

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

TR 60909-1

Deuxième édition
Second edition
2002-07

**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**

**Short-circuit currents in three-phase
a.c. systems –**

**Part 1:
Factors for the calculation of short-circuit
currents according to IEC 60909-0**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC/TR 60909-1:2002

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- **Site web de la CEI** (www.iec.ch)
- **Catalogue des publications de la CEI**

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/catlg-f.htm) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- **IEC Just Published**

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/JP.htm) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- **Service clients**

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- **IEC Web Site** (www.iec.ch)
- **Catalogue of IEC publications**

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/catlg-e.htm) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- **IEC Just Published**

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/JP.htm) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- **Customer Service Centre**

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

TR 60909-1

Deuxième édition
Second edition
2002-07

**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**

**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 2002 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembé, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

XC

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

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	10
1 Généralités	14
1.1 Domaine d'application et objet	14
1.2 Documents de référence	14
1.3 Application des facteurs	14
1.3.1 Facteur c	14
1.3.2 Facteurs K_G et K_S ou K_{SO}	14
1.3.3 Facteurs $K_{G,S}$, $K_{T,S}$ ou $K_{G,SO}$, $K_{T,SO}$	14
1.3.4 Facteur K_T	14
1.3.5 Facteur κ	16
1.3.6 Facteurs μ , λ et q	16
1.3.7 Facteurs m et n	16
1.3.8 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit symétrique initial	16
1.4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs	16
1.4.1 Symboles	16
1.4.2 Indices inférieurs	18
1.4.3 Indices supérieurs	18
2 Facteurs utilisés dans la CEI 60909-0	18
2.1 Facteur de tension c relatif à la source de tension équivalente au point de court-circuit	18
2.1.1 Généralités	18
2.1.2 Méthodes de calcul	20
2.1.3 Source de tension équivalente au point de court-circuit et facteur de tension c	20
2.1.4 Exemple simple illustrant l'importance du facteur c	22
2.2 Facteurs de correction d'impédance pour le calcul des impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production	30
2.2.1 Généralités	30
2.2.2 Facteur de correction K_G	32
2.2.3 Facteurs de correction pour les groupes de production avec changeur de prise en charge	36
2.2.4 Facteurs de correction des groupes de production sans changeur de prise en charge	58
2.2.5 Influence du facteur de correction d'impédance pour les groupes de production lors du calcul des courants de court-circuit dans les réseaux maillés et des courants maximaux dans les plus mauvaises conditions de charge	66
2.3 Facteur de correction d'impédance K_T sur le calcul des impédances de court-circuit des transformateurs de réseau	72
2.3.1 Généralités	72
2.3.2 Exemple pour un transformateur de réseau $S_{rT} = 300$ MVA	74
2.3.3 Examen statistique des 150 transformateurs de réseau	82
2.3.4 Facteurs de correction d'impédance pour les transformateurs de réseau dans les réseaux maillés	84

CONTENTS

FOREWORD	11
1 General	15
1.1 Scope and object.....	15
1.2 Reference documents.....	15
1.3 Application of the factors	15
1.3.1 Factor c	15
1.3.2 Factors K_G and K_S or K_{SO}	15
1.3.3 Factors $K_{G,S}$, $K_{T,S}$ or $K_{G,SO}$, $K_{T,SO}$	15
1.3.4 Factor K_T	15
1.3.5 Factor κ	17
1.3.6 Factors μ , λ and q	17
1.3.7 Factors m and n	17
1.3.8 Contribution of asynchronous motors to the initial symmetrical short-circuit current.....	17
1.4 Symbols, subscripts and superscripts	17
1.4.1 Symbols.....	17
1.4.2 Subscripts.....	19
1.4.3 Superscripts.....	19
2 Factors used in IEC 60909-0	19
2.1 Voltage factor c for the equivalent voltage source at the short-circuit location	19
2.1.1 General.....	19
2.1.2 Calculation methods.....	21
2.1.3 Equivalent voltage source at the short-circuit location and voltage factor c	21
2.1.4 A simple model illustrating the meaning of the voltage factor c	23
2.2 Impedance-correction factors when calculating the short-circuit impedances of generators, unit transformers and power-station units.....	31
2.2.1 General.....	31
2.2.2 Correction factor K_G	33
2.2.3 Correction factors for power station units with on-load tap changer	37
2.2.4 Correction factors for power station units without on-load tap-changer	59
2.2.5 Influence of the impedance correction factor for power-station units when calculating short-circuit currents in meshed networks and maximum short-circuit currents at worst-case load flow	67
2.3 Impedance correction factor K_T when calculating the short-circuit impedances of network transformers	73
2.3.1 General.....	73
2.3.2 Example for a network transformer $S_{rT} = 300$ MVA	75
2.3.3 Statistical examination of 150 network transformers.....	83
2.3.4 Impedance correction factors for network transformers in meshed networks	85

2.4	Facteur κ pour le calcul du courant de court-circuit crête	88
2.4.1	Généralités	88
2.4.2	Facteur κ pour les circuits série R-L.....	88
2.4.3	Facteur κ des branches en parallèle R-L-Z	94
2.4.4	Calcul de la valeur de crête i_p du courant de court-circuit dans les réseaux maillés	100
2.4.5	Exemple de calcul de κ et de i_p dans des réseaux maillés.....	104
2.5	Facteur μ utilisé pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé	106
2.5.1	Généralités	106
2.5.2	Principe de base	108
2.5.3	Calcul du courant de court-circuit symétrique coupé I_b à l'aide du facteur μ	112
2.6	Facteur λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) utilisé pour le calcul du courant de court-circuit permanent..	118
2.6.1	Généralités	118
2.6.2	Influence de la saturation du fer	120
2.7	Facteur q utilisé pour le calcul du courant de court-circuit coupé des moteurs asynchrones	126
2.7.1	Généralités	126
2.7.2	Calcul du facteur q	128
2.7.3	Courants de court-circuit dans le cas de courts-circuits dissymétriques.....	134
2.8	Facteurs m et n utilisés pour le calcul de l'intégrale de Joule ou du courant de court-circuit thermique équivalent	136
2.8.1	Généralités	136
2.8.2	Courant de court-circuit triphasé en fonction du temps	138
2.8.3	Facteur m	138
2.8.4	Facteur n	140
2.8.5	Facteur n dans la CEI 60909-0, figure 22	142
2.9	Evaluation de la contribution des moteurs ou des groupes de moteurs asynchrones (moteurs équivalents) au courant de court-circuit symétrique initial	146
2.9.1	Généralités	146
2.9.2	Court-circuit aux bornes des moteurs asynchrones	146
2.9.3	Courants de court-circuit partiel des moteurs asynchrones alimentés par l'intermédiaire de transformateurs	148
2.9.4	Somme des courants de court-circuit partiels de plusieurs groupes de moteurs asynchrones alimentés par l'intermédiaire de plusieurs transformateurs	152
	Bibliographie	158
	Figure 1 – Modèle pour établir la relation entre les chutes de tension Δu et l'écart du courant de court-circuit $\Delta i_k''$	22
	Figure 2 – Calcul de $\Delta i_k''$ selon l'équation (8) pour différents paramètres	28
	Figure 3 – Courant de court-circuit partiel $I_{kG(S)}''$ d'un alternateur raccordé directement à un réseau.....	32
	Figure 4 – Calcul de $I_{kG(S)}''$ par la méthode de superposition	34
	Figure 5 – Courant de court-circuit symétrique partiel I_{ks}'' d'un groupe de production S, côté haute tension d'un transformateur avec changeur de prise en charge.....	38
	Figure 6 – Simulation d'un groupe de production avec changeur de prise en charge	40
	Figure 7 – Courant de court-circuit partiel d'un groupe de production trouvé par la méthode de superposition	44
	Figure 8 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (33) [22] et [23]	46

2.4	Factor κ for the calculation of the peak short-circuit current	89
2.4.1	General.....	89
2.4.2	Factor κ in series R-L-circuits	89
2.4.3	Factor κ of parallel R-L-Z branches.....	95
2.4.4	Calculation of the peak short-circuit current i_p in meshed networks.....	101
2.4.5	Example for the calculation of κ and i_p in meshed networks.....	105
2.5	Factor μ for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current	107
2.5.1	General.....	107
2.5.2	Basic concept.....	109
2.5.3	Calculation of the symmetrical short-circuit breaking current I_b with the factor μ	113
2.6	Factor λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) for the calculation of the steady-state short-circuit current.....	119
2.6.1	General.....	119
2.6.2	Influence of iron saturation.....	121
2.7	Factor q for the calculation of the short-circuit breaking current of asynchronous motors	127
2.7.1	General.....	127
2.7.2	Derivation of factor q	129
2.7.3	Short-circuit breaking currents in the case of unbalanced short circuits	135
2.8	Factors m and n for the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current	137
2.8.1	General.....	137
2.8.2	Time-dependent three-phase short-circuit current	139
2.8.3	Factor m	139
2.8.4	Factor n	141
2.8.5	Factor n in IEC 60909-0, figure 22.....	143
2.9	Statement of the contribution of asynchronous motors or groups of asynchronous motors (equivalent motors) to the initial symmetrical short-circuit current	147
2.9.1	General.....	147
2.9.2	Short circuit at the terminals of asynchronous motors.....	147
2.9.3	Partial short-circuit currents of asynchronous motors fed through transformers	149
2.9.4	Sum of partial short-circuit currents of several groups of asynchronous motors fed through several transformers	153
	Bibliography.....	159
	Figure 1 – Model for the calculation of the coherence between the voltage deviation Δu and the short-circuit current deviation $\Delta i_k''$	23
	Figure 2 – Calculation of $\Delta i_k''$ according to equation (8) for different parameters.....	29
	Figure 3 – Partial short-circuit current $I_{kG(S)}''$ of a generator directly connected to a network	33
	Figure 4 – Calculation of $I_{kG(S)}''$ with the superposition method.....	35
	Figure 5 – Partial symmetrical short-circuit current I_{kS}'' of a power station unit S, at the high-voltage side of a unit transformer with on-load tap-changer	39
	Figure 6 – Simulation of a power station unit with on-load tap-changer	41
	Figure 7 – Partial short-circuit current of a power station unit found with the superposition method.....	45
	Figure 8 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (33) [22] and [23].....	47

Figure 9 – Groupe de production avec chargeur de prise en charge et transformateur auxiliaire F1, F2, F3: emplacements de courts-circuits ($I''_{kMF1} = I''_{kMF2}$)	48
Figure 10 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{G(v)}$ selon l'équation (39) pour les courants de court-circuit partiels des alternateurs dans les 47 groupes de production avec chargeur de prise en charge [23]. Emplacement du court-circuit F1 à la figure 9	52
Figure 11 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{T(v)}$ conformément à l'équation (42) pour les courants de court-circuit partiel des transformateurs dans les 47 groupes de production avec chargeur de prise en charge [23]. Emplacement du court-circuit F1 à la figure 9.	54
Figure 12 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{T(v)}$ selon l'équation (42), voir la figure 11, si seulement le fonctionnement dans la zone de surexcitation est autorisé pour le calcul de $I''_{kT(S)}$ [23]	56
Figure 13 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{F2(v)}$ conformément à l'équation (46) pour le courant de court-circuit partiel I''_{kF2} (figure 9) en cas de fonctionnement en surexcitation ou en sous-excitation avant le court-circuit.....	58
Figure 14 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (50), [22] et [23].....	60
Figure 15 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (39) pour 27 alternateurs de groupes de production sans changeur de prise en charge.....	62
Figure 16 – Fréquence cumulée H des écarts calculés de l'équation (42) pour 27 transformateurs de groupe de production sans changeur de prise en charge	64
Figure 17 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (46) pour le courant de court-circuit partiel I''_{kF2} (figure 9) dans le cas de groupes de production sans changeur de prise en charge	66
Figure 18 – Fréquence cumulée H des écarts Δ [13]	70
Figure 19 – Calcul de $I''_{kT(S)} = I''^b + I''_{kTU}^b$ avec la méthode de superposition [19] et [25]	74
Figure 20 – Courants de court-circuit $I''_{kT(S)}$ dépendant de t , U^b et de S''_{kQ} pour le transformateur de réseau $S_{rT} = 300$ MVA (données voir texte)	76
Figure 21 – Ecart Δ_{NT} calculés avec l'équation (64) pour le transformateur $S_{rT} = 300$ MVA	80
Figure 22 – Fréquence cumulée H des écarts Δ_{NT} calculée avec l'équation (64) 1: $K_T = 1,0$; 2: K_T selon l'équation (63) avec $I_T^b / I_{rT} = 1$	84
Figure 23 – Calcul du facteur κ dans le cas d'un court-circuit triphasé à simple alimentation (circuit série R-L).....	90
Figure 24 – Facteur κ et i_p ($f = 50$ Hz) en fonction de R/X ou de X/R	94
Figure 25 – Schéma du circuit équivalent utilisé pour le calcul de κ dans le cas de deux branches en parallèle (système direct).....	96
Figure 26 – Facteur κ pour le calcul de $i_p = \kappa \sqrt{2} I''_k$ dans le cas de deux branches en parallèle, comme indiqué sur la figure 25, avec $Z_I = Z_{II}$, $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ et $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$	98
Figure 27 – Ecart $\Delta \kappa_a$, $\Delta (1,15 \kappa_b)$ et $\Delta \kappa_c$ par rapport à la valeur exacte κ comprise dans la plage $0,005 \leq Z_I/Z_{II} \leq 1,0$ pour la configuration de la figure 25	100
Figure 28 – Exemple de calcul de κ et de i_p par les méthodes a), b) et c) (CEI 60909-0, 4.3.1.2).....	104
Figure 29 – Configuration et caractéristiques du réseau (court-circuit à alimentation unique) et données permettant de montrer la décroissance de la composante alternative symétrique d'un court-circuit proche d'un alternateur	110

Figure 9 – Power station unit with on-load tap changer and auxiliary transformer F1, F2, F3: short-circuit locations ($I''_{kMF1} = I''_{kMF2}$).....	49
Figure 10 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{G(v)}$ according to equation (39) for partial short-circuit currents of generators in 47 power station units with on-load tap changer [23]. Short circuit location F1 in figure 9.....	53
Figure 11 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{T(v)}$ according to equation (42) for the partial short-circuit currents of unit transformers in 47 power station units with on-load tap-changer [23]. Short-circuit location F1 in figure 9.	55
Figure 12 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{T(v)}$ according to equation (42), see figure 11, for the calculation of $I''_{kT(S)}$ if only overexcited operation is anticipated [23]	57
Figure 13 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{F2(v)}$ according to equation (46) for the partial short-circuit current I''_{kF2} (figure 9) in the case of over- or under-excited operation before the short circuit.....	59
Figure 14 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (50) [22] and [23]	61
Figure 15 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (39) for 27 generators of power station units without on-load tap changer	63
Figure 16 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (42) for 27 unit transformers of power station units without on-load tap changer.....	65
Figure 17 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (46) for the partial short-circuit current I''_{kF2} (figure 9) of power station units without on-load tap changer.....	67
Figure 18 – Cumulative frequency H of the deviations Δ [13].....	71
Figure 19 – Calculation of $I''_{kT(S)} = I''^b + I''_{kTU}^b$ with the superposition method [19] and [25] ...	75
Figure 20 – Short-circuit currents $I''_{kT(S)}$ depending on t , U^b and S''_{kQ} for the network transformer $S_{rT} = 300$ MVA (data see text).....	77
Figure 21 – Deviations Δ_{NT} calculated with equation (64) for the transformer $S_{rT} = 300$ MVA.....	81
Figure 22 – Cumulative frequency H of the deviations Δ_{NT} calculated with equation (64) 1: $K_T = 1,0$; 2: K_T according to equation (63) with $I_T^b / I_{rT} = 1$	85
Figure 23 – Calculation of the factor κ in the case of a single-fed three-phase short circuit (series R-L-circuit).....	91
Figure 24 – Factor κ and t_p ($f = 50$ Hz) as a function of R/X or X/R	95
Figure 25 – Equivalent circuit diagram for the calculation of κ in case of two parallel branches (positive-sequence system).....	97
Figure 26 – Factor κ for the calculation of $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ for the case of two parallel branches as shown in figure 25, with $Z_I = Z_{II}$, $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ and $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$	99
Figure 27 – Deviations $\Delta\kappa_a, \Delta(1,15 \kappa_b)$ and $\Delta\kappa_c$ from the exact value κ with $0,005 \leq Z_I/Z_{II} \leq 1,0$ for the configuration of figure 25.....	101
Figure 28 – Example for the calculation of κ and i_p with the methods a), b) and c) (IEC 60909-0, 4.3.1.2).....	105
Figure 29 – Network configuration (single fed short circuit) and relevant data to demonstrate the decay of the symmetrical a.c. component of a near-to-generator short circuit.....	111

Figure 30 – Décroissance du courant de court-circuit symétrique (facteur μ) déterminé à partir de mesures effectuées dans des stations d'essai et à partir de calculs [5]	116
Figure 31 – Méthode de la courbe de saturation permettant de calculer la réactance de Potier X_p conformément à [4].....	122
Figure 32 – Circuit équivalent avec la tension de source $E_0(I_f)$ et la réactance de Potier X_p	122
Figure 33 – Valeurs du facteur q obtenues à partir des valeurs mesurées et calculées de $I_{bM} = \mu q I_{kM}''$, équation (91), pour différents valeurs de t_{min} comparées à $q = q_{IEC}$ (CEI 60909-0, figure 17).....	128
Figure 34 – Valeurs de μ , q , μq et $e^{-t/T_{AC}}$ en fonction du temps utilisées dans le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé $I_{bM} = \mu q I_{kM}''$ dans le cas d'un court-circuit aux bornes d'un moteur synchrone	130
Figure 35 – Constantes de temps réelles T_{AC} pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé I_{bM} et, en comparaison $T_{\mu q} = -t_{min}/\ln(\mu q)_{IEC}$	134
Figure 36 – Valeur de I_{bM} / I_{kM}'' en fonction du temps dans le cas d'un court-circuit symétrique (I_{b3M} / I_{kM}'') et d'un courant de court-circuit entre deux phases (I_{b2M} / I_{kM}'') aux bornes d'un moteur asynchrone.....	136
Figure 37 – Contribution d'un moteur asynchrone ou d'un groupe de moteurs asynchrones au courant de court-circuit symétrique initial $I_{-k}'' = I_{-kQ}'' + I_{-kM}''$	146
Figure 38 – Exemple illustrant l'estimation du courant de court-circuit partiel I_{kM}'' fourni par un seul moteur asynchrone ou un moteur équivalent.....	148
Figure 39 – Courants de court-circuit partiels provenant de plusieurs groupes de moteurs asynchrones alimentés par l'intermédiaire de plusieurs transformateurs (voir les conditions restrictives dans le texte)	152
Figure 40 – Etude de la partie gauche et de la partie droite de l'équation (118) permettant de calculer l'écart Δ selon l'équation (120): $u_{kr} = 0,06 \Rightarrow 6\%$, $I_{LR} / I_{TM} = 5$ pour les transformateurs et les groupes de moteurs	156
Tableau 1 – Tensions et courants avant le court-circuit côté basse tension des transformateurs de réseau	82
Tableau 2 – Résultats des calculs dans les réseaux haute tension maillés avec facteurs de correction d'impédance pour les groupes de production et avec K_T conforme à l'équation (65) pour les écarts Δ par rapport à l'équation (66) [19].....	86
Tableau 3 – Valeurs de κ pour l'exemple de la figure 28	106
Tableau 4 – Caractéristiques des moteurs asynchrones basse et moyenne tensions (50 Hz) et valeurs calculées	132
Tableau 5 – Résultats pour l'alternateur modèle [15].....	142

Figure 30 – Decay of the symmetrical short-circuit current (factor μ) based on test measurements and calculations [5]	117
Figure 31 – Characteristic saturation curve method to find the Potier reactance X_p in accordance with [4]	123
Figure 32 – Equivalent circuit with the source voltage $E_0(I_f)$ and the Potier reactance X_p	123
Figure 33 – Factor q from measured and calculated values of $I_{bM} = \mu q I_{kM}''$, equation (91), at different values t_{min} in comparison to $q = q_{IEC}$ (IEC 60909-0, figure 17)	129
Figure 34 – Time functions μ , q , μq and $e^{-t/T_{AC}}$ for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current $I_{bM} = \mu q I_{kM}''$ in the case of a short circuit at the terminals of an asynchronous motor	131
Figure 35 – Effective time constants T_{AC} for the determination of the symmetrical short-circuit breaking current I_{bM} and in comparison $T_{\mu q} = -t_{min}/\ln(\mu q)_{IEC}$	135
Figure 36 – Time function I_{bM} / I_{kM}'' in the case of a balanced short circuit (I_{b3M} / I_{kM}'') and a line-to-line short circuit (I_{b2M} / I_{kM}'') at the terminals of an asynchronous motor	137
Figure 37 – Contribution of one asynchronous motor or a group of asynchronous motors to the initial symmetrical short-circuit current $I_k'' = I_{kQ}'' + I_{kM}''$	147
Figure 38 – Example for the estimation of the partial short-circuit current I_{kM}'' supplied by a single asynchronous motor or an equivalent motor	149
Figure 39 – Partial short-circuit currents from several groups of asynchronous motors fed through several transformers (see text for restrictive conditions)	153
Figure 40 – Investigation of the left and right side of equation (118) to determine the deviation Δ according to equation (120): $u_{kr} = 0,06 \Rightarrow 6\%$, $I_{LR} / I_{rM} = 5$ for both the transformers and motor groups	157
Table 1 – Voltages and currents before the short circuit at the low-voltage side of the network transformers	83
Table 2 – Results of calculations in meshed high-voltage networks with impedance correction factors for power station units and with K_T according to equation (65) for the deviations Δ from equation (66) [19]	87
Table 3 – Values of κ for the example in figure 28	107
Table 4 – Data of low-voltage and medium-voltage asynchronous motors (50 Hz) and calculated values	133
Table 5 – Data for the model generator [15]	143

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, spécifications techniques, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments du présent rapport technique peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

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

Un rapport technique ne doit pas nécessairement être révisé avant que les données qu'il contient ne soient plus jugées valables ou utiles par le groupe de maintenance.

