme si ces dispositifs n'étaient pas disponibles. Le courant coupé est déterminé à partir du courant de court-circuit symétrique initial calculé et des courbes caractéristiques des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant; il correspond à la valeur de crête du courant de court-circuit de la sous-station en aval.

Pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' du courant de court-circuit symétrique coupé I_b , et du courant de court-circuit permanent I_k au point de court-circuit, le réseau peut être réduit en une impédance de court-circuit équivalente Z_k au point de court-circuit. Cette procédure ne peut pas être utilisée pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit i_p .

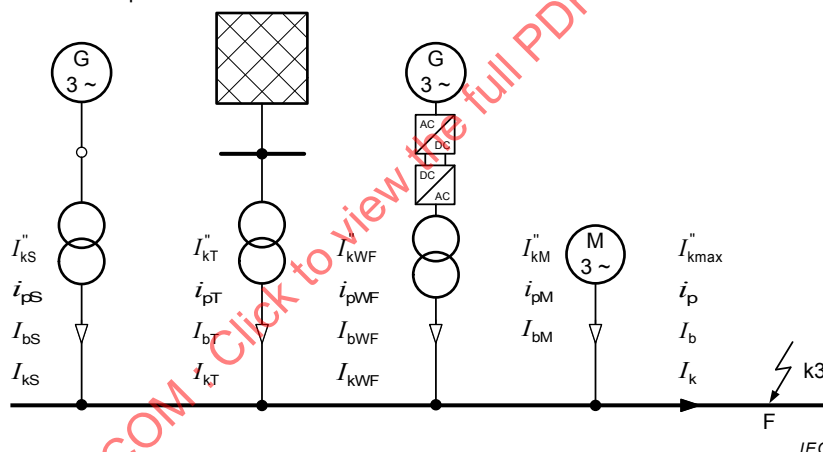
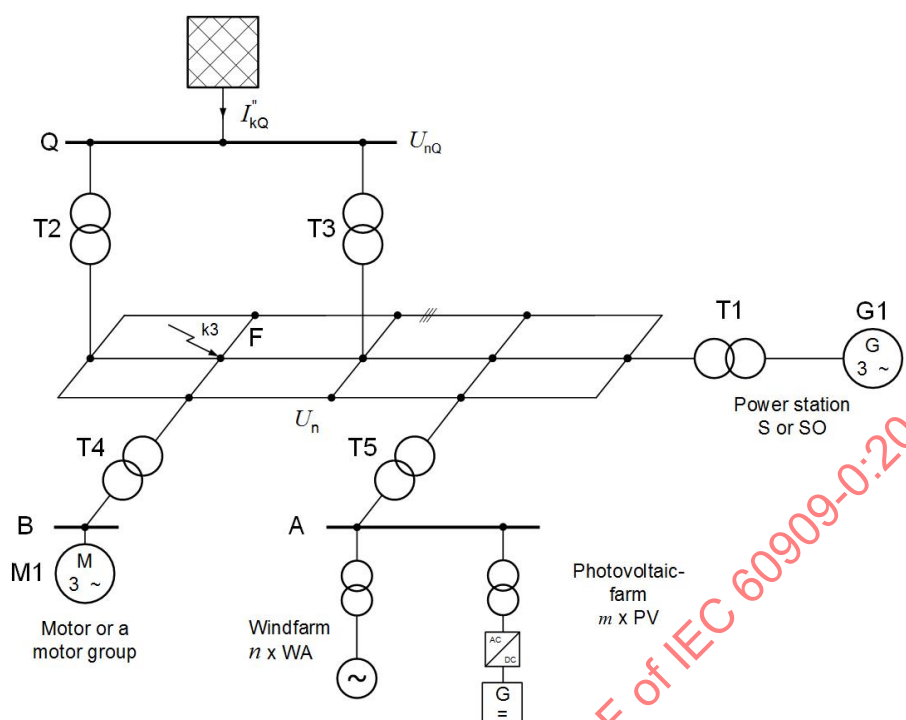