La CEI 60909-1, qui est un rapport technique, a été établie par le comité d'études 73 de la CEI: Courants de court-circuit.

Le présent rapport technique doit être lu conjointement avec la CEI 60909-0.

Le texte de ce rapport technique est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
73/120/DTR	73/125/RVC

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 3.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –**Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents
according to IEC 60909-0**

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the 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, the IEC publishes International Standards. 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. The 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 the 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 National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this technical report may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

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

Technical reports do not necessarily have to be reviewed until the data they provide are considered to be no longer valid or useful by the maintenance team.

IEC 60909-1, which is a technical report, has been prepared by IEC technical committee 73: Short-circuit currents.

This technical report shall be read in conjunction with IEC 60909-0.

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

Enquiry draft	Report on voting
73/120/DTR	73/125/RVC

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

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 3.

Ce document, purement informatif, ne doit pas être considéré comme une Norme internationale.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant 2010. A cette date, la publication sera

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60909-1:2002

This document, which is purely informative, is not to be regarded as an International Standard.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2010. At this date, the publication will be

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 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

1 Généralités

1.1 Domaine d'application et objet

La présente partie de la CEI 60909 est un rapport technique applicable aux courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif. Ce rapport technique vise à indiquer l'origine et l'application, dans les limites nécessaires, des facteurs utilisés pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité lors du calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909-0.

Ce rapport technique constitue donc un complément à la CEI 60909-0. Il ne modifie cependant pas les bases de la procédure de calcul normalisée définie dans la CEI 60909-0.

NOTE Dans certains cas, des références sont données à titre d'indications complémentaires, celles-ci ne modifient en rien la procédure définie dans la norme.

1.2 Documents de référence

CEI 60038:1983, *Tensions normales de la CEI*

CEI 60909-0:2001, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 0: Calculs des courants*

CEI/TR 60909-2:1992, *Matériel électrique – Données pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909 (1988)*

CEI/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*

1.3 Application des facteurs

1.3.1 Facteur c

Les facteurs de tension $c_{\max}$ et $c_{\min}$ sont utilisés avec la source de tension équivalente au point de court-circuit pour calculer les courants de court-circuit initiaux, maximal et minimal (voir 2.1).

1.3.2 Facteurs K_G et K_S ou K_{SO}

Les facteurs de correction d'impédance K_G et K_S ou K_{SO} sont introduits quand on calcule les impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production (avec ou sans changeur de prise de charge) (voir 2.2).

1.3.3 Facteurs $K_{G,S}$, $K_{T,S}$ ou $K_{G,SO}$, $K_{T,SO}$

Les facteurs de correction d'impédance $K_{G,S}$, $K_{T,S}$ ou $K_{G,SO}$, $K_{T,SO}$ sont introduits quand on calcule les courants de court-circuit partiels en cas de court-circuit entre l'alternateur et le transformateur (avec ou sans changeur de prise en charge) d'un groupe de production (voir 2.2.3.2 ou 2.2.4.2).

1.3.4 Facteur K_T

Le facteur de correction d'impédance K_T est utilisé quand on calcule les impédances de court-circuit des transformateurs de réseau (voir 2.3).

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –

Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0

1 General

1.1 Scope and object

This part of IEC 60909 is a technical report applicable to short-circuit currents in three-phase a.c. systems. This technical report aims at showing the origin and the application, as far as necessary, of the factors used to meet the demands of technical precision and simplicity when calculating short-circuit currents according to IEC 60909-0.

Thus this technical report is an addition to IEC 60909-0. It does not, however, change the basis for the standardized calculation procedure given in IEC 60909-0.

NOTE References are given in some cases to offer additional help, not to change the procedure laid down in the standard.

1.2 Reference documents

IEC 60038:1983, *IEC standard voltages*

IEC 60909-0:2001, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*

IEC/TR 60909-2:1992, *Electrical equipment – Data for short-circuit current calculations in accordance to IEC 60909 (1988)*

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

1.3 Application of the factors

1.3.1 Factor c

The voltage factors $c_{\max}$ and $c_{\min}$ are used together with the equivalent voltage source at the short-circuit location in order to calculate maximum and minimum initial short-circuit currents (see 2.1).

1.3.2 Factors K_G and K_S or K_{SO}

The impedance correction factors K_G and K_S or K_{SO} are introduced when calculating the short-circuit impedances of generators and power station units (with or without on-load tap changer) (see 2.2).

1.3.3 Factors $K_{G,S}$, $K_{T,S}$ or $K_{G,SO}$, $K_{T,SO}$

The impedance correction factors $K_{G,S}$, $K_{T,S}$ or $K_{G,SO}$, $K_{T,SO}$ are introduced when calculating the partial short-circuit currents in case of a short circuit between generator and unit transformer (with or without on-load tap changer) of a power station unit (see 2.2.3.2 or 2.2.4.2).

1.3.4 Factor K_T

The impedance correction factor K_T is used when calculating the short-circuit impedances of network transformers (see 2.3).

1.3.5 Facteur κ

Ce facteur permet de calculer la valeur de crête du courant de court-circuit (voir 2.4).

1.3.6 Facteurs μ , λ et q

Ces facteurs sont utilisés pour calculer la décroissance des composantes alternatives du courant de court-circuit à proximité d'un alternateur ou d'un court-circuit de moteur asynchrone (voir 2.5, 2.6 et 2.7).

1.3.7 Facteurs m et n

Les facteurs m et n sont utilisés pour le calcul de l'intégrale de Joule ou du courant de court-circuit thermique équivalent (voir 2.8).

1.3.8 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit symétrique initial

Calcul et utilisation de l'équation appropriée pour vérifier la contribution des moteurs asynchrones ou des groupes de moteurs asynchrones au courant de court-circuit initial symétrique (voir 2.9).

1.4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs

Les symboles et indices suivants sont utilisés en plus de ceux déjà définis dans la CEI 60909-0.

1.4.1 Symboles

E	Tension derrière la réactance synchrone longitudinale X_d d'une machine synchrone
E'	Tension derrière la réactance transitoire longitudinale X_d' d'une machine synchrone
E''	Tension derrière la réactance subtransitoire longitudinale X_d'' d'une machine synchrone
E_Q	Tension subtransitoire derrière l'impédance d'une branche de réseau connectée en Q
$E_0(I_f)$	Tension aux bornes d'une machine synchrone saturée à vide ($I_G = 0$)
I^b	Courant de branche (courant de charge) avant le court-circuit
I_f	Courant de champ d'une machine synchrone
$i_k(t)$	courant de court-circuit fonction du temps
I_{kUb}''	Courant de court-circuit symétrique initial dû à la tension $-U^b$, pris en compte dans le calcul des courants de court-circuit par la méthode de superposition
p_G ou p_T	Valeurs relatives utilisées pour définir la zone de variation des tensions aux bornes, telles que par exemple $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ ou $U_{THV} = U_{rTHV} (1 \pm p_T)$
T_{AC}	Constante de temps alternative d'un moteur asynchrone
T_N''	Valeur moyenne des constantes de temps T_{dN}'' et T_{qN}''
$T_{\mu q}$	Constante de temps calculée à l'aide du produit μq (voir 2.7.2)
t_p	Temps écoulé entre l'apparition d'un court-circuit et la crête du courant de court-circuit
U^b	Tension au point de court-circuit avant l'apparition du court-circuit
X_p	Réactance de Potier
Y	Admittance
γ	Angle d'impédance
Δ	Ecart
φ_U	Angle de tension

1.3.5 Factor κ

The peak short-circuit current is calculated by using this factor (see 2.4).

1.3.6 Factors μ , λ and q

Factors used when calculating the decay of the a.c. component of the short-circuit current of a near-to-generator or a near-to-asynchronous-motor short circuit (see 2.5, 2.6 and 2.7).

1.3.7 Factors m and n

The factors m and n are used for the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current (see 2.8).

1.3.8 Contribution of asynchronous motors to the initial symmetrical short-circuit current

Derivation and validity of relevant equations for checking the contribution of asynchronous motors or groups of asynchronous motors to the initial symmetrical short-circuit current (see 2.9).

1.4 Symbols, subscripts and superscripts

The following symbols, subscripts and superscripts are used in addition to those already defined in IEC 60909-0.

1.4.1 Symbols

E	Voltage behind the synchronous direct axis reactance X_d of a synchronous machine
E'	Voltage behind the transient direct axis reactance X_d' of a synchronous machine
E''	Voltage behind the subtransient direct axis reactance X_d'' of a synchronous machine
E_Q''	Subtransient voltage behind the impedance of a network feeder connected at Q
$E_0(I_f)$	Terminal voltage of a saturated synchronous machine at no-load ($I_G = 0$)
I^b	Branch current (load current) before the short circuit
I_f	Field current of a synchronous machine
$i_k(t)$	Time-dependent short-circuit current
I_{kUb}''	Initial symmetrical short-circuit current caused by the voltage $-U^b$, when calculating short-circuit currents using the superposition method
p_G or p_T	Relative values to define the region for the variation of terminal voltages, for instance $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ or $U_{THV} = U_{rTHV} (1 \pm p_T)$
T_{AC}	AC time constant of an asynchronous motor
T_N''	Mean value of the time constants T_{dN}'' and T_{qN}''
$T_{\mu q}$	Time constant calculated with the product μq (see 2.7.2)
t_p	Time duration from the beginning of a short circuit until the peak short-circuit current
U^b	Voltage at the short-circuit location before the short circuit
X_p	Potier reactance
Y	Admittance
γ	Impedance angle
Δ	Deviation
φ_U	Voltage angle

1.4.2 Indices inférieurs

0	A vide (T_{d0}'')
a	Approximation
ad	Admissible
d	Longitudinal
e	Exact
f	Champ d'une machine synchrone
IEC	Conformément à la CEI 60909-0, par exemple $K_{S(IEC)}$
i	Interne
L	Charge
MAX	Maximum (courant de court-circuit dans le pire des flots de charge)
N	Réseau
q	Transversal
S	Méthode de superposition
*	Par quantité unitaire

1.4.3 Indices supérieurs

b	Avant
'	Transitoire
"	Subtransitoire

2 Facteurs utilisés dans la CEI 60909-0

2.1 Facteur de tension c relatif à la source de tension équivalente au point de court-circuit

2.1.1 Généralités

L'amplitude d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé à courant alternatif (valeurs maximale et minimale) en n'importe quel point dépend en premier lieu de la configuration du réseau, des alternateurs ou des groupes de production et des moteurs en activité et, en second lieu, du fonctionnement du réseau avant l'apparition du court-circuit.

Les variations en cours de fonctionnement au sein d'un réseau triphasé à courant alternatif sont très importantes. C'est pourquoi il est difficile de connaître la condition de charge précise qui entraîne un courant de court-circuit maximal ou un courant de court-circuit minimal aux différents points du réseau. Dans un réseau donné, il y aura autant d'amplitudes de courant de court-circuit différentes que de conditions de charge possibles pour chaque point. En temps normal, on ne connaît pas de façon empirique les cas de charge extrêmes.

C'est pourquoi la CEI 60909-0 préconise une méthode de calcul utilisant une source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$ au point de court-circuit. Cette méthode, décrite en détail dans la CEI 60909-0, est une méthode d'approximation qui ne nécessite pas de conditions de fonctionnement particulières. Cette méthode a pour objet de permettre de calculer les courants de court-circuit maximaux avec une précision suffisante, en tenant compte essentiellement des conditions de sécurité et dans la mesure du possible des aspects économiques.

Lors de la phase d'étude d'un réseau, on ne sait pas quelles seront les différentes conditions de charge possibles. C'est pourquoi, dans le calcul des courants de court-circuit maximal ou minimal, la valeur de la source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$ est basée sur la tension nominale du réseau U_n et sur le facteur de tension $c = c_{\max}$ ou $c = c_{\min}$. Ces facteurs c sont donnés dans le tableau 1 de la CEI 60909-0. Il est nécessaire d'introduire le facteur de tension c pour diverses raisons (CEI 60909-0, 1.3.15). Celles-ci sont les suivantes:

- variations de la tension dans l'espace et dans le temps;
- changements de prises des transformateurs;

1.4.2 Subscripts

0	No load (T_{d0}'')
a	Approximation
ad	Admissible
d	Direct axis
e	Exact
f	Field of the synchronous machine
IEC	according to IEC 60909-0, for example $K_{S(IEC)}$
i	Internal
L	Load
MAX	Maximum (short-circuit current at worst-case load flow)
N	Network
q	Quadrature axis
S	Superposition method
*	Per unit quantity

1.4.3 Superscripts

b	Before
'	Transient
"	Subtransient

2 Factors used in IEC 60909-0

2.1 Voltage factor c for the equivalent voltage source at the short-circuit location

2.1.1 General

The magnitude of a short-circuit current in a three-phase a.c. system (maximum or minimum short-circuit current) at any location depends primarily on the network configuration, the generators or power-station units and the motors in operation and secondarily on the operational stage of the network before the short circuit.

The variations during operation in a three-phase a.c. system are very large. Therefore, it is difficult to find the special load flow that leads either to a maximum or to a minimum short-circuit current at the different locations of the network. In a given system, there are as many different short-circuit current magnitudes as there are possible different load-flow conditions for every location. Normally, extreme load-flow cases are not empirically known.

IEC 60909-0 therefore recommends a calculation method with the equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$ at the short-circuit location. This method, described in IEC 60909-0, is an approximation method without special conditions of operation. The aim of this standard is to find the maximum short-circuit currents with sufficient accuracy, mainly taking into account safety aspects and as far as possible economical aspects.

During the planning stage of a network, the different future load-flow conditions are unknown. Therefore, the equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$ is based on the nominal system voltage U_n and the voltage factor $c = c_{\max}$ or $c = c_{\min}$ for the calculation of the maximum or the minimum short-circuit currents. These factors c are given in table 1 of IEC 60909-0. The introduction of a voltage factor c is necessary for various reasons (IEC 60909-0, 1.3.15). These are:

- voltage variation depending on time and place;
- changing of transformer taps;

- non-prise en compte des charges et des capacités dans les calculs selon la CEI 60909-0, (voir 2.3.1);
- comportement subtransitoire des alternateurs, des groupes de production et des moteurs.

L'importance du facteur de tension c est illustrée en 2.1.4, pour un modèle de réseau radial simple. De plus, les résultats de calculs approfondis donnés en 2.2.5 et 2.3.4 montrent les écarts de calcul possibles lorsqu'on utilise une source de tension équivalente au point de court-circuit, par rapport aux valeurs les plus défavorables obtenues par la méthode de superposition.

2.1.2 Méthodes de calcul

Il existe, en principe, deux méthodes de calcul du courant de court-circuit symétrique initial au point de court-circuit (CEI 60909-0, figures 1 et 2) qui sont:

- la méthode de superposition, dérivée du principe de Helmholtz ou du principe de Thevenin;
- la méthode faisant appel à une source de tension équivalente au point de court-circuit (voir 2.1.3).

Des exemples pour la méthode de superposition sont fournis en 2.2 et 2.3. Les résultats de la méthode de superposition y sont comparés avec ceux qui ont été trouvés avec la méthode utilisant la source de tension équivalente au point du court-circuit.

Si on connaît la charge d'un réseau existant, on peut calculer le courant de court-circuit symétrique initial à l'aide de la méthode de superposition, mais cette méthode permet d'obtenir le courant de court-circuit uniquement par rapport à la charge présumée. C'est pourquoi cette méthode ne permet pas nécessairement d'obtenir le courant de court-circuit maximal. La raison est la suivante: pour un point de court-circuit donné, il peut y avoir autant de courants de court-circuit que de conditions de charge, dans les limites des conditions de tension et de courant définies pour un fonctionnement normal, même si on a la même tension de service au point de court-circuit.

Pour palier à ce problème et obtenir le cas de charge le pire qui conduit au courant de court-circuit maximal en un point de court-circuit précis, une méthode spéciale a été mise au point en modifiant les conditions de fonctionnement [9], [13], [26]¹⁾. Ce point est étudié plus en détail en 2.2.5 et 2.3.4.

2.1.3 Source de tension équivalente au point de court-circuit et facteur de tension c

La méthode de calcul du courant de court-circuit symétrique initial à l'aide de la source de tension équivalente au point de court-circuit est décrite dans la CEI 60909-0. Cette méthode, qui repose normalement sur les données assignées du matériel électrique, est beaucoup plus simple que la méthode de superposition ou le calcul de transitoire, car, dans ce cas également, il est nécessaire de connaître les conditions de charge avant l'apparition du court-circuit.

Si on utilise cette méthode simplifiée, la source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$ au point de court-circuit est la seule tension active du réseau direct. Toutes les alimentations du réseau, les machines synchrones et les moteurs asynchrones sont mis en court-circuit derrière leurs réactances internes (subtransitoires) (CEI 60909-0, 3.6.1). Les capacités et les admittances en dérivation (charges), à l'exception de celles des moteurs, ne sont pas prises en considération dans les systèmes direct et inverse (CEI 60909-0, 2.3). D'une façon générale, les capacités du système homopolaire seront prises en considération. Les capacités homopolaires ne seront pas prises en considération dans les réseaux basse tension et haute tension effectivement reliés à la terre (facteur de défaut de mise à la terre $\delta \leq 1,4$). Des précautions particulières s'imposent dans le cas de réseaux haute tension ayant des lignes de grande distance et, naturellement, dans le cas des réseaux à neutre isolé ou à impédance de neutre résonant. (CEI 60909-0, 1.1). La figure 4 de la CEI 60909-0 montre un exemple d'application de ce calcul utilisant une source de tension équivalente au point de court-circuit F.

¹⁾ Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie.

- neglecting loads and capacitances by calculating according to IEC 60909-0 (see 2.3.1);
- the subtransient behaviour of generators, power-station units and motors.

The meaning of the voltage factor c is illustrated for a simple model of a radial network in 2.1.4. Furthermore, results of extended calculations given in 2.2.5 and 2.3.4 demonstrate the possible deviations of calculations with the equivalent voltage source at the short-circuit location against the worst-case values found with a special procedure using the superposition method.

2.1.2 Calculation methods

In principle, there are two methods for the calculation of the initial symmetrical short-circuit current at the short-circuit location (IEC 60909-0, figures 1 and 2):

- the superposition method, derived from Helmholtz's or Thevenin's principle;
- the method using the equivalent voltage source at the short-circuit location (see 2.1.3).

Examples for the superposition method are given in 2.2 and 2.3. There the results of the superposition method are compared with the results found with the method using the equivalent voltage source at the short-circuit location.

If a certain load flow in an existing network is known, then it is possible to calculate the initial symmetrical short-circuit current with the superposition method, but this method gives the short-circuit current only related to the load flow presupposed. Therefore, it does not necessarily lead to the maximum short-circuit current. The reason is that for one short-circuit location there are as many short-circuit currents as load-flow conditions without exceeding the boundary conditions of voltages and currents during normal operation, even if the same operational voltage at the short-circuit location is given.

To overcome this problem and to find the worst-case load flow that leads to the maximum short-circuit current at one short-circuit location, a special method was developed by varying the operation conditions [9], [13], [26]¹⁾. Further information is given in 2.2.5 and 2.3.4.

2.1.3 Equivalent voltage source at the short-circuit location and voltage factor c

The procedure for the calculation of the initial symmetrical short-circuit current using the equivalent voltage source at the short-circuit location is described in IEC 60909-0. This method, which is normally based only on the rated data of electrical equipment, is an essential simplification compared to the superposition method or a transient calculation, because also in this case it is necessary to know the load-flow conditions before the short circuit.

Using this simplified procedure, the equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$ at the short-circuit location is the only active voltage in the positive-sequence system. All network feeders, synchronous machines and asynchronous motors are short-circuited behind their internal (subtransient) reactances (IEC 60909-0, 3.6.1). All the shunt capacitances and the shunt admittances (loads), except those of the motors, are to be omitted in the positive- and the negative-sequence system (IEC 60909-0, 2.3). Capacitances of the zero-sequence system are to be considered in general. The zero-sequence capacitances are to be omitted in low-voltage systems and in high-voltage effectively grounded systems (i.e. earth fault factor $\delta \leq 1,4$). Special considerations are necessary in high-voltage networks with long-distance lines and, of course, in the case of isolated neutral or resonant earthed networks (IEC 60909-0, 1.1). An example for the application of the calculation using the equivalent voltage source at the short-circuit location F is given in IEC 60909-0, figure 4.

¹⁾ The figures in square brackets refer to the bibliography.

Le facteur $c_{\max}$ ou $c_{\min}$ est utilisé comme indiqué dans le tableau 1 de la CEI 60909-0. En rapport avec ces facteurs $c_{\max}$ ou $c_{\min}$, des conditions particulières sont introduites pour le calcul des courants de court-circuit maximal et minimal (voir CEI 60909-0, 2.4 et 2.5). Le fait d'introduire le facteur de tension c permet d'obtenir la valeur du courant de court-circuit, par exemple du courant de court-circuit maximal, la plus proche possible de la valeur réelle. Si on utilise les facteurs de correction d'impédance, (CEI 60909-0, 3.3.3, 3.6.1, 3.7.1 et 3.7.2) on doit également obtenir en même temps que le facteur de tension c des valeurs réalistes même pour les courants de court-circuit partiels, même si on doit accepter, dans une certaine mesure, certains compromis (voir 2.2.5).

Le paragraphe suivant traite de la fiabilité de la méthode utilisant la source de tension équivalente au point de court-circuit et donne la relation de base qui existe entre les chutes de tension admissibles ou habituelles Δu et les écarts maximaux possibles $\Delta i_k''$ et en outre, le rapport entre le facteur $c_{\max}$ et la tension $U_{Q\max}$.

2.1.4 Exemple simple illustrant l'importance du facteur de tension c

L'exemple simple représenté à la figure 1 illustre l'importance fondamentale du facteur de tension c dans le cas d'un réseau radial non maillé, par exemple un réseau de distribution. Des exemples complexes ainsi que les résultats de calculs utilisés pour obtenir une cohérence entre les chutes de tension relatives Δu et le facteur de tension c sont donnés en [10] et [17].

La figure 1b) représente le système direct du réseau donné comme modèle par la figure 1a). On suppose que la tension U_Q au début de la ligne est constante ($I_{kQ}'' \Rightarrow \infty$). La charge est concentrée et simulée par l'impédance en dérivation Z_A au point variable A entre les impédances de phase αZ_L et $(1-\alpha)Z_L$ avec $0 \leq \alpha \leq 1$.

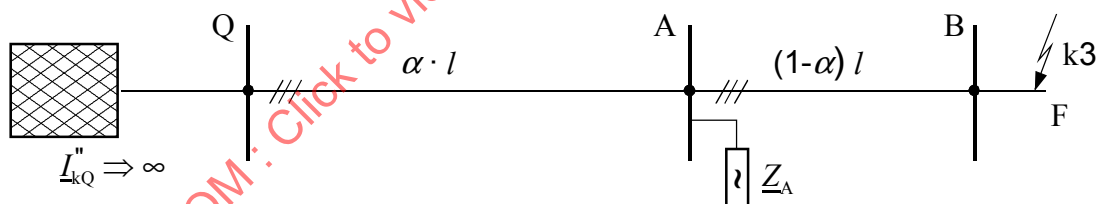


Figure 1a – Modèle alternatif triphasé (réseau radial non maillé)

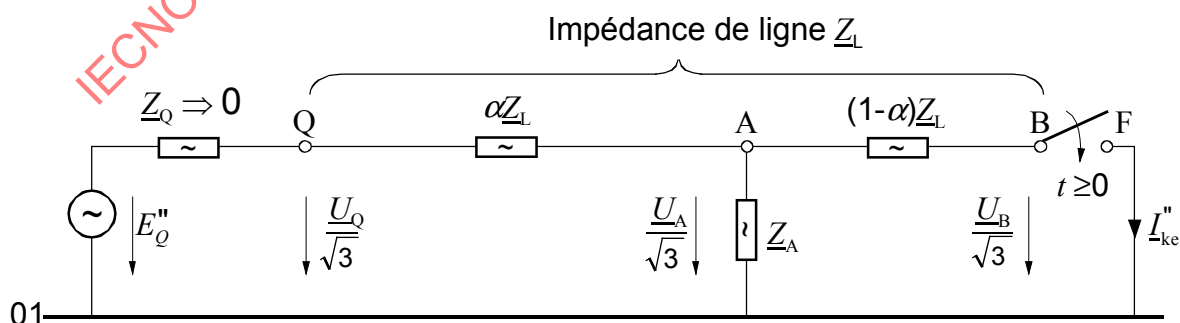


Figure 1b – Schéma du circuit équivalent, système direct, avant le court-circuit au point F

Figure 1 – Modèle pour établir la relation entre les chutes de tension Δu et l'écart du courant de court-circuit $\Delta i_k''$

The factor $c_{\max}$ or $c_{\min}$ is introduced according to table 1 of IEC 60909-0. Corresponding to $c_{\max}$ or $c_{\min}$ special conditions are introduced for the calculation of the maximum and minimum short-circuit currents (see IEC 60909-0, 2.4 and 2.5). The introduction of the voltage factor c aims at finding a short-circuit current, for instance, a maximum short-circuit current, as near as possible to the real value. Using the impedance correction factors (IEC 60909-0, 3.3.3, 3.6.1, 3.7.1 and 3.7.2) together with the voltage factor c realistic values even for the partial short-circuit currents shall be obtained, even though compromises are necessary to a certain extent (see 2.2.5).

The following clause deals with the reliability of the method using the equivalent voltage source at the short-circuit location and gives the fundamental relation between the admissible or usual relative voltage drops Δu and the maximum possible deviation $\Delta i_k''$ and furthermore the dependence of the factor $c_{\max}$ from the voltage $U_{Q\max}$.

2.1.4 A simple model illustrating the meaning of the voltage factor c

The following simple model in figure 1 illustrates the fundamental meaning of the voltage factor c in the case of a non-meshed radial network, for instance, in a distribution network. Complex models and their calculation results used to find the coherence between the relative voltage deviations Δu and the voltage factor c are given in [10] and [17].

The positive-sequence system of the model in figure 1a is given in figure 1b. It is presumed that the voltage U_Q at the beginning of the line is constant ($I_{kQ}'' \Rightarrow \infty$). The load is concentrated and simulated by the shunt impedance $\underline{Z}_A$ at the variable location A between the line impedances $\alpha \underline{Z}_L$ and $(1-\alpha) \underline{Z}_L$ with $0 \leq \alpha \leq 1$.

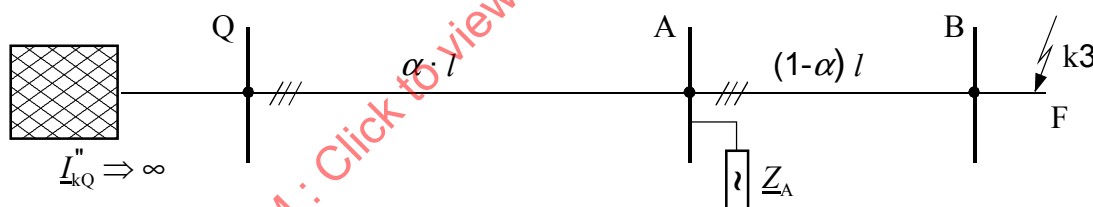


Figure 1a – Three-phase a.c. model (non-meshed radial network)

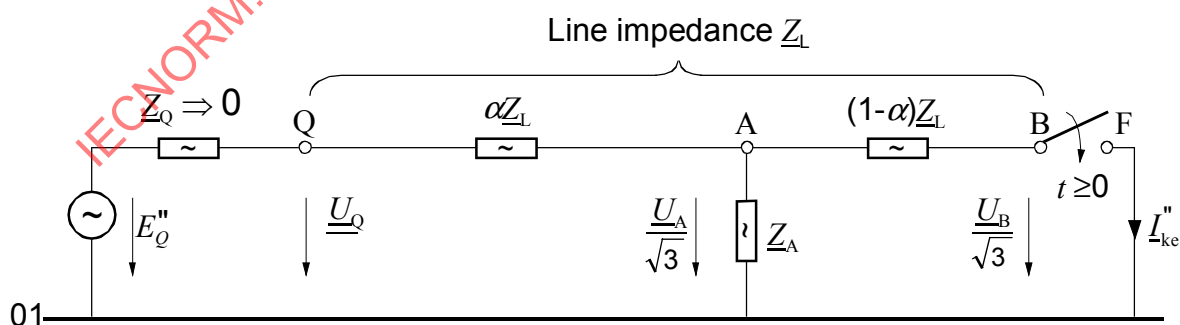


Figure 1b – Equivalent circuit diagram, positive-sequence system, before the short circuit at F

Figure 1 – Model for the calculation of the coherence between the voltage deviation Δu and the short-circuit current deviation $\Delta i_k''$

On doit démontrer que l'écart du courant de court-circuit $\Delta i_k''$ dépend de l'écart de tension Δu . Les définitions suivantes sont utilisées:

$$\Delta u = \left| \frac{U_Q}{U_B} \right| - 1 \quad (1)$$

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{I_{ka}''}{I_{ke}''} \right| - 1 \quad (2)$$

où

a est l'indice d'approximation du courant de court-circuit quand Z_A est négligée;

e est l'indice de la valeur exacte du courant de court-circuit quand Z_A est prise en compte.

On peut résoudre les équations suivantes donnant la tension avant le court-circuit à partir de la figure 1b, en considérant U_Q comme une valeur constante:

$$U_Q = U_A (1 + \alpha Z_L Y_A) = U_B (1 + \alpha Z_L Y_A) \quad (3)$$

avec $U_A = U_B$ (voir figure 1b) et $Y_A = 1/Z_A$.

Si on utilise l'équation (3) on peut exprimer l'écart de tension comme suit:

$$\Delta u = \left| \frac{U_Q}{U_B} \right| - 1 = |1 + \alpha Z_L Y_A| - 1 \quad (4)$$

La valeur exacte du courant de court-circuit symétrique initial peut être calculé avec l'aide de la figure 1b:

$$I_{ke}'' = I_Q \cdot \frac{1}{1 + (1 - \alpha) Z_L Y_A} \quad (5a)$$

avec

$$I_Q = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{\alpha + \frac{(1 - \alpha)}{1 + (1 - \alpha) Z_L Y_A}} \quad (5b)$$

Si on introduit la valeur I_Q obtenue par l'équation (5b) dans l'équation (5a) on obtient

$$I_{ke}'' = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha(1 - \alpha) Z_L Y_A} \quad (6)$$

On peut calculer l'approximation I_{ka}'' à partir de la figure 1b avec $Z_A = \infty$ (ou $Y_A = 0$) et la tension U_B à l'emplacement supposé de court-circuit, si on utilise l'équation (3):

$$I_{ka}'' = \frac{U_B}{\sqrt{3} Z_L} = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha Z_L Y_A} \quad (7)$$

It shall be shown that the short-circuit current deviation $\Delta i_k''$ depends on the voltage deviation Δu . The following definitions are used:

$$\Delta u = \left| \frac{U_Q}{U_B} \right| - 1 \quad (1)$$

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{I_{ka}''}{I_{ke}''} \right| - 1 \quad (2)$$

where

a is the subscript for the approximation of the short-circuit current when Z_A is neglected;

e is the subscript for the exact value of the short-circuit current when Z_A is taken into account.

The following equation, giving the voltage conditions before the short circuit, can be derived from figure 1b if U_Q is taken as a constant value:

$$U_Q = U_A (1 + \alpha Z_L Y_A) = U_B (1 + \alpha Z_L Y_A) \quad (3)$$

with $U_A = U_B$ (see figure 1b) and $Y_A = 1/Z_A$.

Using equation (3) the voltage deviation can be expressed as follows:

$$\Delta u = \left| \frac{U_Q}{U_B} \right| - 1 = |1 + \alpha Z_L Y_A| - 1 \quad (4)$$

The exact value of the initial symmetrical short-circuit current can be calculated with the help of figure 1b:

$$I_{ke}'' = I_Q \cdot \frac{1}{1 + (1 - \alpha) Z_L Y_A} \quad (5a)$$

with

$$I_Q = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{\alpha + \frac{(1 - \alpha)}{1 + (1 - \alpha) Z_L Y_A}} \quad (5b)$$

Introducing I_Q from equation (5b) to equation (5a) leads to

$$I_{ke}'' = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha(1 - \alpha) Z_L Y_A} \quad (6)$$

The approximation I_{ka}'' is found from figure 1b with $Z_A = \infty$ (or $Y_A = 0$) and the voltage U_B at the prospective short-circuit location, using equation (3):

$$I_{ka}'' = \frac{U_B}{\sqrt{3} Z_L} = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha Z_L Y_A} \quad (7)$$

L'écart de courant $\Delta i_k''$ est tiré des équations (6) et (7):

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{I_{ka}''}{I_{ke}''} \right| - 1 = \left| \frac{1 + \alpha(1 - \alpha)Z_L Y_A}{1 + \alpha Z_L Y_A} \right| - 1 \quad (8)$$

Le produit $Z_L Y_A$ peut s'écrire:

$$Z_L Y_A = Z_L e^{j\gamma} Y_A e^{-j\varphi} = Z_L Y_A e^{j(\gamma - \varphi)} = Z_L Y_A e^{j\eta} \quad (9)$$

avec $Z_L = R_L + jX_L = Z_L e^{j\gamma}$ et $Y_A = G_A - jB_A = Y_A e^{-j\varphi}$

On peut déduire de la figure 2 les résultats suivants.

- Les écarts négatifs maximaux $\Delta i_k''$ se produisent dans le cas où $\alpha = 1$ et $\eta = 0$. Cela signifie que la charge Z_A est en fin de ligne ($\alpha = 1$) et que la charge est inductive ($\eta = 0$).
- Les valeurs absolues des écarts négatifs $\Delta i_k''$ sont inférieures aux écarts de tension Δu :

$$|\Delta i_k''| < \Delta u \quad (10)$$

- Dans le cas où $\alpha = 1$ et $\eta = 0$ l'équation (4) donne (voir figure 2):

$$\Delta u = Z_L Y_A = \Delta u_{\max} \quad (11)$$

- La relation suivante peut être déduite de l'équation (8) établie pour les écarts négatifs les plus importants $\Delta i_{k \max}''$ à $\alpha = 1$ (ligne pointillée à la figure 2a), fonction des écarts de tension positifs maximaux $\Delta u_{\max}$:

$$\Delta i_{k \max}'' = \frac{1}{1 + \Delta u_{\max}} - 1 \quad (12)$$

- Les conditions suivantes sont tirées de l'équation (12):

$$\Delta u_{\max} = +5 \% : -0,048 \leq \Delta i_{k \max}''$$

$$\Delta u_{\max} = +10 \% : -0,091 \leq \Delta i_{k \max}''$$

$$\Delta u_{\max} = +15 \% : -0,130 \leq \Delta i_{k \max}''$$

Avec l'approximation I_{ka}'' tirée de l'équation (7) et $\Delta u_{\max} = Z_L Y_A$ conformément à l'équation (11), l'équation (12) donne

$$I_{ke \max}'' = I_{ka}'' (1 + \Delta u_{\max}) = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \quad (13)$$

Si on utilise la méthode de la source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$ à l'emplacement de court-circuit (voir 2.1.3) pour calculer le courant de court-circuit symétrique initial $I_{k(IEC)}''$ et si le résultat doit être approximativement le même que $I_{ke \max}''$, on trouve alors la relation $I_{ke \max}''$ à partir de l'équation (13):

$$I_{k(IEC)}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_L} \approx I_{ke \max}'' \quad (14)$$

The current deviation $\Delta i_k''$ follows from equation (6) and (7):

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{I_{ka}''}{I_{ke}''} \right| - 1 = \left| \frac{1 + \alpha(1 - \alpha)Z_L Y_A}{1 + \alpha Z_L Y_A} \right| - 1 \quad (8)$$

The product $Z_L Y_A$ can be written as:

$$Z_L Y_A = Z_L e^{j\gamma} Y_A e^{-j\varphi} = Z_L Y_A e^{j(\gamma - \varphi)} = Z_L Y_A e^{j\eta} \quad (9)$$

with $Z_L = R_L + jX_L = Z_L e^{j\gamma}$ and $Y_A = G_A - jB_A = Y_A e^{-j\varphi}$

The following results can be found from figure 2.

- The largest negative deviation $\Delta i_k''$ occurs in the case $\alpha = 1$ and $\eta = 0$. That means that the load Z_A is at the end of the line ($\alpha = 1$) and that the load is inductive ($\eta = 0$).
- The absolute values of the negative deviations $\Delta i_k''$ are smaller than the voltage deviations Δu :

$$|\Delta i_k''| < \Delta u \quad (10)$$

- In the case of $\alpha = 1$ and $\eta = 0$ equation (4) leads to (see figure 2):

$$\Delta u = Z_L Y_A = \Delta u_{\max} \quad (11)$$

- The following relation can be found from equation (8) established for the highest negative deviations $\Delta i_{k \max}''$ at $\alpha = 1$ (broken line in figure 2a), depending on the maximum positive voltage deviations $\Delta u_{\max}$:

$$\Delta i_{k \max}'' = \frac{1}{1 + \Delta u_{\max}} - 1 \quad (12)$$

- The following conditions are found from equation (12):

$$\Delta u_{\max} = +5 \%: -0,048 \leq \Delta i_{k \max}''$$

$$\Delta u_{\max} = +10 \%: -0,091 \leq \Delta i_{k \max}''$$

$$\Delta u_{\max} = +15 \%: -0,130 \leq \Delta i_{k \max}''$$

Together with the approximation I_{ka}'' from equation (7) and $\Delta u_{\max} = Z_L Y_A$ according to equation (11), equation (12) leads to

$$I_{ke \max}'' = I_{ka}'' (1 + \Delta u_{\max}) = \frac{U_Q}{\sqrt{3} Z_L} \quad (13)$$

If the method with the equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$ at the short-circuit location is used (see 2.1.3) to calculate the initial symmetrical short-circuit current $I_{k(IEC)}''$ and if the result shall be approximately the same as $I_{ke \max}''$ then the following relation is found with $I_{ke \max}''$ from equation (13):

$$I_{k(IEC)}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_L} \approx I_{ke \max}'' \quad (14)$$