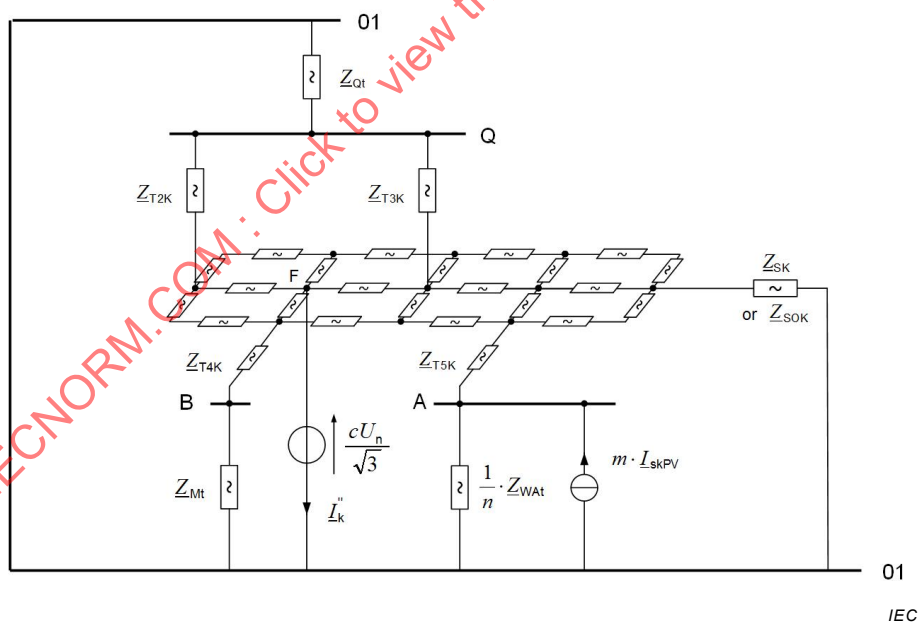
Figure 9 – Exemple de courts-circuits multiples à alimentation unique

Dans le cas d'un court-circuit à alimentation multiple, comme sur la Figure 10, et dans tous les cas de courts-circuits dissymétriques, une réduction du réseau est nécessaire pour calculer les impédances de court-circuit $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ et $Z_{(0)}$ au point de court-circuit.



IEC

Figure 10a – Schéma de réseau



IEC

Figure 10b – Schéma de réseau équivalent pour le calcul du courant de court-circuit (les câbles des groupes de production sont négligés)

Anglais	Français
Power station S or SO	Groupe de production S ou SO
Motor or a motor group	Moteur ou groupe de moteurs
Windfarm	Parc éolien
Photovoltaic-farm	Parc solaire photovoltaïque

Figure 10 – Exemples de courts-circuits à alimentation multiple

7.1.2 Courants de court-circuit maximal et minimal

Pour calculer les courants de court-circuit maximaux, les conditions suivantes doivent être prises en compte.

- Le facteur de tension $c_{\max}$ pour le calcul des courants de court-circuit maximaux doit être appliqué, en l'absence de norme nationale, conformément au Tableau 1.
- Choisir la configuration de réseau et l'alimentation maximale par les groupes de production et les réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur maximale du courant de court-circuit au point de court-circuit, ou si un découpage du réseau est accepté, à la commande du courant de court-circuit.
- Les facteurs de correction d'impédance doivent être introduits dans les réseaux directs, inverses et homopolaires, à l'exception des impédances entre le point neutre et la terre.
- Si des impédances équivalentes Z_Q sont utilisées pour représenter les réseaux externes, l'impédance de court-circuit équivalente minimale qui doit être utilisée est celle qui correspond à la contribution maximale au courant de court-circuit du réseau externe.
- Les moteurs doivent être inclus si cela est approprié conformément à 6.10.
- La résistance R_L des lignes (lignes aériennes et câbles) doit être prise à une température de 20 °C.

Pour calculer les courants de court-circuit minimaux, les conditions suivantes doivent être prises en compte.

- Le facteur de tension $c_{\min}$ pour le calcul des courants de court-circuit minimaux doit être appliqué conformément au Tableau 1.
- Choisir la configuration de réseau et l'alimentation minimale à partir des groupes de production et des réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur minimale de courant de court-circuit au point de court-circuit.
- Les facteurs de correction d'impédance sont égaux à 1.
- Les contributions des groupes de production éoliens doivent être négligées.
- Les contributions des groupes de production photovoltaïques doivent être négligées.
- Les contributions des moteurs doivent être négligées.
- Les résistances R_L de ligne (lignes aériennes et câbles, conducteurs de ligne et de neutre) doivent être prises à une température supérieure:

$$R_L = [1 + \alpha \cdot (\vartheta_e - 20\text{ °C})] \cdot R_{L20} \quad (32)$$

où

R_{L20} est la résistance à la température de 20 °C;

ϑ_e est la température du conducteur en degrés Celsius à la fin du court-circuit;

α est un facteur égal à 0,004/K, valable avec une précision suffisante dans la plupart des besoins pratiques pour le cuivre, l'aluminium et les alliages d'aluminium.

NOTE Pour ϑ_e , voir par exemple l'IEC 60865-1, l'IEC 60949 et l'IEC 60986.