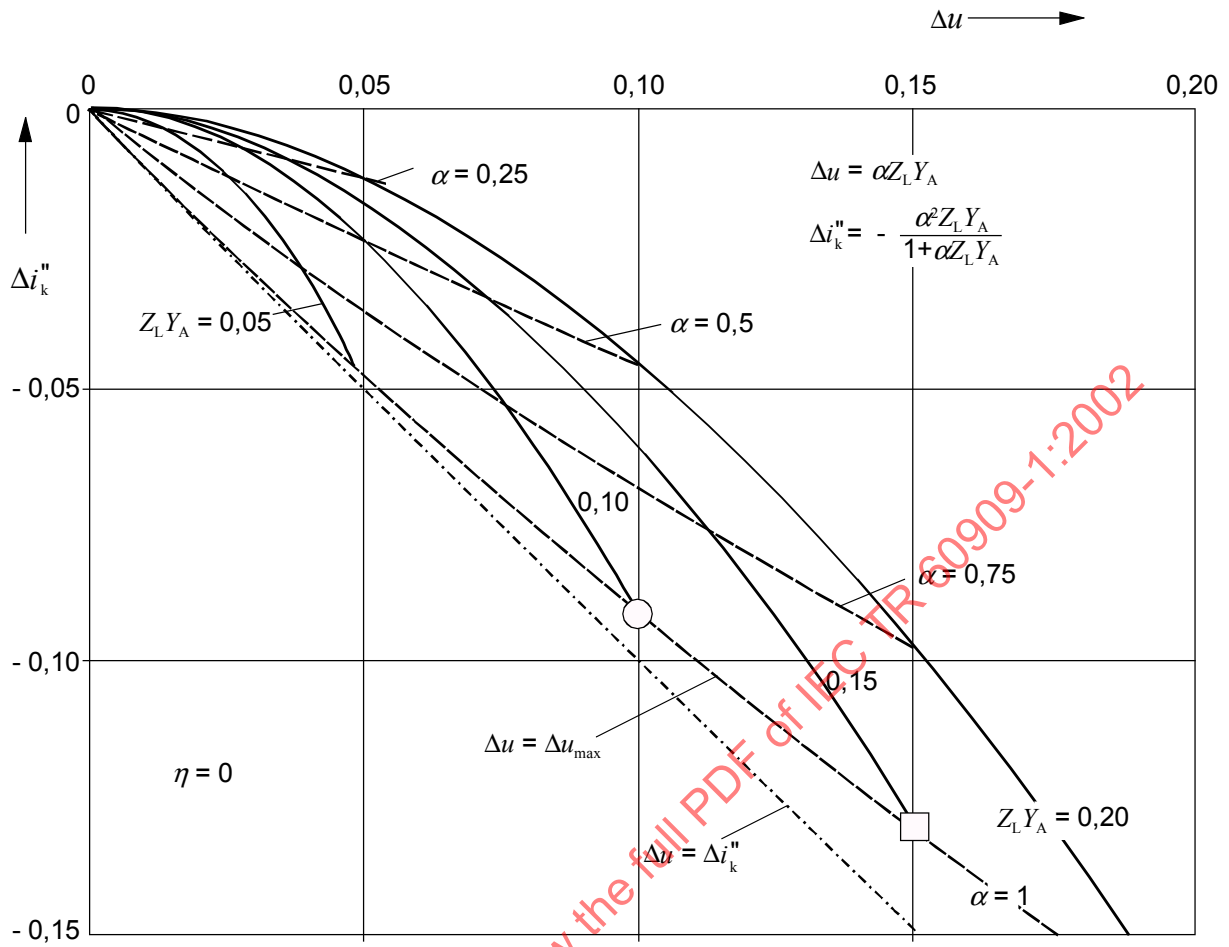


Figure 2a – $\Delta i_k'' = f(\Delta u, \alpha)$ avec $\eta = 0$

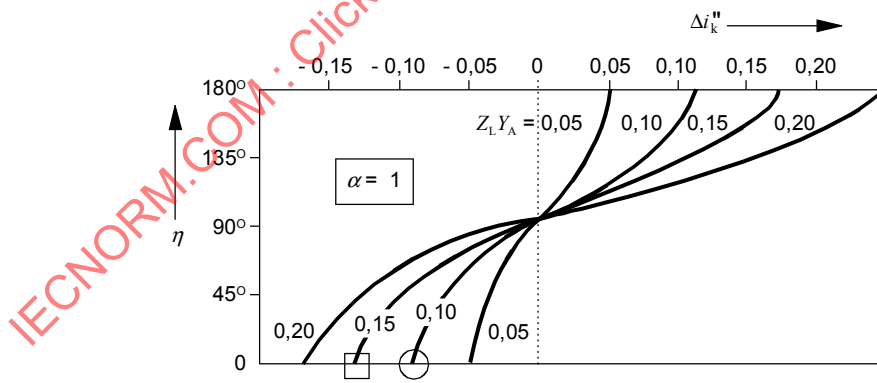
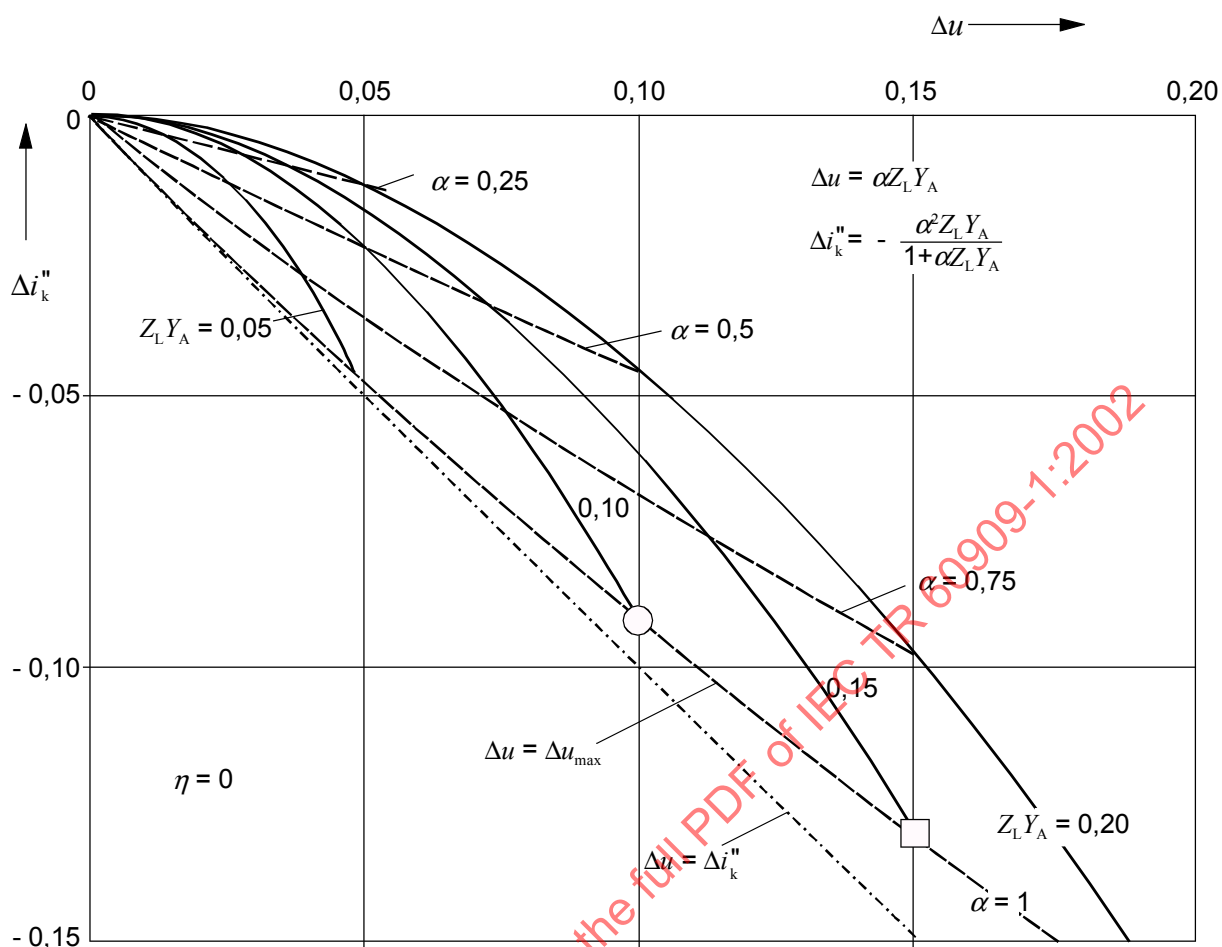
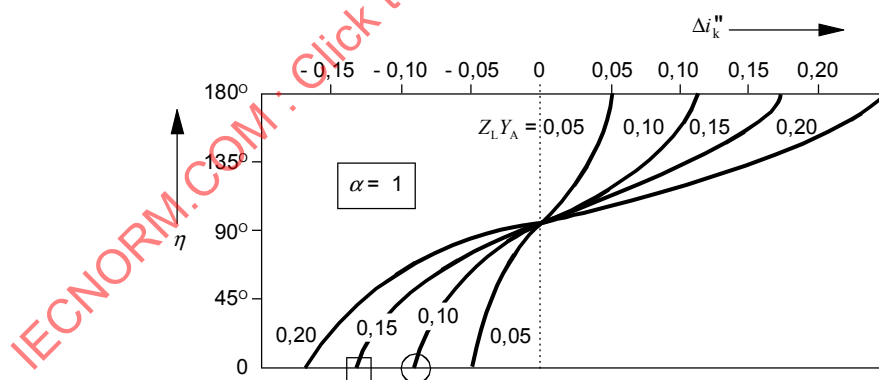


Figure 2b – $\Delta i_k'' = f(\eta, Z_L Y_A)$ avec $\alpha = 1$

Figure 2 – Calcul de $\Delta i_k''$ selon l'équation (8) pour différents paramètres

Si on doit calculer le courant de court-circuit maximal $\underline{I}_{k(IEC)\max}''$ ceci conduit au facteur maximal c [17]:

$$c_{\max} \approx \frac{U_{Q\max}}{U_n} \quad (15)$$

Figure 2a - $\Delta i_k'' = f(\Delta u, \alpha)$ with $\eta = 0$ Figure 2b - $\Delta i_k'' = f(\eta, Z_L Y_A)$ with $\alpha = 1$ Figure 2 – Calculation of $\Delta i_k''$ according to equation (8) for different parameters

This leads, if the maximum short-circuit current $I_{k(IEC)max}''$ shall be calculated, to the maximum of factor c [17]:

$$c_{max} \approx \frac{U_{Qmax}}{U_n} \quad (15)$$

En raison de la relation donnée dans l'équation (15), même si on trouve que pour un modèle simple avec $Z_Q \Rightarrow 0$ à la figure 1, la tension maximale $U_{Q\max}$ au point d'alimentation est la tension correspondante pour le calcul du court-circuit maximal.

Cependant il est nécessaire de prendre des précautions si des tensions plus élevées que $c_{\max}U_n$ (ou $c_{\max}U_n/\sqrt{3}$ dans le réseau direct) peuvent exister dans le réseau. Un exemple est la tension interne E'' derrière la réactance subtransitoire X_d'' d'une machine asynchrone (figures 4 et 6).

Comme on peut le voir en [10] il s'agit du cas le plus défavorable, y compris par rapport aux résultats obtenus pour les réseaux maillés et des transports à longue distance jusqu'à environ 400 km.

Le facteur $c = c_{\max}$ (CEI 60909-0, 2.3.1 et tableau 1) tient compte de ces résultats ($c_{\max} = 1,1$ pour les réseaux moyenne et haute tensions et $c_{\max} = 1,05$ ou $1,10$ pour les réseaux basse tension selon la tolérance sur la tension pendant le fonctionnement), si on considère que la tension la plus élevée, dans un réseau normal, ne diffère pas en moyenne de plus de +5 % (BT) ou de +10 % (HT) environ de la tension nominale U_n (CEI 60038, tableau III, note 2). Dans un réseau normal de la série I (réseaux à 50 Hz ou 60 Hz), la tension la plus élevée et la tension la plus basse ne diffèrent pas de plus de $\pm 10\%$ approximativement de la tension nominale du réseau. Dans un réseau normal de la série II (réseaux à 60 Hz – pratique nord-américaine) la tension la plus élevée ne diffère pas de plus de +5 % et la tension la plus basse ne diffère pas de plus de -10 % de la tension nominale du réseau. Si dans un réseau cette supposition de réseau normal n'est pas remplie, et que la tension la plus élevée en fonctionnement est supérieure à celle indiquée ci-dessus, un facteur plus élevé $c_{\max}$ peut être nécessaire, voir l'équation (15).

Certaines conditions particulières peuvent se présenter, notamment dans le cas d'alternateurs et de groupes de production ayant des valeurs x_d'' et u_k élevées, qui entraînent des écarts de tension supérieurs à 10 %. C'est pourquoi on utilise des facteurs de correction d'impédance dans le calcul des impédances de court-circuit de ce matériel électrique (CEI 60909-0, 3.6 et 3.7).

La tension de court-circuit des transformateurs de réseau peut atteindre dans des cas particuliers des valeurs allant jusqu'à 35 %; les tensions assignées de ces transformateurs (transformateurs à deux ou trois bobinages) peuvent être considérablement différentes des tensions nominales des réseaux connectés et dans beaucoup de cas les transformateurs sont équipés de changeurs de prise en charge. On introduit alors des facteurs de correction des impédances de transformateurs de réseau (CEI 60909-0, 3.3.3).

NOTE La note indiquée en 8.3.2.2 de la CEI 60909:1988 [28] n'apportait pas d'aide à l'utilisateur pour effectuer les calculs pratiques avec des transformateurs de réseau, si une des conditions indiquées ici est valable. Il a donc été nécessaire de développer un facteur de correction d'impédance pour les transformateurs de réseau (voir 2.3).

2.2 Facteurs de correction d'impédance pour le calcul des impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production

2.2.1 Généralités

L'un des plus importants critères pour déterminer les caractéristiques assignées d'un matériel électrique est le courant de court-circuit maximal ainsi que, dans de nombreux cas, le courant de court-circuit partiel maximal. Il faut introduire les facteurs de correction d'impédance K_G (voir 2.2.2) pour les alternateurs et les facteurs de correction d'impédance K_S (voir 2.2.3) pour les groupes de production et K_{SO} pour les transformateurs sans changeur de prise en charge (voir 2.2.4), en plus du facteur de tension $c_{\max}$, en particulier si les réactances subtransitoires x_d'' des alternateurs sont élevées et si le rapport de transformation des transformateurs de groupe (équipés ou non d'un changeur de prises en charge) est différent du rapport des tensions en service des réseaux de part et d'autre du transformateur. Les facteurs de correction pour les alternateurs et les groupes de production sont indiqués dans la CEI 60909-0, 3.6 et 3.7.

Due to the relation given in equation (15), even if it is only found for the simple model with $Z_Q \Rightarrow 0$ in figure 1, the maximum voltage $U_{Q\max}$ at the feeding point is the relevant voltage for the calculation of the maximum short-circuit current.

However caution is necessary if voltages higher than $c_{\max}U_n$ (or $c_{\max}U_n/\sqrt{3}$ in the positive-sequence system) exist in a network. One example is the internal voltage E'' behind the subtransient reactance X_d'' of a synchronous machine (figures 4 and 6).

It can be shown [10] that this is also the most unfavourable case, even in comparison with results of meshed networks and long-distance transmissions up to about 400 km.

The factor $c = c_{\max}$ (IEC 60909-0, 2.3.1 and table 1) takes into account these results ($c_{\max} = 1,1$ for medium- and high-voltage networks and $c_{\max} = 1,05$ or $1,10$ for low-voltage networks depending on the tolerance for the voltage during operation), considering that the highest voltage in a normal system does not differ, on average, by more than +5 % (LV) or by +10 % (HV) approximately from the nominal system voltage U_n (IEC 60038, table III, note 2). In a normal system of Series I (50 Hz or 60 Hz systems), the highest and the lowest voltage do not differ by more than approximately ± 10 % from the nominal voltage of the system. In a normal system of Series II (60 Hz systems – North American practice), the highest voltage does not differ by more than +5 % and the lowest voltage by more than –10 % from the nominal voltage of the system. If in a network this assumption for a normal system is not fulfilled, and the highest voltage during operation does differ more than above, then a higher factor $c_{\max}$ may be necessary, see equation (15).

Special conditions occur in the case of generators and power-station units with high values of x_d'' and u_k which lead to voltage deviations higher than 10 %. Therefore, impedance correction factors are introduced for the calculation of the impedances of this electrical equipment (IEC 60909-0, 3.6 and 3.7).

The short-circuit voltage of network transformers may in special cases reach values up to 35 %; the rated voltages of these transformers (two-winding or three-winding transformers) may be considerably different from the nominal voltages of the connected networks and in many cases the transformers are equipped with on-load tap changers. Therefore, impedance correction factors are introduced for the calculation of the impedances of network transformers (IEC 60909-0, 3.3.3).

NOTE The note given in 3.3.2.2 of IEC 60909:1988 [28], did not give any help for the user, when carrying out practical calculations with network transformers, if one of the conditions given there is valid. Therefore, it became necessary to develop an impedance correction factor for network transformers (see 2.3).

2.2 Impedance-correction factors when calculating the short-circuit impedances of generators, unit transformers and power-station units

2.2.1 General

One of the main criteria for the rating of electrical equipment is the maximum short-circuit current and, in many cases, also the maximum partial short-circuit current. It is necessary to introduce impedance-correction factors K_G (see 2.2.2) for generators and impedance-correction factors K_S for power-station units with (see 2.2.3) and K_{SO} without (see 2.2.4) on-load tap changer of the unit transformer in addition to the voltage factor $c_{\max}$, especially if the subtransient reactances x_d'' of the generators are high and the transformation ratio of the unit transformers (with or without on-load tap changer) is different from the ratio of the system voltages during operation on both sides of the transformer. The correction factors for generators and power-station units are given in IEC 60909-0, 3.6 and 3.7.

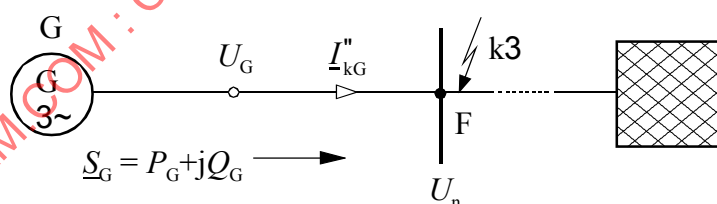
Il faut tenir compte de certaines précautions particulières et utiliser des facteurs de correction d'impédance dans le calcul des courants de court-circuit partiels dus à un court-circuit entre l'alternateur et le transformateur ou le transformateur auxiliaire du groupe (voir CEI 60909-0, 4.2.1.3 et 4.2.1.4). Normalement ces calculs ne sont effectués qu'une seule fois, lors de la construction de la centrale.

Les facteurs de correction d'impédance donnés en 3.6 et 3.7 de la CEI 60909-0 correspondent aux courants de court-circuit partiels maximaux ($c = c_{\max}$). Le facteur $c_{\max}$ doit être pris dans le tableau 1 de la CEI 60909-0, en fonction des tensions U_{rG} lorsqu'on utilise l'équation (18) de la CEI 60909-0 et de la tension U_{nQ} coté haute tension du transformateur du groupe lorsqu'on utilise les équations (22) et (24) de la CEI 60909-0. Des calculs complémentaires portant sur les réseaux maillés ont montré que ces facteurs de correction peuvent également être utilisés dans le calcul des courants de court-circuit à des points différents (voir 2.2.5).

Des précautions particulières sont nécessaires en ce qui concerne les facteurs de correction, lorsqu'on calcule les courants de court-circuit minimaux, car il faut connaître les conditions limites précises des différents groupes de production. Ces conditions sont données, par exemple, par la limite maximale de fonctionnement en sous-excité, la puissance active minimale des centrales thermiques sur un fonctionnement à long terme ou de la puissance réactive maximale (surexcitée ou sous-excitée) des groupes des stations d'hydro-pompage ainsi que des dispositifs spéciaux destinés à limiter l'angle de couple. De plus, on doit attirer l'attention sur le fait que même dans des conditions de charge peu élevée du réseau, le nombre de groupes de production fonctionnant avec une charge partielle dans la zone sous-excitée est généralement négligée. On peut donc obtenir une estimation approximative des courants de court-circuit minimaux à l'aide des indications données en 2.5 dans la CEI 60909-0 et des facteurs de correction d'impédance donnés pour les alternateurs et groupes de production, même si on obtient ceux-ci à partir de calculs pour le cas du fonctionnement assigné avant le court-circuit (CEI 60909-0, 3.7.1).

2.2.2 Facteur de correction K_G

On utilise le facteur de correction d'impédance K_G pour calculer l'impédance $\underline{Z}_G = R_G + j X_d''$ d'un alternateur directement raccordé à un réseau basse ou moyenne tension (sans transformateur de groupe) comme le représente la figure 3 (CEI 60909-0, figure 11b).



**Figure 3 – Courant de court-circuit partiel $I''_{kG(S)}$
d'un alternateur raccordé directement à un réseau**

Le facteur de correction d'impédance K_G se calcule à partir d'un diagramme de phase dans des conditions de fonctionnement normal en surexcitation de l'alternateur, en tenant compte de la réactance subtransitoire X_d'' et de la tension interne subtransitoire E'' .

La figure 4a représente le schéma du circuit équivalent (système direct) d'un alternateur. La tension U_G aux bornes de l'alternateur est contrôlée et donc constante avant le court-circuit. Normalement on peut appliquer l'équation $U_G = U_{rG} = 1,05 U_n$. Dans certains cas particuliers, la valeur de référence peut varier de la façon suivante: $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$.

Special considerations and impedance-correction factors are necessary for the calculation of the partial short-circuit currents in the case of a short circuit between generator and unit transformer or auxiliary transformer of a power-station unit (see IEC 60909-0, 4.2.1.3 and 4.2.1.4). These calculations are normally carried out only once during the construction of the power-station unit.

The impedance-correction factors given in IEC 60909-0, 3.6 and 3.7 are derived for the maximum partial short-circuit currents ($c = c_{\max}$). The factor $c_{\max}$ shall be taken from IEC 60909-0, table 1 in accordance with the voltage U_{rG} when using IEC 60909-0, equation (18) and in accordance with the voltage U_{nQ} at the high-voltage side of the unit transformer when using IEC 60909-0, equations (22) and (24). Additional investigations in meshed networks have shown that these correction factors are also adequate when calculating short-circuit currents at different locations of the network (see 2.2.5).

Special considerations are necessary for the correction factors when calculating minimum short-circuit currents, because the special boundary conditions for the different power-station units must be known. These conditions, for instance, are given by the maximum extent of underexcited operation, the minimum active power of thermal power stations during long-term operation or the maximum reactive power (overexcited or underexcited) of units in hydro-pumping stations as well as by special devices for the limitation of the torque angle. Furthermore, attention shall be given to the fact that even during low load conditions in a network, the number of power-station units operating with partial load within the underexcited region is usually minimized. Therefore, a rough estimation for minimum short-circuit currents may be found using the instructions given in IEC 60909-0, 2.5 and given impedance correction factors, even though these are based on operation at rated conditions before the short circuit (IEC 60909-0, 3.7.1).

2.2.2 Correction factor K_G

The impedance correction factor K_G is used for the impedance $\underline{Z}_G = R_G + j X_d''$ of a generator directly connected to a low- or a medium-voltage network (without unit transformer) as shown in figure 3 (IEC 60909-0, figure 11b).

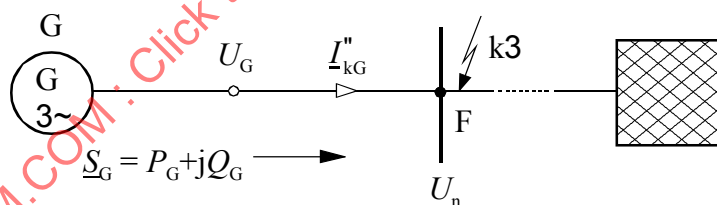


Figure 3 – Partial short-circuit current $I''_{kG(S)}$ of a generator directly connected to a network

The impedance correction factor K_G is derived from a phasor diagram for normal overexcited operation of the generator taking into account the subtransient reactance X_d'' and the subtransient internal voltage E'' .

Figure 4a gives the equivalent circuit diagram (positive-sequence system) of a generator. The terminal voltage U_G of the generator is controlled and therefore constant during operation before the short circuit. Normally $U_G = U_{rG} = 1,05 U_n$ is valid. In special cases the setpoint may vary: $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$.

La figure 4 indique la procédure de calcul du courant de court-circuit partiel $I_{-kG(S)}''$ par la méthode de superposition.

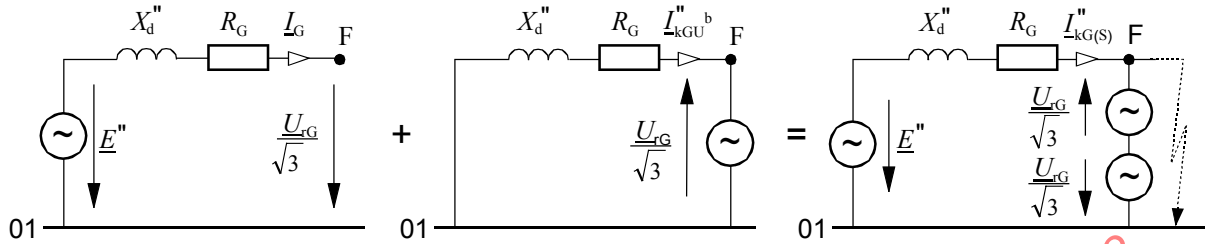


Figure 4a –
Conditions de fonctionnement normales avec une tension contrôlée
 $U_G = U_{rG}$ au point de court-circuit

Figure 4b –
Introduction de la tension avant le court-circuit dans le sens opposé

Figure 4c –
Superposition des circuits des figures 4a et 4b pour déterminer
 $I_{-kG(S)}'' = I_G + I_{-kGU^b}''$

Figure 4 – Calcul de $I_{-kG(S)}''$ par la méthode de superposition

Les courants I_G et I_{-kGU^b}'' sont obtenus à partir des figures 4a et 4b pour une tension $U_G = U_{rG}$, à l'aide des équations suivantes:

$$I_G = \frac{E'' - U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} \quad (16)$$

$$I_{-kGU^b}'' = \frac{U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} \quad (17)$$

L'indice U^b indique que l'on obtient le courant I_{-kGU^b}'' si on introduit la tension $U_{rG} / \sqrt{3}$ avant le court-circuit, dans le sens opposé (figure 4b).

Comme le montre la figure 4c), on obtient, par superposition, l'équation suivante qui donne le courant de court-circuit partiel $I_{-kG(S)}''$:

$$I_{-kG(S)}'' = I_G + I_{-kGU^b}'' = \frac{E'' - U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} + \frac{U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} = \frac{E''}{R_G + jX_d''} \quad (18)$$

D'autre part, si on utilise la méthode de la source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$ au point de court-circuit, on obtient l'équation suivante pour le calcul du courant de court-circuit I_{-kG}'' :

$$I_{-kG}'' = \frac{E''}{R_G + jX_d''} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(R_G + jX_d'')K_G} \quad (19)$$

Si on prend $E'' = U_{rG} / \sqrt{3} + I_G Z_G = U_{rG} / \sqrt{3} + I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)(R_G + jX_d'')$, on obtient le facteur de correction d'impédance K_G suivant:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}}(R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}}(X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \quad (20)$$

Figure 4 describes the procedure for the calculation of the partial short-circuit current $I_{-kG(S)}''$ with the superposition method.

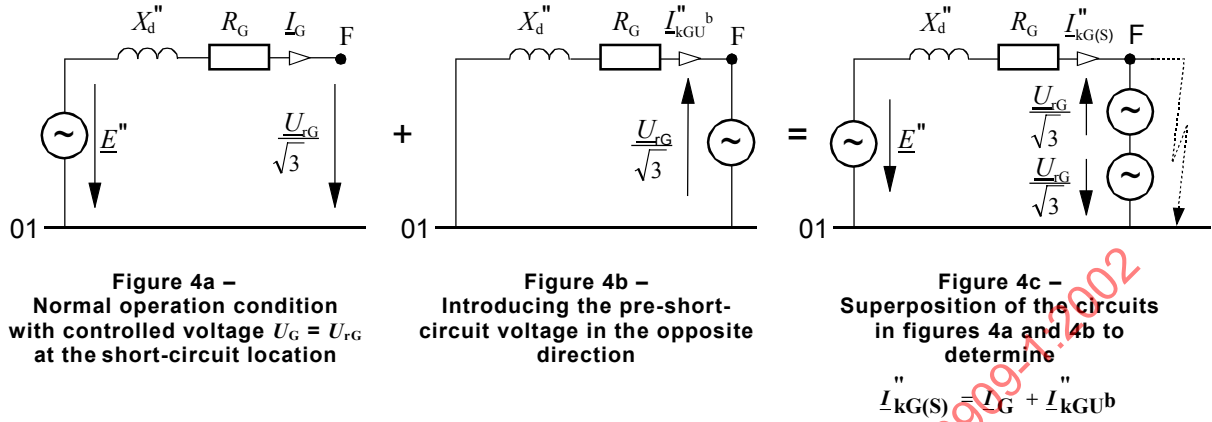


Figure 4 – Calculation of $I_{-kG(S)}''$ with the superposition method

The currents I_G and I_{-kGU^b}'' are derived from figures 4a and 4b at $U_G = U_{rG}$ as follows:

$$I_{-G} = \frac{E'' - U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} \quad (16)$$

$$I_{-kGU^b}'' = \frac{U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} \quad (17)$$

The index U^b indicates that the current I_{-kGU^b}'' is found when the voltage $U_{rG} / \sqrt{3}$ before the short circuit is introduced in the opposite direction (figure 4b).

The superposition according to figure 4c leads to the partial short-circuit current $I_{-kG(S)}''$:

$$I_{-kG(S)}'' = I_{-G} + I_{-kGU^b}'' = \frac{E'' - U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} + \frac{U_{rG} / \sqrt{3}}{R_G + jX_d''} = \frac{E''}{R_G + jX_d''} \quad (18)$$

On the other hand, when applying the method with the equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$ at the short-circuit location, the following equation for the calculation of the short-circuit current I_{-kG}'' is found:

$$I_{-kG}'' = \frac{E''}{R_G + jX_d''} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(R_G + jX_d'')K_G} \quad (19)$$

Taking $E'' = U_{rG} / \sqrt{3} + I_G Z_G = U_{rG} / \sqrt{3} + I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)(R_G + jX_d'')$, the impedance correction factor K_G is found:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}}(R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}}(X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \quad (20)$$

Si la valeur de R_G est très petite par rapport à X_d'' ($R_G \ll X_d''$) on peut alors avoir l'approximation suivante:

$$K_G \approx \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + (I_G / I_{rG}) x_d'' \sin \varphi_G} \quad (21)$$

La valeur réduite (par unité) de X_d'' est introduite par les équations $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ et $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ (CEI 60909-0, 3.6.1).

On obtient le courant de court-circuit maximal I_{kG}'' si le dénominateur de la deuxième partie de la partie droite dans l'équation (21) atteint la valeur maximale. Ceci est normalement le cas au point de fonctionnement assigné (S_{rG} , U_{rG} , $\cos \varphi_{rG}$), ou aux environs de celui-ci, si on exclut tout fonctionnement en surexcitation extrême avec $Q > Q_r$. Il semble donc correct de prendre $I_G = I_{rG}$ et $\sin \varphi_G = \sin \varphi_{rG}$.

Si on introduit $c = c_{\max}$ l'approximation de l'équation (21) prend alors la forme suivante:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (22)$$

Exemple:

$$S_{rG} = 10 \text{ MVA}$$

$$U_{rG} = 10,5 \text{ kV}$$

$$\cos \varphi_{rG} = 0,8$$

$$x_d'' = 0,12$$

L'alternateur alimente un réseau à une tension nominale $U_n = 10 \text{ kV}$ (voir figure 3).

Un calcul du courant de court-circuit partiel maximal selon la partie droite de l'équation (19) en prenant la valeur de $K_G = 0,977$ obtenue par l'équation (22) avec $c_{\max} = 1,1$ (CEI 60909-0, tableau 1) donne $I_{kG}'' = 4,900 \text{ kA}$.

La valeur obtenue du courant de court-circuit par calcul avec la méthode de superposition (indice (S)) est conforme à l'équation (18) $I_{kG(S)}'' = (0,759 - j4,889) \text{ kA}$;

$I_{kG(S)}'' = 4,948 \text{ kA}$. L'approximation de I_{kG}'' est inférieure d'environ 1 % à la valeur $I_{kG(S)}''$.

Si la tension aux bornes de l'alternateur est différente de U_{rG} , il peut être alors nécessaire d'introduire l'équation $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ au lieu de U_{rG} dans les équations (20), (21) et (22). On obtiendra alors le courant de court-circuit maximal si la tension U_G atteint la limite supérieure $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ [17].

2.2.3 Facteurs de correction pour les groupes de production avec changeur de prise en charge

2.2.3.1 Facteur de correction d'impédance K_S

La détermination du facteur de correction d'impédance K_S (CEI 60909-0, équation (22)) pour les groupes de production avec changeur de prise en charge conformément à la figure 5 est basée sur la représentation indiquée à la figure 6a avec le rapport de transformation t du transformateur $t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$.

If R_G is very small compared to X_d'' ($R_G \ll X_d''$) the following approximation can be applied:

$$K_G \approx \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + (I_G / I_{rG}) x_d'' \sin \varphi_G} \quad (21)$$

The per unit (p.u.) value of X_d'' is introduced with $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ and $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ (IEC 60909-0, 3.6.1).

The maximum short-circuit current I_{kG}'' is found if the denominator of the second part of the right side of equation (21) reaches the maximum. Normally this will be the case at the point of rated operation (S_{rG} , U_{rG} , $\cos \varphi_{rG}$) or in its vicinity if the extreme overexcited operation with $Q > Q_r$ is excluded. Thus, it seems acceptable to choose $I_G = I_{rG}$ and $\sin \varphi_G = \sin \varphi_{rG}$.

By introducing $c = c_{\max}$ the approximation of equation (21) then assumes the following form:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (22)$$

Example:

$$S_{rG} = 10 \text{ MVA}$$

$$U_{rG} = 10,5 \text{ kV}$$

$$\cos \varphi_{rG} = 0,8$$

$$x_d'' = 0,12$$

The generator feeds a network with the nominal voltage $U_n = 10 \text{ kV}$ (see figure 3).

A calculation of the maximum partial short-circuit current according to the right side of equation (19) with $K_G = 0,977$ found from equation (22) with $c_{\max} = 1,1$ (IEC 60909-0, table 1), leads to $I_{kG}'' = 4,900 \text{ kA}$.

From a calculation with the superposition method (index (S)) according to equation (18) the short-circuit current $I_{kG(S)}'' = (0,759 - j4,889) \text{ kA}$; $I_{kG(S)}'' = 4,948 \text{ kA}$ is found. The approximation value I_{kG}'' is about 1 % smaller than the value $I_{kG(S)}''$.

If the terminal voltage of the generator is different from U_{rG} , then it may be necessary to introduce $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$ instead of U_{rG} to the equations (20), (21) and (22). Then the maximum short-circuit current is found with the voltage U_G at the upper limit $U_G = U_{rG}(1 + p_G)$ [17].

2.2.3 Correction factors for power station units with on-load tap changer

2.2.3.1 Impedance correction factor K_S

The determination of the impedance correction factor K_S (IEC 60909-0, equation (22)) for power-station units with on-load tap-changer according to figure 5 is based on the representation given in figure 6a with the transformation ratio t of the unit transformer $t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$.

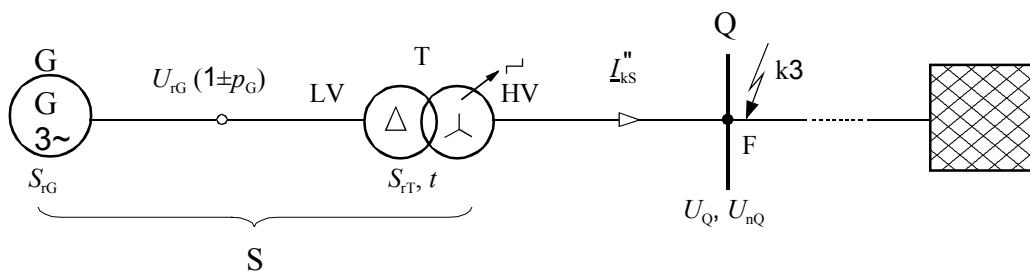


Figure 5 – Courant de court-circuit symétrique partiel I_{kS}'' d'un groupe de production S, côté haute tension d'un transformateur avec changeur de prise en charge

Le rapport de transformation assigné du transformateur peut être supérieur au rapport de U_{nQ} divisé par U_{rG} : $t_r \geq U_{nQ} / U_{rG}$.

Si on utilise la méthode de substitution (semblable à la figure 4), les deux courants I_S (figure 6a) et I_{kSU}'' sont obtenus comme suit.

$$I_S = \frac{1}{t} \cdot I_G = \frac{1}{t} \cdot \frac{E'' - \underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV}} \quad (23)$$

Le courant I_{kSU}'' est obtenu par l'introduction de $\underline{U}_Q / \sqrt{3}$ dans le sens opposé de l'emplacement F du court-circuit pour $E'' = 0$.

$$I_{kSU}'' = \frac{\underline{U}_Q / \sqrt{3}}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV})} \quad (24)$$

avec le rapport de transformation $t = \underline{U}_Q / \underline{U}_{Ti} = U_Q / U_{Ti}$ (figure 6a) et l'impédance $\underline{Z}_{TLV}$ dépendant du rapport de transformation t .

Le courant de court-circuit partiel $I_{kS(S)}''$ côté haute tension du transformateur est trouvé par la méthode de substitution (S) comme suit:

$$I_{kS(S)}'' = I_S + I_{kSU}'' = \frac{t(E'' - \underline{U}_{Ti} / \sqrt{3})}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV})} + \frac{t \underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV})} = \frac{1}{t} \cdot \frac{t_r^2 E''}{t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}} \quad (25)$$

avec $\underline{Z}_{THV} = t_r^2 \underline{Z}_{TLV}$.

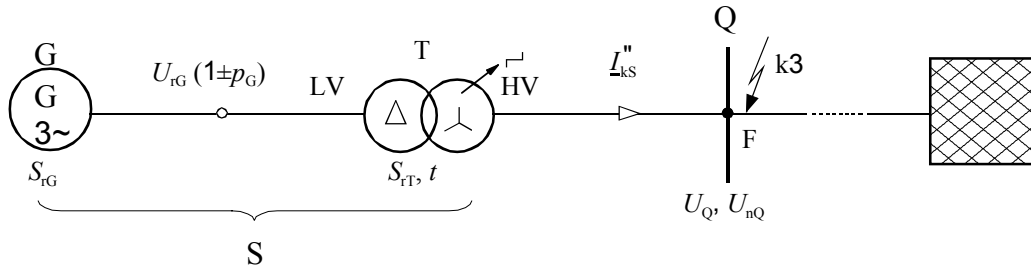


Figure 5 – Partial symmetrical short-circuit current I''_{kS} of a power-station unit S, at the high-voltage side of a unit transformer with on-load tap-changer

The rated transformation ratio of the unit transformer may be higher than the quotient of U_{nQ} divided by U_{rG} : $t_r \geq U_{nQ} / U_{rG}$.

Using the superposition method (similar to figure 4), both the currents I_S (figure 6a) and I''_{kSU^b} are derived as follows.

$$I_S = \frac{1}{t} \cdot I_G = \frac{1}{t} \cdot \frac{E'' - \underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV}} \quad (23)$$

The current I''_{kSU^b} is found by the introduction of $\underline{U}_Q / \sqrt{3}$ in the opposite direction at the short-circuit location F at $E'' = 0$.

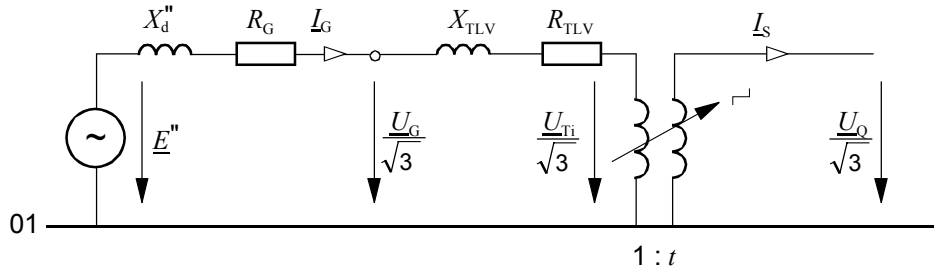
$$I''_{kSU^b} = \frac{\underline{U}_Q / \sqrt{3}}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV})} \quad (24)$$

with the transformation ratio $t = \underline{U}_Q / \underline{U}_{Ti} = U_Q / U_{Ti}$ (figure 6a) and the impedance $\underline{Z}_{TLV}$ depending on the transformation ratio t .

The partial short-circuit current $I''_{kS(S)}$ at the high-voltage side of the unit transformer is found with the superposition method (S) as follows:

$$I''_{kS(S)} = I_S + I''_{kSU^b} = \frac{t(E'' - \underline{U}_{Ti} / \sqrt{3})}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV})} + \frac{t \underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV})} = \frac{1}{t} \cdot \frac{t_r^2 E''}{t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}} \quad (25)$$

with $\underline{Z}_{THV} = t_r^2 \underline{Z}_{TLV}$.



$$t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$$

$$\underline{U}_Q = t \underline{U}_{Ti}$$

$$\underline{I}_S = (1/t) \underline{I}_G$$

Figure 6a – Schéma de circuit équivalent dans un réseau direct avec $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$

$$\text{et } \underline{Z}_{TLV} = R_{TLV} + jX_{TLV}$$

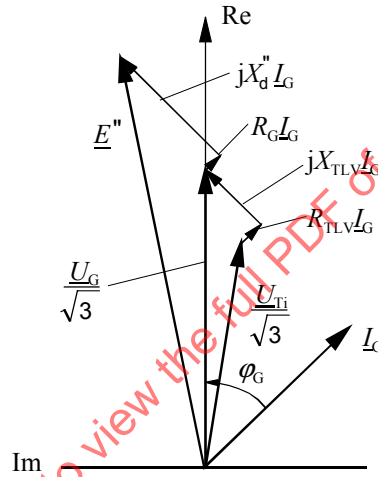


Figure 6b – Diagramme de phase en cas de fonctionnement en surexcitation avec U_G, I_G, φ_G

Figure 6 – Simulation d'un groupe de production avec changeur de prise en charge

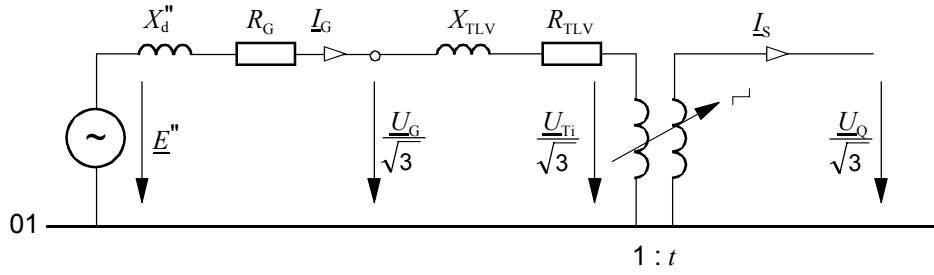
Si on ne connaît pas la charge du réseau, on ne peut connaître ni la tension U_Q ni le rapport de transformation $t = U_Q / U_{Ti}$ du transformateur ($t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$).

On calcule la tension interne $\underline{E}''$ de l'alternateur à partir de la figure 6b en fonction de $\underline{U}_G / \sqrt{3}$ et du courant $\underline{I}_G = I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$ avant le court-circuit, côté haute tension du transformateur (figure 5):

$$\underline{E}'' = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} + \underline{I}_G \underline{Z}_G = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 + \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G) \right] \quad (26)$$

On peut remplacer le rapport de transformation par $t = \underline{U}_Q / \underline{U}_{Ti}$ en prenant la valeur $\underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}$ obtenue à partir du diagramme de phase représenté à la figure 6b.

$$\begin{aligned} \frac{\underline{U}_{Ti}}{\sqrt{3}} &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} - \underline{I}_G \underline{Z}_{TLV} \\ &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 - \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_{TLV} \cos \varphi_G + X_{TLV} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X_{TLV} \cos \varphi_G - R_{TLV} \sin \varphi_G) \right] \quad (27) \end{aligned}$$



$$t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$$

$$\underline{U}_Q = t \underline{U}_{Ti}$$

$$\underline{I}_S = (1/t) \underline{I}_G$$

Figure 6a – Equivalent circuit diagram in the positive-sequence system with $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$

and $\underline{Z}_{TLV} = R_{TLV} + jX_{TLV}$

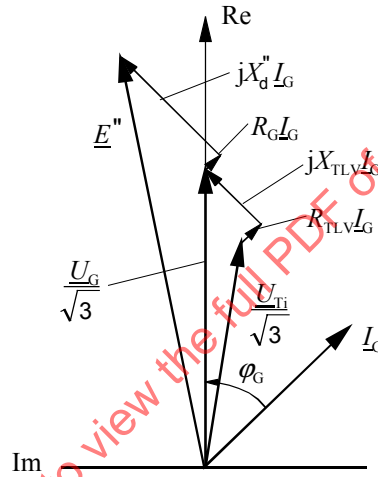


Figure 6b – Phasor diagram for overexcited operation with U_G , I_G , φ_G

Figure 6 – Simulation of a power-station unit with on-load tap-changer

Without knowing the load flow in the network, neither the voltage U_Q nor the transformation ratio $t = U_Q / U_{Ti}$ of the unit transformer ($t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$) can be known.