7.1.3 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit

Les moteurs asynchrones doivent être pris en compte dans le calcul du courant de court-circuit maximal. Les moteurs à basse tension doivent être pris en compte dans les auxiliaires de groupes de production, ainsi que dans les installations industrielles et analogues, par exemple dans les réseaux des industries chimiques et sidérurgiques et dans les stations de pompage.

Ces moteurs à haute tension et à basse tension peuvent être négligés s'ils ne sont pas mis sous tension en même temps conformément au schéma de circuit (verrouillage) ou au processus (réversibilité).

Les moteurs basse tension sont généralement reliés au jeu de barres par des câbles de différentes longueurs et sections. Afin de simplifier les calculs, les groupes de moteurs, y compris leurs câbles de liaison, peuvent être combinés en un moteur équivalent unique.

Pour ces moteurs asynchrones équivalents, y compris leurs câbles de liaison, les éléments suivants peuvent être utilisés:

- Z_M est l'impédance conformément à la Formule (30);
- I_{rM} est la somme des courants assignés de tous les moteurs dans un groupe de moteurs (moteur équivalent);
- $I_{LR}/I_{rM} = 5$;
- $R_M/X_M = 0,42$, ce qui donne $\kappa_M = 1,3$;
- $P_{rM}/p = 0,05$ MW à défaut d'une valeur connue, p étant le nombre de paires de pôles.

Dans le cas d'un court-circuit sur le côté haute tension, le courant assigné du transformateur peut être utilisé pour le calcul de Z_M conformément à la Formule (30) à la place de la somme des courants assignés I_{rM} de tous les moteurs.

7.2 Courant de court-circuit initial triphasé

7.2.1 Généralités

En général, le courant de court-circuit symétrique initial I_k'' doit être calculé en utilisant la Formule (33) avec la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit et l'impédance de court-circuit $Z_k = |R_k + jX_k|$.

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad (33)$$

La source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ doit être introduite au point de court-circuit (voir Figure 4) avec le facteur c conformément au Tableau 1.

L'impédance de court-circuit peut se trouver par réduction du réseau ou à partir de l'élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau direct pour le nœud i , dans lequel se produit le court-circuit ($Z_k = Z_{ii}$). La matrice d'impédance nodale est l'inverse de la matrice d'admittance nodale, voir Annexe B.

Lorsque des groupes de production avec convertisseur grande capacité doivent être pris en compte, alors le courant de court-circuit initial maximal doit être calculé comme suit.

$$I_{kmax}'' = \frac{1}{Z_k} \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{1}{Z_k} \sum_{j=1}^n Z_{ij} \cdot I_{skPFj} = I_{kmaxPFO}'' + I_{kPF}'' \quad (34)$$

où

I_{skPFj} est la valeur efficace du courant de source maximal (du réseau direct) en cas de court-circuit triphasé du côté haute tension du transformateur de groupe, donné par le constructeur;

Z_{ii}, Z_{ij} sont les valeurs absolues des éléments de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit et j sont les nœuds auxquels sont connectés les groupes de production avec convertisseur grande capacité (voir Annexe B);

$I''_{k\max PFO}$ est le courant de court-circuit symétrique initial maximal sans influence des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculé selon la Formule (33) à l'aide de $c_{\max}$

I''_{kPF} est la somme des contributions des groupes de production avec convertisseur grande capacité au courant de court-circuit initial.

7.2.2 Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit partiels I''_{kG} et I''_{kT} avec un court-circuit en F1 à la Figure 11, dans le cas d'un groupe de production avec changeur de prise en charge, les courants de court-circuit symétriques initiaux partiels sont donnés par:

$$I''_{kG} = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot K_{G,S} \cdot Z_G} \quad (35)$$

avec

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (36)$$

$$I''_{kT} = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot \left| Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2} \right|} \quad (37)$$

où

Z_G est l'impédance subtransitoire de l'alternateur, voir 6.6.1;