The internal voltage $\underline{E}''$ of the generator is found from figure 6b, depending on $\underline{U}_G / \sqrt{3} = U_G / \sqrt{3}$ and $\underline{I}_G = I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$ before the short circuit at the high-voltage side of the unit transformer (figure 5):

$$\underline{E}'' = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} + \underline{I}_G \underline{Z}_G = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 + \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G) \right] \quad (26)$$

The transformation ratio can be substituted by $t = \underline{U}_Q / \underline{U}_{Ti}$ with $\underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}$ found from the phasor diagram in figure 6b.

$$\begin{aligned} \frac{\underline{U}_{Ti}}{\sqrt{3}} &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} - \underline{I}_G \underline{Z}_{TLV} \\ &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 - \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_{TLV} \cos \varphi_G + X_{TLV} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X_{TLV} \cos \varphi_G - R_{TLV} \sin \varphi_G) \right] \quad (27) \end{aligned}$$

Si on introduit $\underline{E}''$ obtenu par l'équation (26) et à l'aide de $\underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}$ obtenu dans l'équation (27) ainsi que la source de tension équivalente $cU_{nQ} / \sqrt{3}$ au point de court-circuit F (le même que le point de connexion Q de la figure 5), on obtient l'équation suivante:

$$\underline{I}_{kS(S)}'' = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}(t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV})K_S} \quad (28)$$

avec $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$

$$\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$$

$$\underline{Z}_{THV} = t_r^2 \underline{Z}_{TLV}$$

(sans facteur de correction d'impédance K_T) et

$$K_S = \frac{U_{nQ}U_Q}{U_G^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_{TLV} \cos \varphi_G + X_{TLV} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_{TLV} \cos \varphi_G - R_{TLV} \sin \varphi_G)} \quad (29)$$

On peut supposer que $R_G \ll X_d''$ et $R_{TLV} \ll X_{TLV}$. L'équation (29) donne alors l'approximation suivante si $U_G = U_{rG}$ est valable:

$$K_S \approx \frac{U_{nQ}U_Q}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{\sqrt{1 + 2x_d'' \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right) \sin \varphi_G + x_d''^2 \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - 2x_T \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right) \sin \varphi_G + x_T^2 \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2}} \quad (30)$$

avec $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$

$x_T = X_T / Z_{rT}$ et

$Z_{rG} = Z_{rT} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ pour $U_{rG} = U_{rTLV}$ et $S_{rG} = S_{rT}$.

Pour un grand nombre de groupes de production avec changeur de prise en charge, des études ont montré que comme dans le cas des alternateurs directement raccordés au réseau, le courant de court-circuit $I_{kS(S)}''$ atteint la valeur maximale dans beaucoup de cas si le groupe fonctionne à sa valeur assignée avant le court-circuit [7], [11], [16], [17]. On donne des informations en [22]. 24 unités de production parmi les 47 à l'étude avec $S_{rG} = 32$ MVA ... 1 640 MVA ont leurs courants maximaux de court-circuit s'il fonctionnent à leur valeur assignée S_{rG} avant le court-circuit. 16 autres unités de production si elles fonctionnent pour $Q > Q_{rG}$ dans la zone de surexcitation. Dans seulement les sept cas restants, le courant de court-circuit maximal est supposé après fonctionnement en sous-excitation. Dans six de ces sept cas $x_T > x_d''$ est valable ($S_{rG} = 32$ MVA ... 147 MVA).

La figure 7 donne un exemple de ces études avec un courant de court-circuit maximal provenant de l'alternateur après fonctionnement aux conditions assignées avant le court-circuit. Le courant de court-circuit maximal $I_{kS(S)}''$ est atteint pour la valeur la plus faible de U_Q côté haute tension du transformateur avec changeur de prise en charge. Il a été supposé qu'il était suffisant de prendre U_{nQ} comme étant la valeur la plus basse pendant le fonctionnement normal.

Introducing $\underline{E}''$ from equation (26), $\underline{U}_{Ti} / \sqrt{3}$ from equation (27) and the equivalent voltage source $cU_{nQ} / \sqrt{3}$ at the short-circuit location F (equal to the connection point Q in figure 5), the following equation can be found:

$$\underline{I}_{kS(S)}'' = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}(t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \underline{K}_S} \quad (28)$$

with $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$

$$\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$$

$$\underline{Z}_{THV} = t_r^2 \underline{Z}_{TLV}$$

(without impedance correction factor K_T) and

$$\underline{K}_S = \frac{U_{nQ} U_Q}{U_G^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_{TLV} \cos \varphi_G + X_{TLV} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X_{TLV} \cos \varphi_G - R_{TLV} \sin \varphi_G)} \quad (29)$$

It can be assumed that $R_G \ll X_d''$ and $R_{TLV} \ll X_{TLV}$. Equation (29) then leads to the following approximation if $U_G = U_{rG}$ is valid:

$$K_S \approx \frac{U_{nQ} U_Q}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{\sqrt{1 + 2x_d'' \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right) \sin \varphi_G + x_d''^2 \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - 2x_T \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right) \sin \varphi_G + x_T^2 \left(\frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2}} \quad (30)$$

with $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$

$x_T = X_T / Z_{rT}$ and

$Z_{rG} = Z_{rT} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ at $U_{rG} = U_{rTLV}$ and $S_{rG} = S_{rT}$.

The investigations for a large number of power-station units with on-load tap-changer have shown that, similar to the case of generators directly connected to the network, the short-circuit current $I_{kS(S)}$ reaches its maximum in many cases if the power-station unit is operated at its rated point before the short circuit [7], [11], [16], [17]. Details are given in [22]. 24 power-station units out of the 47 under consideration with $S_{rG} = 32$ MVA ... 1 640 MVA have their maximum partial short-circuit currents if they are operated at their rated point $\underline{S}_{rG}$ before the short circuit. Further 16 power-station units if they are operated at $Q > Q_{rG}$ in the over-excited region. Only in the remaining seven cases the maximum short-circuit current is to be expected after underexcited operation. In six of these seven cases, $x_T > x_d''$ is valid ($S_{rG} = 32$ MVA ... 147 MVA).

Figure 7 gives one example from these investigations with maximum short-circuit current from the generator after operation at rated conditions before the short circuit. The maximum short-circuit current $I_{kS(S)}''$ is reached for the lowest value U_Q at the high-voltage side of the unit transformer with on-load tap-changer. It was assumed that it is sufficient to take U_{nQ} as the lowest value during normal operation.

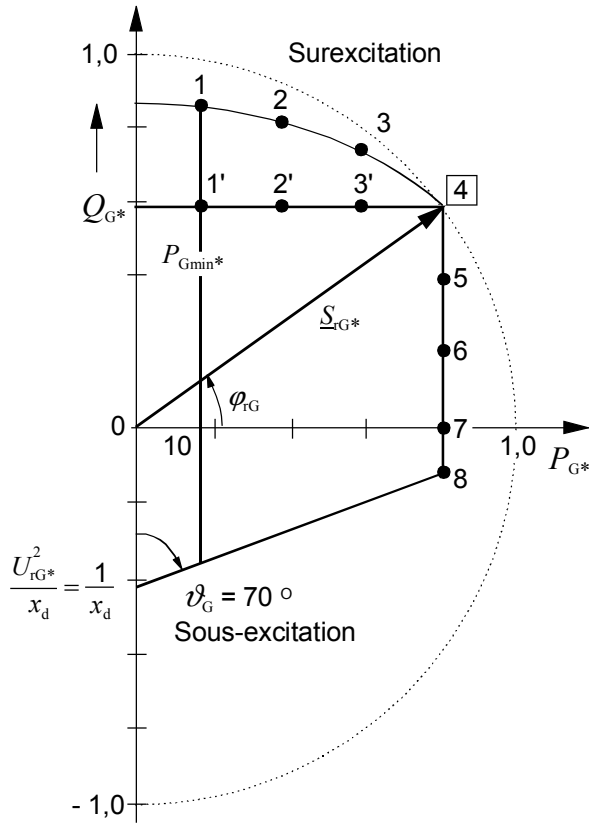


Figure 7a – Diagramme de puissance de turboalternateur avec limites de surexcitation et de sous-excitation

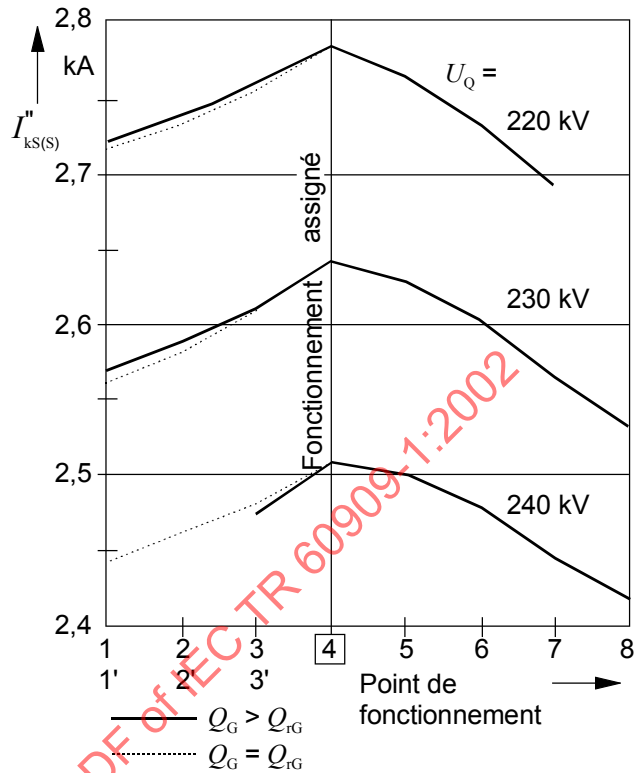


Figure 7b – Courants de court-circuit partiels trouvés par la méthode de superposition (S) avec l'équation (28) et K_S issu de l'équation (30)

Exemple: $S_{rG} = S_{rT} = 395 \text{ MVA}$
 $U_{rG} = 21 \text{ kV}$
 $\cos \varphi_{rG} = 0,8$
 $x_d'' = 0,25$
 $x_d = 2,38$

$P_{G \min} = 0,2 P_{rG}$
 $U_{rTHV} = 245 \text{ kV}$
 $U_{rTLV} = 21 \text{ kV}$
 $t = U_{rTHV} (1 \pm 0,112) / U_{rTLV}$
 $u_{kr} = 15\% ; u_{k+} = 15,8\% ; u_{k-} = 14,5\% ; U_{nQ} = 220 \text{ kV}$

Figure 7 – Courant de court-circuit partiel d'un groupe de production trouvé par la méthode de superposition

Une simplification supplémentaire de l'équation (30) donne

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \varphi_{rG}} \quad (31)$$

car on peut supposer que $U_Q = U_{nQ}$ donne le courant de court-circuit partiel le plus élevé $I''_{ks(S)}$ (voir la figure 7 et les autres exemples indiqués en [7], [11], [16], [17] et [22]).

Comme on ne connaît pas la tension de pré court-circuit U_Q et la position réelle du changeur de prise en charge, la CEI 60909-0 propose d'utiliser l'équation suivante pour calculer le courant de court-circuit partiel:

$$I''_{ks} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 Z_G + Z_{THV}) K_S} \quad (32)$$

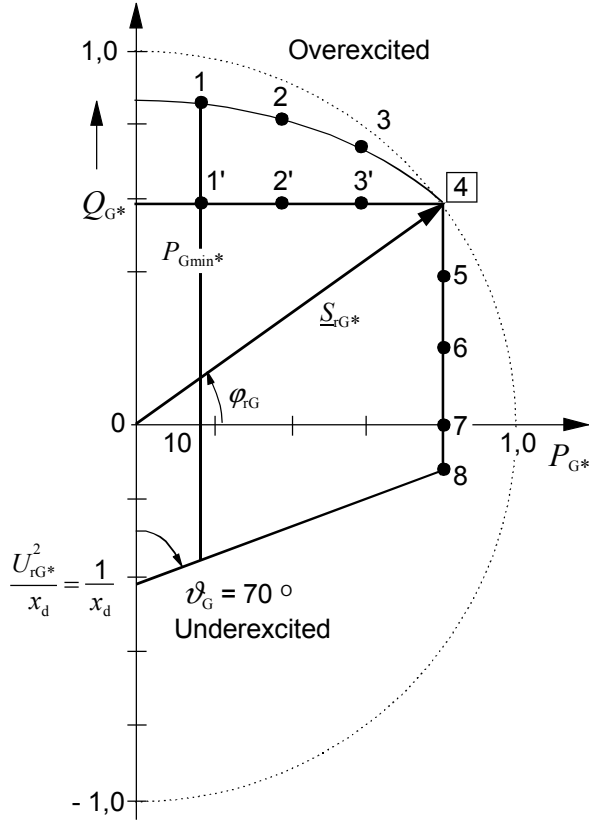


Figure 7a – Power chart of a turbine generator with limits for over- and underexcited operation

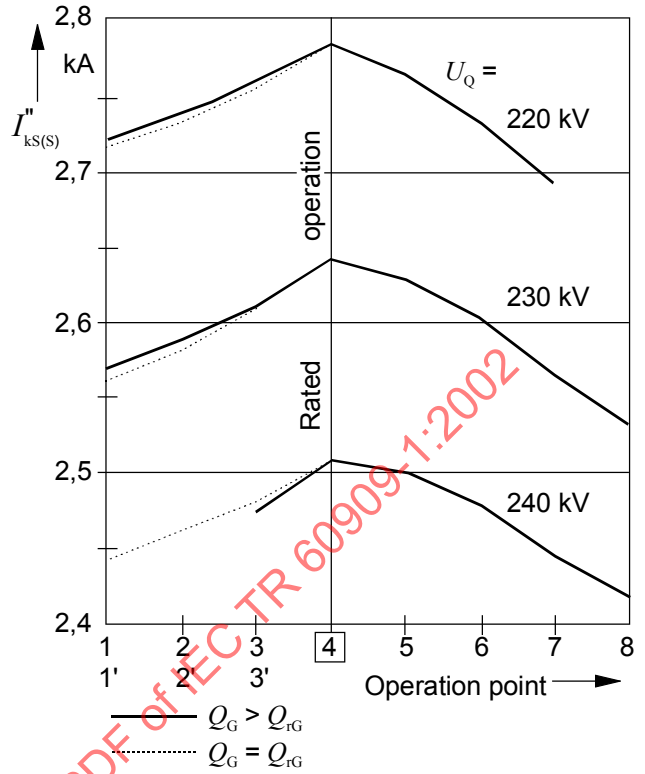


Figure 7b – Partial short-circuit currents found with the superposition method (S) from equation (28) together with K_s from equation (30)

Example:

$$S_{rG} = S_{rT} = 395 \text{ MVA}$$

$$U_{rG} = 21 \text{ kV}$$

$$\cos \phi_{rG} = 0,8$$

$$x_d' = 0,25$$

$$x_d = 2,38$$

$$P_{G \min} = 0,2 P_{rG}$$

$$U_{rTHV} = 245 \text{ kV}$$

$$U_{rTLV} = 21 \text{ kV}$$

$$t = U_{rTHV} (1 \pm 0,112) / U_{rTLV}$$

$$u_{kr} = 15 \% ; u_{k+} = 15,8 \% ; u_{k-} = 14,5 \% ; U_{nQ} = 220 \text{ kV}$$

Figure 7 – Partial short-circuit current of a power station unit found with the superposition method

A further simplification of equation (30) leads to

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \phi_{rG}} \quad (31)$$

because $U_Q = U_{nQ}$ can be presumed to give the highest partial short-circuit current $I''_{ks(S)}$ (see figure 7 and other examples given in [7], [11], [16], [17] and [22]).

Because the pre-short-circuit voltage U_Q and the actual position of the on-load tap-changer are not known, IEC 60909-0 proposes the use of the following equation for the calculation of the partial short-circuit current:

$$I''_{ks} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 Z_G + Z_{THV}) K_S} \quad (32)$$

avec K_S tiré de l'équation (31) et Z_{THV} de l'équation (32) comme l'impédance du transformateur, calculé à partir de u_{kr} , voir la CEI 60909-0, 3.3.1. Ce n'est que si on connaît bien la tension minimale de fonctionnement $U_{Q\min} > U_{nQ}$ côté haute tension du transformateur dû à une longue expérience en service que l'on est alors autorisé à utiliser le produit $U_{nQ}U_{Q\min}$ au lieu de U_{nQ}^2 dans l'équation (31), voir la CEI 60909-0, 3.7.1.

On suppose que la tension de fonctionnement aux bornes de l'alternateur est égale à U_{rG} . Si la tension U_G est en permanence plus élevée que U_{rG} , alors il convient d'introduire $U_{G\max} = U_{rG}(1 + p_G)$ au lieu de U_{rG} , avec par exemple $p_G = 0,05$ [17].

Pour démontrer l'efficacité du facteur de correction d'impédance obtenu K_S dans l'équation (31), la figure 8 représente la fréquence cumulée H des écarts Δ_S , trouvée par les calculs simplifiés conformes à la CEI 60909-0 en comparaison des valeurs trouvées par la méthode de superposition, pour les 47 groupes de production avec changeur de prise en charge du transformateur [22] et [23].

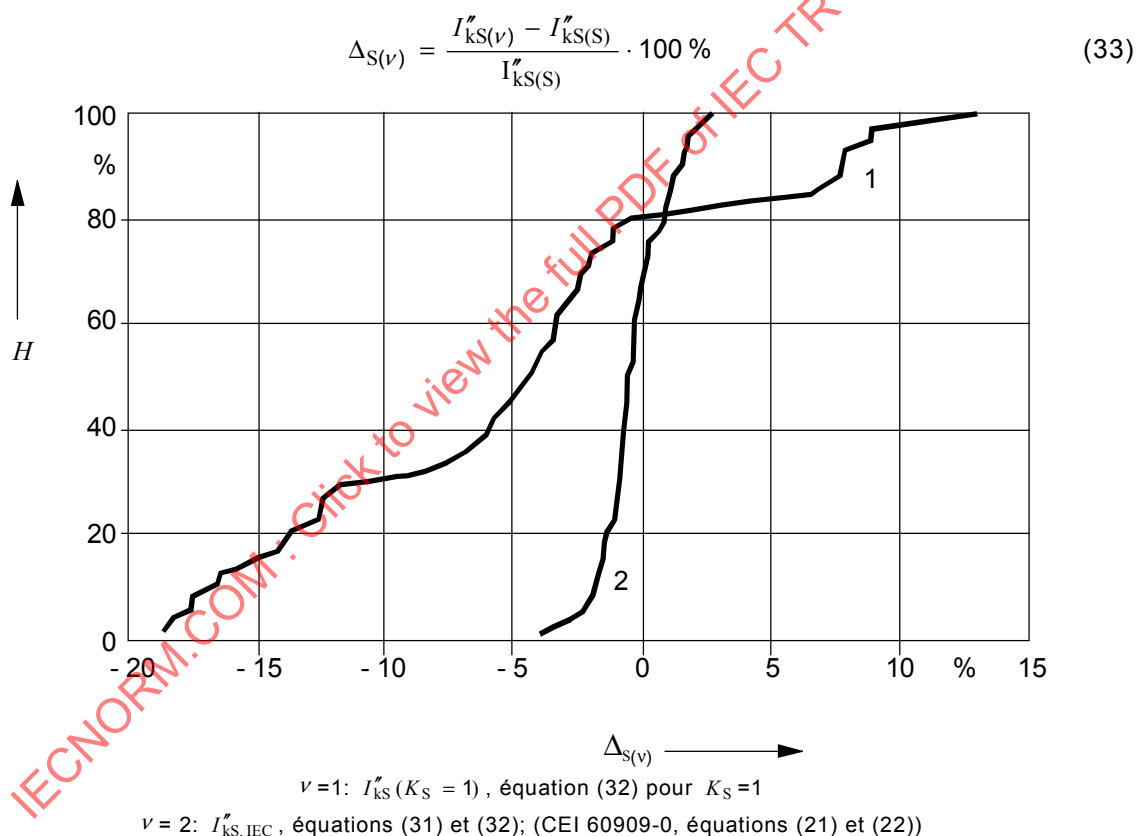


Figure 8 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (33) [22] et [23]

La courbe 1 de la figure 8 démontre la nécessité d'introduire un facteur de correction d'impédance pour l'impédance des groupes de production en même temps que la source de tension équivalente, car sinon approximativement 50 % des cas conduirait à des résultats situés du côté des valeurs par défaut (non sécurisé) (écarts supérieurs à -5%).

Le facteur de correction d'impédance simplifié dans l'équation (31) donne une approximation suffisante du courant de court-circuit partiel maximal $I''_{kS,IEC}$ (courbe 2 à la figure 8). Tous les résultats se situent dans la zone $\Delta_S = \pm 5\%$. Les aspects sécurité et économie sont suffisamment atteints, si K_S est utilisé.

with K_S from equation (31) and Z_{THV} in equation (32) as the impedance of the unit transformer, calculated from u_{kr} , see IEC 60909-0, 3.3.1. Only if the minimum operating voltage $U_{Q\min} > U_{nQ}$ at the high-voltage side of the unit transformer is well known from long-term operating experience, then the use of the product $U_{nQ}U_{Q\min}$ instead of U_{nQ}^2 in equation (31) is allowed, see IEC 60909-0, 3.7.1.

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 $U_{G\max} = U_{rG}(1 + p_G)$ should be introduced instead of U_{rG} , with, for instance, $p_G = 0,05$ [17].

In order to demonstrate the efficiency of the derived impedance correction factor K_S in equation (31), figure 8 gives the cumulative frequency H of the deviations Δ_S , found with the simplified calculations in accordance to IEC 60909-0 in comparison to the values found with the superposition method, for 47 power-station units with on-load tap-changer of the unit transformer [22] and [23].