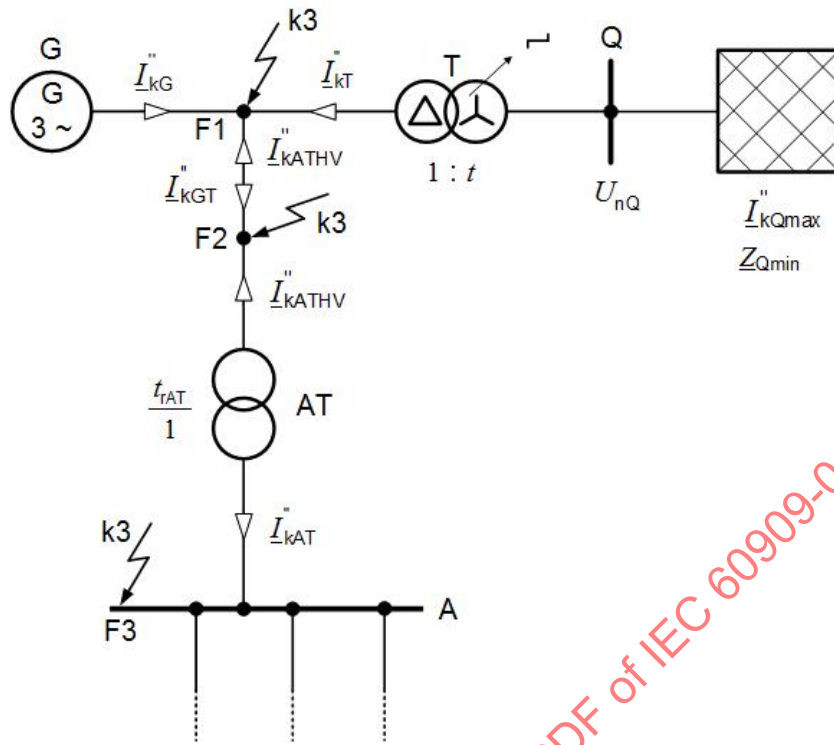
x_d'' est la réactance subtransitoire saturée rapportée à l'impédance assignée:
 $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ avec $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;

Z_{TLV} est l'impédance de court-circuit du transformateur rapportée au côté basse tension conformément à 6.3.1, Formules (7) à (9);

t_r est le rapport de transformation assigné;

Z_{Qmin} est la valeur minimale de l'impédance du réseau d'alimentation, correspondant à I''_{kQmax} .

Pour I''_{kQmax} , la valeur maximale possible pendant la durée de vie du groupe de production doit être introduite.



IEC

Figure 11 – Courants de court-circuit et courants de court-circuit partiels pour les courts-circuits triphasés entre alternateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge, ou au point de liaison vers le transformateur auxiliaire d'un groupe de production et au niveau du jeu de barres auxiliaire A

Pour le calcul du courant de court-circuit partiel I_{kGT}'' au point de court-circuit F2, par exemple à la liaison vers le côté haute tension du transformateur auxiliaire AT à la Figure 11, il est suffisant de prendre:

$$I_{kGT}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3}} \cdot \left[\frac{1}{K_{G,S} \cdot Z_G} + \frac{1}{K_{T,S} \cdot Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2}} \right] = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot Z_S} \quad (38)$$

avec

$$K_{T,S} = \frac{c_{\max}}{1 - x_T \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (39)$$

et $K_{G,S}$ conformément à la Formule (36).

Dans le cas où le transformateur de groupe est doté d'un changeur de prise en charge du côté haute tension, il est considéré que la tension de fonctionnement aux bornes de l'alternateur est égale à U_{rG} . Si même dans ce cas, la région de la tension de l'alternateur $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ est utilisée de manière permanente, prendre les Formules (40) à (41) au lieu de (35) à (36).

Le courant de court-circuit total en F1 ou F2 (Figure 11) est trouvé en ajoutant le courant de court-circuit I_{kATHV}'' , provoqué par les moteurs auxiliaires moyenne et basse tensions du groupe de production.

7.2.3 Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge

Dans le cas d'un groupe de production sans changeur de prise en charge du transformateur de groupe, les courants de court-circuit symétriques initiaux partiels de la Figure 11 sont donnés par:

$$I_{kG}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot K_{G,SO} \cdot Z_G} \quad (40)$$

avec

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (41)$$

$$I_{kT}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot \left| Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2} \right|} \quad (42)$$

Le courant de court-circuit partiel I_{kGT}'' de la Figure 11 peut être calculé par:

$$I_{kGT}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3}} \cdot \left[\frac{1}{K_{G,SO} \cdot Z_G} + \frac{1}{K_{T,SO} \cdot Z_{TLV} + \frac{Z_{Qmin}}{t_r^2}} \right] = \frac{c_{\max} \cdot U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot Z_{SO}} \quad (43)$$

avec

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 - x_T \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (44)$$

et $K_{G,SO}$ conformément à la Formule (41).

Pour Z_G , x_d'' , Z_{TLV} , t_r et Z_{Qmin} , voir 7.2.2.

La Formule (38) ou (43) et l'impédance Z_S resp. Z_{SO} sont utilisées pour déterminer le courant de court-circuit partiel I_{kAT}'' de la Figure 11 pour le court-circuit en F3. L'impédance du transformateur auxiliaire AT de la Figure 11 doit être corrigée avec K_T de 6.3.3.

Le courant de court-circuit total en F1 ou F2 (Figure 11) est trouvé en ajoutant le courant de court-circuit I_{kATHV}'' , provoqué par les moteurs auxiliaires haute et basse tensions du groupe de production.