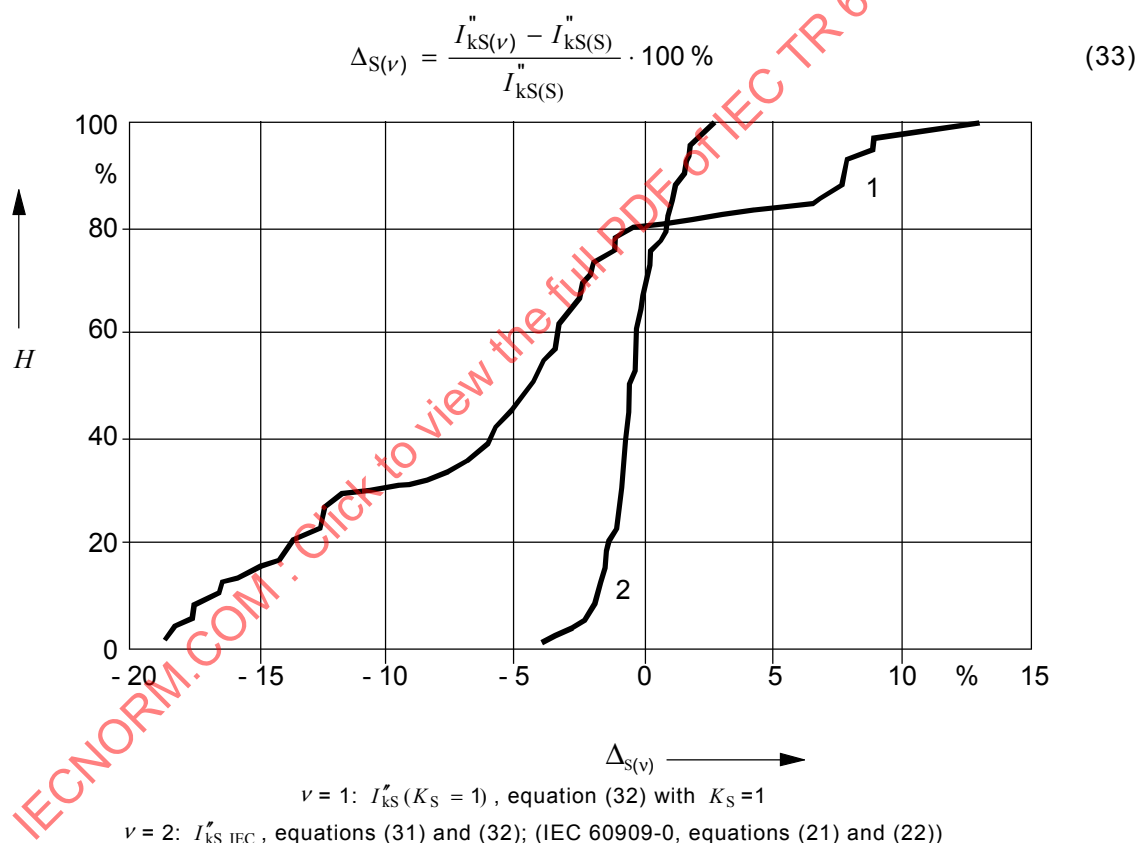


Figure 8 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (33) [22] and [23]

Curve 1 of figure 8 demonstrates the necessity for the introduction of an impedance correction factor for the impedance of power-station units together with the equivalent voltage source, because otherwise approximately 50 % of the cases would lead to results on the non-conservative (unsafe) side (deviations more than -5%).

The simplified impedance correction factor in equation (31) leads to a sufficient approximation for the maximum partial short-circuit current $I_{kS, IEC}''$ (curve 2 in figure 8). All the results are within the region $\Delta_S = \pm 5\%$. Safety and economical aspects are sufficiently met, if K_S is used.

En tenant compte que le transformateur auxiliaire AT à la figure 9 à une puissance apparente d'à peu près $S_{rAT} \approx 0,1S_{rG}$ pour les stations de production de vapeur (la puissance auxiliaire nécessaire dans les stations d'hydro-pompage est nettement inférieure à celles des stations de production de vapeur) et que la charge moteur en fonctionnement continu atteint uniquement une valeur d'environ $0,6 S_{rAT}$ et qu'en outre U_Q est normalement plus élevée que U_{nQ} pendant le fonctionnement en surexcitation au point de fonctionnement assigné ou dans ses environs, il devient alors clair qu'il n'est pas nécessaire de tenir compte de l'influence des moteurs auxiliaires au courant de courts-circuits partiels I''_{kS} ou I''_{kS0} (voir la CEI 60909-0, équations (21) et (23)) côté haute tension du transformateur. Dans la CEI 60909-4, 5.3.1, on montre que les moteurs moyenne et basse tensions ne participent pas à plus de 5 % au courant de court-circuit partiel I''_{kS} .

Cette situation se modifie dans des cas particuliers, par exemple quand des turbines à gaz sont de plus connectées au jeu de barres auxiliaire dans d'autres situations qu'en cas de danger.

2.2.3.2 Facteurs de correction $K_{G,S}$ et $K_{T,S}$

La figure 9 indique la conception de principe d'un groupe de production avec changeur de prise en charge du transformateur et d'un transformateur auxiliaire (AT). La tension aux bornes U_G de l'alternateur sera en général dans ce cas égale à U_{rG} (= constante). Le rapport de transformation pendant le fonctionnement $t = U_{rTHV}(1 \pm p_T)/U_{rTLV}$ est souvent différent de $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ pour la position principale du changeur de prise en charge. L'impédance des liaisons du jeu de barre avec l'alternateur, le transformateur et le transformateur auxiliaire sont négligées.

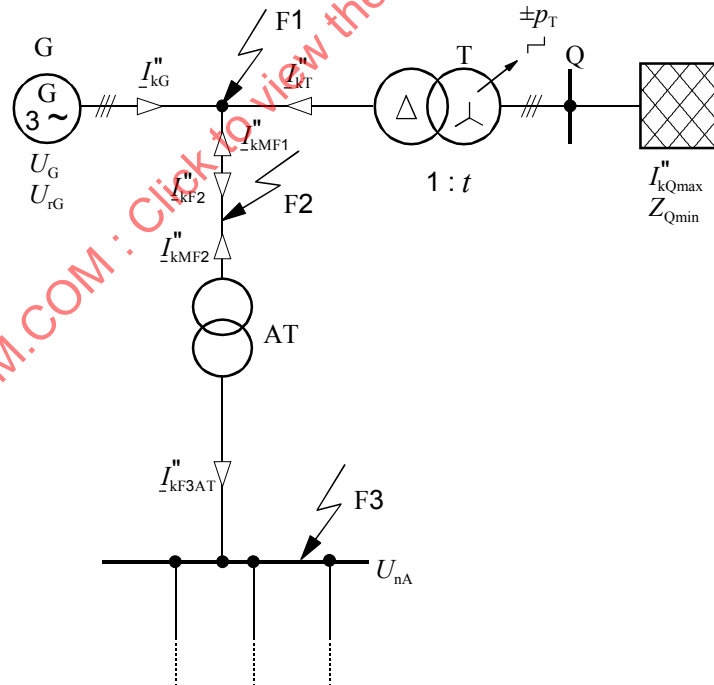


Figure 9 – Groupe de production avec chargeur de prise en charge et transformateur auxiliaire F1, F2, F3: emplacements de courts-circuits ($I''_{kMF1} = I''_{kMF2}$)

Taking into account that the auxiliary transformer AT in figure 9 has an apparent power of approximately $S_{rAT} \approx 0,1S_{rG}$ in steam power stations (the needed auxiliary power in hydro power stations is much smaller than in steam power stations) and that the motor load during continuous operation reaches a value of about only $0,6S_{rAT}$ and, furthermore, that U_Q is normally higher than U_{nQ} during overexcited operation at the rated operation point or in its vicinity, then it becomes clear that it is not necessary to take care of the influence of the auxiliary motors to the partial short-circuit current I''_{ks} or I''_{kSO} (see IEC 60909-0, equations (21) and (23)) at the high-voltage side of the unit transformer. In IEC 60909-4, 5.3.1, it is shown that the medium- and low-voltage motors do not contribute more than 5 % to the partial short-circuit current I''_{ks} .

This situation may change in special cases, for instance, where gas-turbine units are additionally connected to the auxiliary busbar at other than during emergency situations.

2.2.3.2 Correction factors $K_{G,S}$ and $K_{T,S}$

Figure 9 gives the principle for the design of a power station unit with on-load tap-changer of the unit transformer and an auxiliary transformer (AT). The terminal voltage U_G of the generator in general will be equal to U_{rG} (= constant) in this case. The transformation ratio during operation $t = U_{rTHV}(1 \pm p_T)/U_{rTLV}$ is often unequal to $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ at the main position of the on-load tap-changer. The impedances of the busbar connections between generator, unit transformer and auxiliary transformer are neglected.

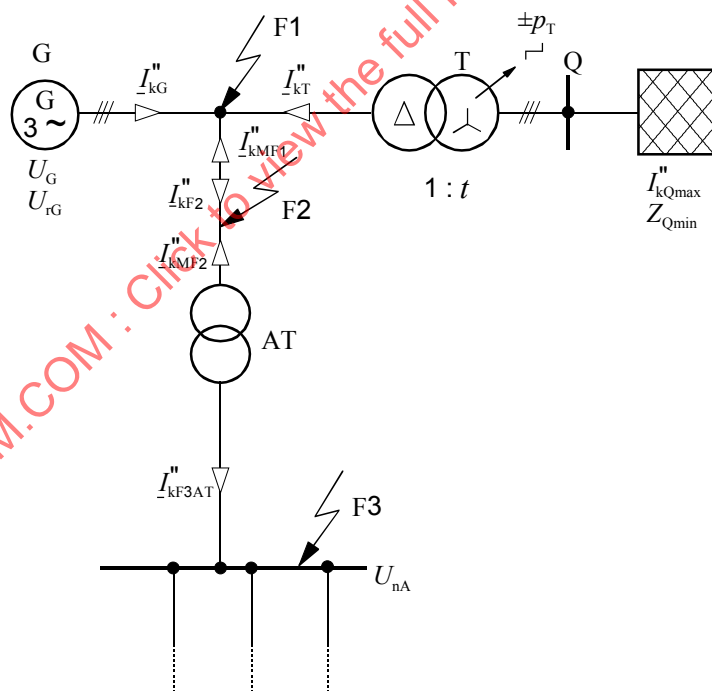


Figure 9 – Power station unit with on-load tap changer and auxiliary transformer
F1, F2, F3: short-circuit locations ($I''_{kMF1} = I''_{kMF2}$)

Les courants de court-circuit $\underline{I}_{kG}''$ et $\underline{I}_{kT}''$ ainsi que le courant de court-circuit partiel $\underline{I}_{kF2}''$ peuvent être calculés par la méthode de superposition (S) comme suit:

$$\underline{I}_{kG(S)}'' = \underline{I}_G + \underline{I}_{kGU}'' \quad (34a)$$

$$\underline{I}_{kT(S)}'' = -\underline{I}_G + \underline{I}_{kTU}'' \quad (35a)$$

$$\underline{I}_{kF2(S)}'' = \underline{I}_{kG(S)}'' + \underline{I}_{kT(S)}'' = \underline{I}_{kGU}'' + \underline{I}_{kTU}'' \quad (36a)$$

Si on introduit $U_G / \sqrt{3}$ et $\underline{I}_G = I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$, on trouve les courants de court-circuit partiels suivants en tenant compte uniquement des réactances au lieu des impédances ($R_G \ll X_d''$; $R_T \ll X_T$) [23].

$$\underline{I}_{kG(S)}'' = I_G \cos \varphi_G - j \left(I_G \sin \varphi_G + \frac{U_G}{\sqrt{3} X_d''} \right) \quad (34b)$$

$$\underline{I}_{kT(S)}'' = -I_G \cos \varphi_G + j \left(I_G \sin \varphi_G - \frac{U_G}{\sqrt{3} \left(X_{TLV} + \frac{1}{t^2} X_Q \right)} \right) \quad (35b)$$

$$\underline{I}_{kF2(S)}'' = \underline{I}_{kG(S)}'' + \underline{I}_{kT(S)}'' = j \frac{U_G}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{X_d''} + \frac{1}{X_{TLV} + \frac{1}{t^2} X_Q} \right) \quad (36b)$$

Dans le cas de changeur de prise en charge du transformateur (figure 9) les valeurs X_{TLV} , t , I_G et $\cos \varphi_G$ peuvent varier. On suppose que U_G est égal à U_{rG} . De l'équation (34b) on obtient pour ces conditions:

$$I_{kG(S)}'' = \frac{E''}{X_d''} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} X_d''} \sqrt{1 + 2x_d'' \frac{I_G}{I_{rG}} \sin \varphi_G + \left(x_d'' \frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2} \quad (34c)$$

Selon la CEI 60909-0, 4.2.1.3 les calculs introduisent le facteur de correction d'impédance $K_{G,S}$:

$$I_{kG}'' = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} K_{G,S} Z_G} \quad [\text{CEI 60909-0, équation (35)}] \quad (37)$$

avec

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad [\text{CEI 60909-0, équation (36)}] \quad (38)$$

La fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{G(v)}$ est indiquée à la figure 10.

$$\Delta_{G(v)} = \frac{I_{kG(v)}'' - I_{kG(S)}''}{I_{kG(S)}''} \cdot 100 \% \quad (39)$$

The partial short-circuit currents I_{kG}'' and I_{kT}'' as well as the partial short-circuit current I_{kF2}'' can be calculated with the superposition method (S) as follows:

$$I_{kG(S)}'' = I_{kG}'' + I_{kGU}'' \quad (34a)$$

$$I_{kT(S)}'' = -I_{kG}'' + I_{kTU}'' \quad (35a)$$

$$I_{kF2(S)}'' = I_{kG(S)}'' + I_{kT(S)}'' = I_{kGU}'' + I_{kTU}'' \quad (36a)$$

If $U_G / \sqrt{3}$ and $I_{kG}'' = I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$ are introduced, the following partial short-circuit currents are found when taking reactances only instead of impedances ($R_G \ll X_d''$; $R_T \ll X_T$) [23].

$$I_{kG(S)}'' = I_G \cos \varphi_G - j \left(I_G \sin \varphi_G + \frac{U_G}{\sqrt{3} X_d''} \right) \quad (34b)$$

$$I_{kT(S)}'' = -I_G \cos \varphi_G + j \left(I_G \sin \varphi_G - \frac{U_G}{\sqrt{3} \left(X_{TLV} + \frac{1}{t^2} X_Q \right)} \right) \quad (35b)$$

$$I_{kF2(S)}'' = I_{kG(S)}'' + I_{kT(S)}'' = j \frac{U_G}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{X_d''} + \frac{1}{X_{TLV} + \frac{1}{t^2} X_Q} \right) \quad (36b)$$

In the case of on-load tap-changer of the unit transformer (figure 9) the quantities X_{TLV} , t , I_G and $\cos \varphi_G$ may change. It is presupposed that U_G is equal to U_{rG} . From equation (34b) it follows under these conditions that:

$$I_{kG(S)}'' = \frac{E''}{X_d''} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} X_d''} \sqrt{1 + 2x_d'' \frac{I_G}{I_{rG}} \sin \varphi_G + \left(x_d'' \frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2} \quad (34c)$$

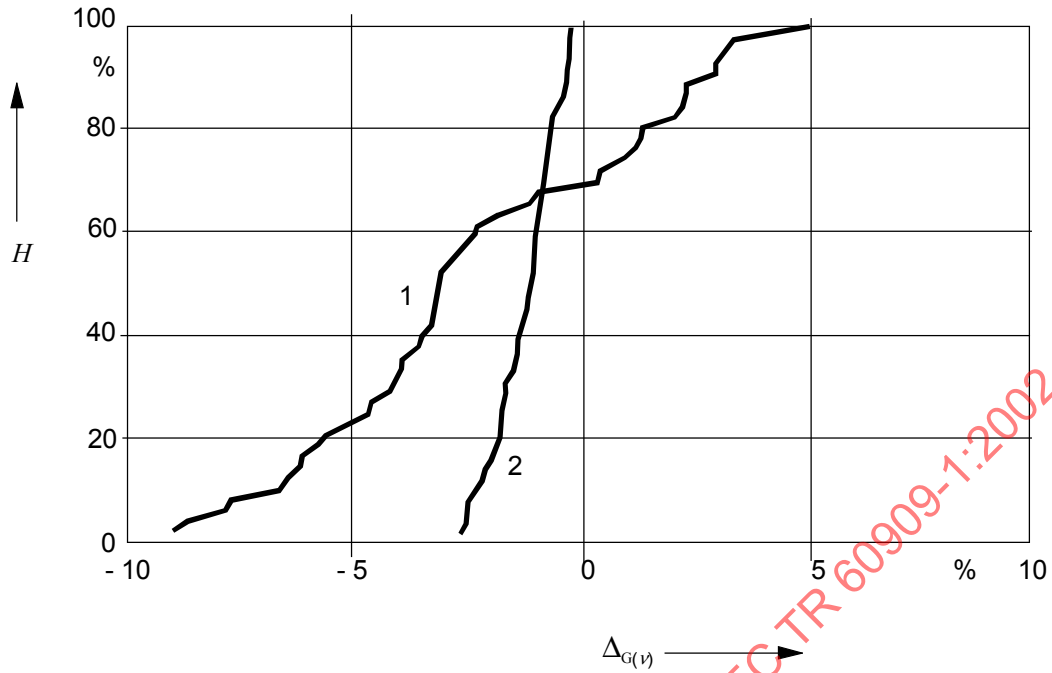
The calculation according to IEC 60909-0, 4.2.1.3, introduces the impedance correction factor $K_{G,S}$:

$$I_{kG}'' = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} K_{G,S} Z_G} \quad [\text{IEC 60909-0, equation (35)}] \quad (37)$$

with
$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad [\text{IEC 60909-0, equation (36)}] \quad (38)$$

The cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{G(v)}$ is given in figure 10.

$$\Delta_{G(v)} = \frac{I_{kG(v)}'' - I_{kG(S)}''}{I_{kG(S)}''} \cdot 100 \% \quad (39)$$



$\nu = 1$: $I''_{kG} (K_{G,S} = 1)$, équation (37) avec $K_{G,S} = 1$

$\nu = 2$: $I''_{kG} = I''_{kG,IEC}$, équations (37) et (38) (CEI 60909-0, équations (35) et (36))

Figure 10 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{T(\nu)}$ selon l'équation (39) pour les courants de court-circuit partiels des alternateurs dans les 47 groupes de production avec chargeur de prise en charge [23]. Emplacement du court-circuit F1 à la figure 9

De l'équation (35b), avec seulement des réactances, on trouve l'expression suivante pour le courant de court-circuit partiel $I''_{kT(S)}$ [24]:

$$I''_{kT(S)} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} \left(X_{TLV} + \frac{1}{t^2} X_Q \right)} \sqrt{1 - 2 \left(x_{TLV} + \frac{1}{t^2} x_Q \right) \frac{I_G}{I_{rG}} \sin \phi_{rG} + \left[\left(x_{TLV} + \frac{1}{t^2} x_Q \right) \frac{I_G}{I_{rG}} \right]^2} \quad (40)$$

avec $X_T = x_T U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$ et $X_Q = x_Q U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$.

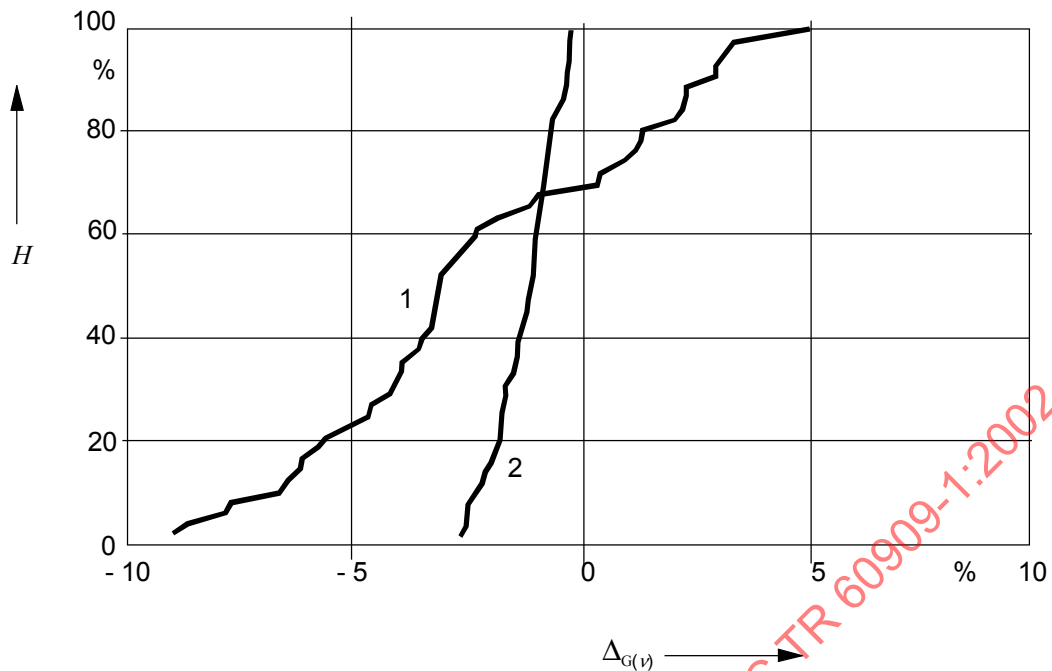
Selon la CEI 60909-0, 4.2.1.3, équation (37), les calculs n'introduisent pas dans ce cas un facteur de correction d'impédance (c'est-à-dire $K_{T,S} = 1$):

$$I''_{kT(\nu)} = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} \left| Z_{TLV} K_{T,S} + \frac{1}{t^2} Z_Q \right|} \quad (41)$$

NOTE Dans la CEI 60909:1988 [28] on avait introduit un facteur de correction d'impédance $K_{T,S} = 1,1$ et un rapport de transformation fictif $t_f = U_{nQ}/U_{rG} \neq t_r$, voir la figure 11, courbe 2.

La fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{T(\nu)}$ est indiquée à la figure 11 pour ces trois cas.

$$\Delta_{T(\nu)} = \frac{I''_{kT(\nu)}}{I''_{kT(S)}} \quad 100 \% \quad (42)$$



$\nu = 1$: $I''_{kG}(K_{G,S} = 1)$, equation (37) with $K_{G,S} = 1$

$\nu = 2$: $I''_{kG} = I''_{kG,IEC}$, equations (37) and (38), (IEC 60909-0, equations (35) and (36))

Figure 10 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{G(\nu)}$ according to equation (39) for partial short-circuit currents of generators in 47 power-station units with on-load tap changer [23]. Short-circuit location F1 in figure 9

From equation (35b), with reactances only, the following expression is found for the partial short-circuit current $I''_{kT(S)}$ [24]:

$$I''_{kT(S)} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} \left(X_{TLV} + \frac{1}{t^2} X_Q \right)} \sqrt{1 - 2 \left(x_{TLV} + \frac{1}{t^2} x_Q \right) \frac{I_G}{I_{rG}} \sin \varphi_{rG} + \left[\left(x_{TLV} + \frac{1}{t^2} x_Q \right) \frac{I_G}{I_{rG}} \right]^2} \quad (40)$$

with $X_T = x_T U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$ and $X_Q = x_Q U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$.

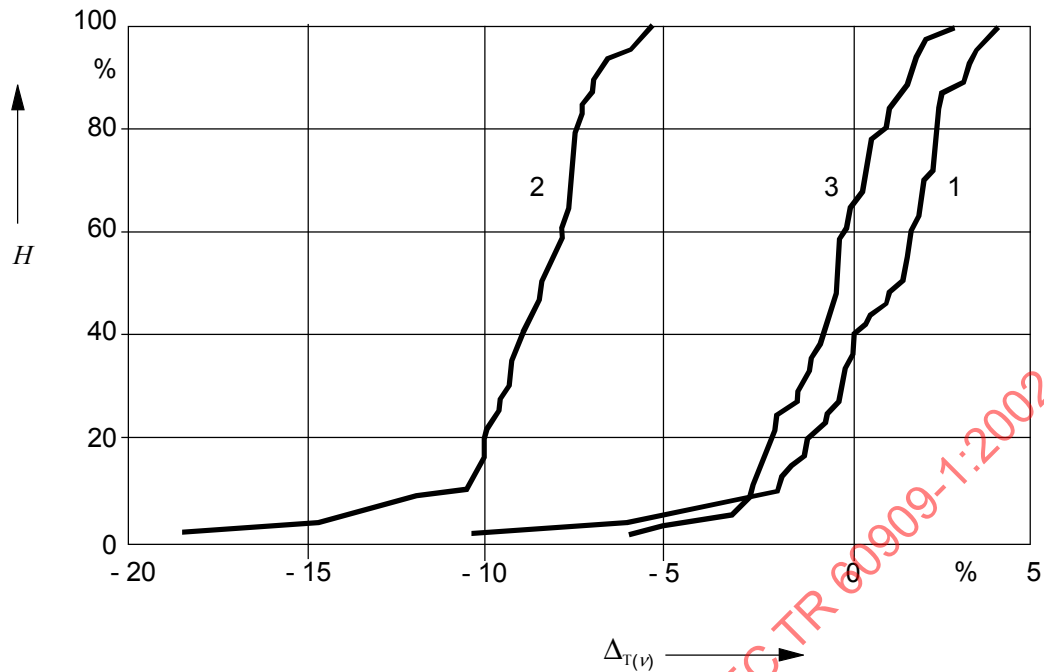
The calculation according to IEC 60909-0, 4.2.1.3, equation (37), does not introduce an impedance correction factor in this case (i.e. $K_{T,S} = 1$):

$$I''_{kT(\nu)} = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} \left| Z_{TLV} K_{T,S} + \frac{1}{t^2} Z_Q \right|} \quad (41)$$

NOTE In IEC 60909:1988 [28] an impedance correction factor $K_{T,S} = 1,1$ and a fictive transformation ratio $t_f = U_{nQ}/U_{rG} \neq t_r$ had been introduced, see figure 11, curve 2.

The cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{T(\nu)}$ is given in figure 11 for three cases.

$$\Delta_{T(\nu)} = \frac{I''_{kT(\nu)} - I''_{kT(S)}}{I''_{kT(S)}} \quad 100 \% \quad (42)$$



$\nu = 1$: $K_{T,S} = 1$; $t = t_r$ (CEI 60909-0, équation (37))

$\nu = 2$: $K_{T,S} = 1,1$; $t = t_r$ (voir Note sous le tableau I de la CEI 60909:1988 [28]. Information pour raisons historiques.)

$\nu = 3$: $*K_{T,S}$ tel que donné dans l'équation (43), $t = t_r$

Figure 11 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{T(\nu)}$ conformément à l'équation (42) pour les courants de court-circuit partiel des transformateurs dans les 47 groupes de production avec chargeur de prise en charge [23] – Emplacement du court-circuit F1 à la figure 9

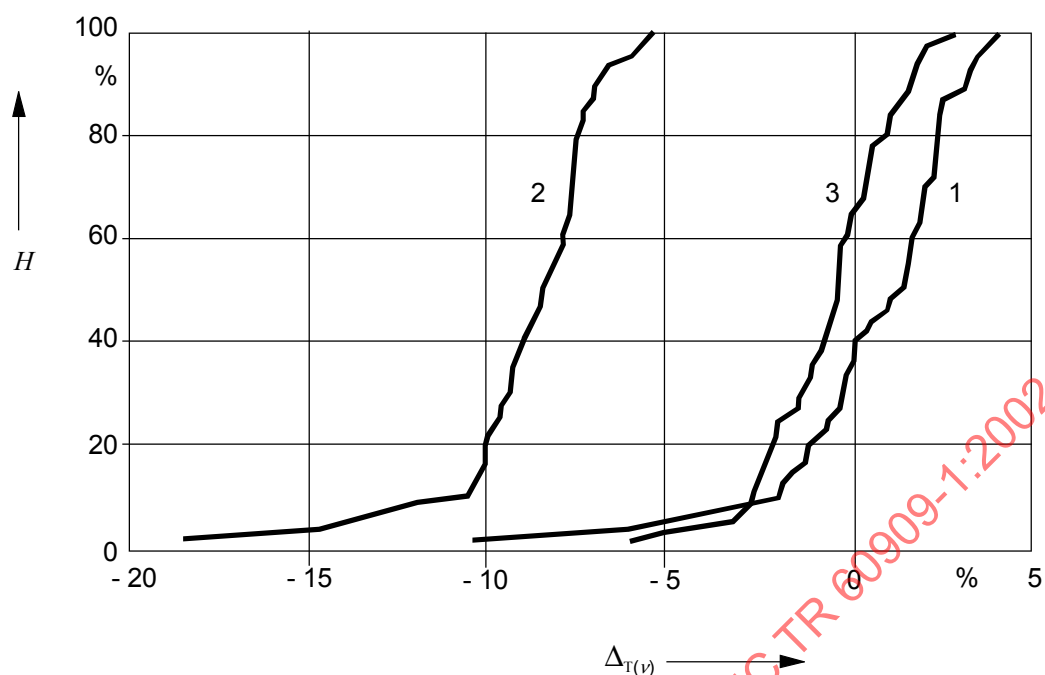
La courbe 3 de la figure 11 est basée sur les calculs effectués sur 47 transformateurs de groupes de production [23] avec une gamme représentative de courants de court-circuit I''_{kQmax} utilisant le facteur de correction d'impédance suivant [23]:

$$*K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 + x_T / x_d} \quad (43)$$

obtenu de l'équation (40) dans des conditions particulières [23] avec x_T la réactance assignée du transformateur avec chargeur de prise en charge correspondant à $Z_{rT} = U_{rTLV} / (\sqrt{3} I_{rTLV})$.

Les résultats de la figure 11 sont valables que le fonctionnement avant le court-circuit se trouve dans la région de surexcitation ou qu'il se trouve dans la région de sous-excitation.

Dans certains cas particuliers, il peut être possible que l'alternateur du groupe de production fonctionne uniquement dans la zone de surexcitation pendant sa durée de vie. On considère alors que les résultats de la figure 12 utilisent les mêmes conditions limites que pour la figure 11.



$\nu = 1$: $K_{T,S} = 1$; $t = t_r$ (IEC 60909-0, equation (37))

$\nu = 2$: $K_{T,S} = 1,1$; $t = t_t$ (see Note below table I of IEC 60909:1988 [28]. This is given for historic reasons)

$\nu = 3$: $*K_{T,S}$ as given in equation (43), $t = t_r$

Figure 11 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{T(\nu)}$ according to equation (42) for the partial short-circuit currents of unit transformers in 47 power station units with on-load tap-changer [23] – Short-circuit location F1 in figure 9

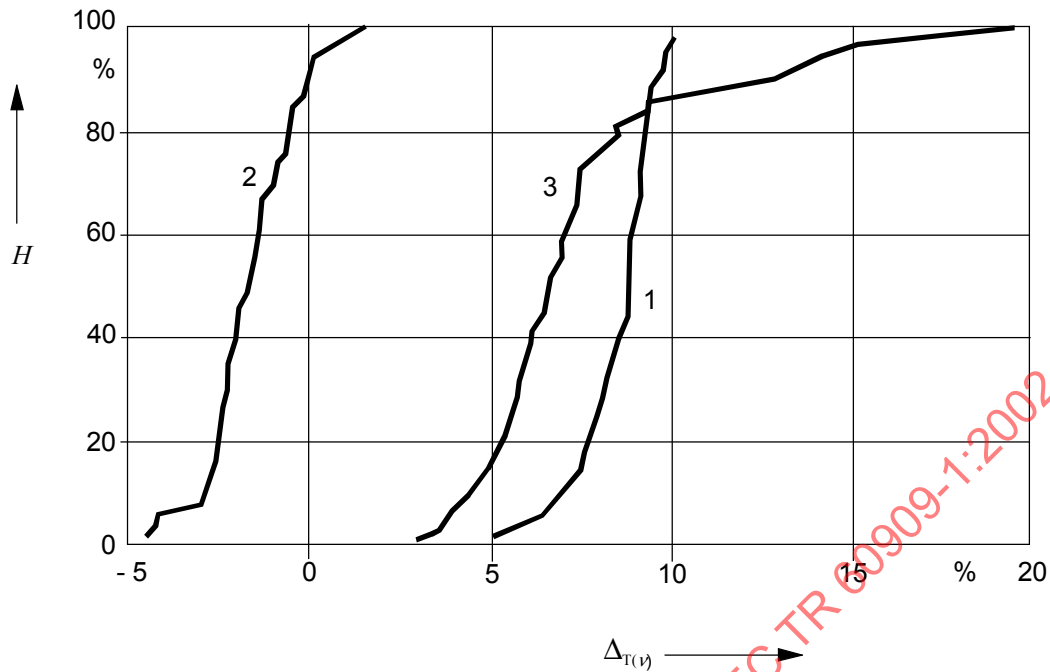
Curve 3 in figure 11 is based on calculations for 47 transformers of power-station units [23] with a representative range of short-circuit currents I''_{kQmax} using the following impedance correction factor [23]:

$$*K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 + x_T / x_d} \quad (43)$$

found from equation (40) under special conditions [23] with x_T as the rated reactance of the unit transformer with on-load tap-changer related to $Z_{iT} = U_{iTLV} / (\sqrt{3} I_{iTLV})$.

The results of figure 11 are valid whether operation before the short circuit is in the overexcited or underexcited region.

In special cases, it may be possible that the generator of a power-station unit only works in the overexcited region during its lifetime. Then the results of figure 12 are found using the same boundary conditions as in figure 11.



$\nu = 1$: $K_{T,S} = 1$; $t = t_r$ (CEI 60909-0, équation (37))

$\nu = 2$ $K_{T,S} = 1,1$; $t = t_f$ (voir Note sous le tableau I de la CEI 60909:1988. Information pour raisons historiques.)

$\nu = 3$ $K_{T,S}$ tel que donné dans l'équation (43), $t = t_r$

Figure 12 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{T(\nu)}$ selon l'équation (42), voir la figure 11, si seulement le fonctionnement dans la zone de surexcitation est autorisé pour le calcul de $I''_{kT(S)}$ [23]

Le courant de court-circuit partiel I''_{kf2} circulant dans le jeu de barres vers le transformateur auxiliaire à la figure 9, si le court-circuit se produit en F2, doit être calculé à partir de la CEI 60909-0, équation (38) [17].

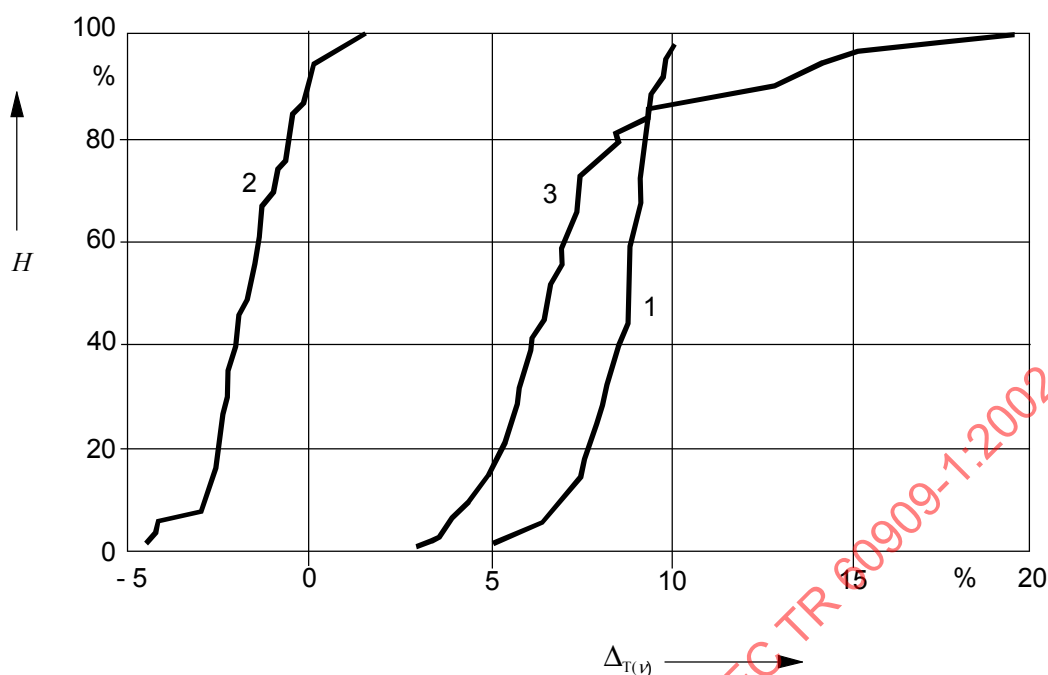
$$\underline{I''_{kf2}} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{K_{G,S} \underline{Z}_G} + \frac{1}{K_{T,S} \underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_f^2} \underline{Z}_{Q \min}} \right) = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} \underline{Z}_{rsl}} \quad (44)$$

avec
$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (45a)$$

et
$$K_{T,S} = \frac{c_{\max}}{1 - x_T \sin \varphi_{rG}} \quad (45b)$$

La figure 13 donne la fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{F2(\nu)}$ des résultats trouvés à partir de l'équation (44) par rapport aux résultats trouvés par la méthode de superposition selon l'équation (36b):

$$\Delta_{F2(\nu)} = \frac{I''_{kf2(\nu)} - I''_{kf2(S)}}{I''_{kf2(S)}} \cdot 100 \% \quad (46)$$



$\nu = 1$: $K_{T,S} = 1$; $t = t_r$ (IEC 60909-0, equation (37))

$\nu = 2$: $K_{T,S} = 1,1$; $t = t_r$ (see Note below table I of IEC 60909:1988. This is given for historic reasons)

$\nu = 3$: $*K_{T,S}$ as given in equation (43), $t = t_r$

Figure 12 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{T(\nu)}$ according to equation (42), see figure 11, for the calculation of $I''_{kT(S)}$ if only overexcited operation is anticipated [23]

The partial short-circuit current I''_{kf2} flowing in the busbar to the auxiliary transformer in figure 9, if the short circuit occurs in F2, shall be calculated from IEC 60909-0, equation (38) [17]:

$$I''_{kf2} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{K_{G,S} Z_G} + \frac{1}{K_{T,S} Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Q \min}} \right) = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} Z_{rsI}} \quad (44)$$

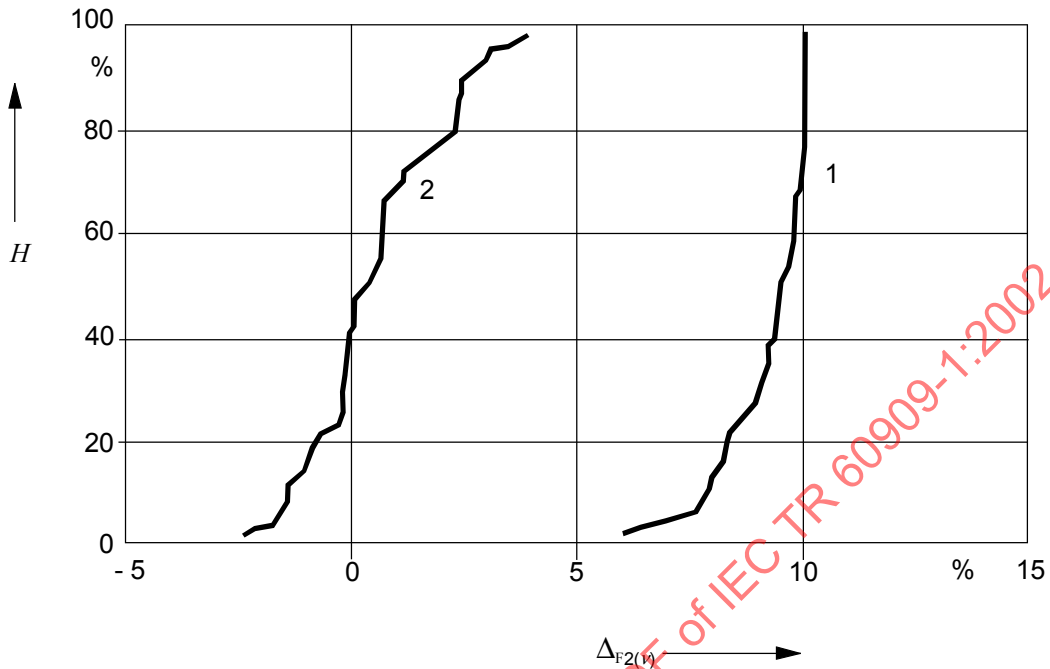
with
$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (45a)$$

and
$$K_{T,S} = \frac{c_{\max}}{1 - x_T \sin \varphi_{rG}} \quad (45b)$$

Figure 13 gives the cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{F2(\nu)}$ of the results found from equation (44) against the results found from the superposition method according to equation (36b):

$$\Delta_{F2(\nu)} = \frac{I''_{kf2(\nu)} - I''_{kf2(S)}}{I''_{kf2(S)}} \cdot 100 \% \quad (46)$$

Les courbes $\nu = 1$ et $\nu = 2$ de la figure 13 sont une bonne approximation également valables si l'alternateur est toujours en surexcitation avant le court-circuit [23].



$\nu = 1$: $K_{G,S} = K_{T,\Sigma} = 1$

$\nu = 2$: $K_{G,S}$ et $K_{T,S}$ selon les équations (45a) et (45b), (CEI 60909-0, équations (36) et (39))

Figure 13 – Fréquence cumulée H des écarts $\Delta F2(\nu)$ conformément à l'équation (46) pour le courant de court-circuit partiel I''_{kF2} (figure 9) en cas de fonctionnement en surexcitation ou en sous-excitation avant le court-circuit

Le calcul du courant de court-circuit partiel I''_{kF3AT} à la figure 9 est réalisé avec $\underline{Z}_{rsl}$ obtenu de l'équation (44) et l'impédance corrigée du transformateur auxiliaire AT avec le facteur de correction d'impédance K_T (CEI 60909-0, 3.3.3).

2.2.4 Facteurs de correction des groupes de production sans changeur de prise en charge

2.2.4.1 Facteur de correction K_{SO}

La détermination du facteur de correction d'impédance K_{SO} (CEI 60909-0, équation (24)) pour les groupes de production sans changeur de prise en charge (indice supplémentaire O) comme à la figure 5, est différente de la détermination de K_S car t est une valeur constante pendant le fonctionnement. On trouve la valeur maximale du courant de court-circuit partiel U_Q avant que le court-circuit n'atteigne sa valeur maximale. Dans ces cas normalement U_{rTHV} est supérieure à U_{nQ} ; dans certains cas même supérieure à U_{mQ} [16], [17], [19], [22] et [23].

$$I''_{kSO(S)} = \frac{E''}{t_r(X_d'' + X_{TLV})} = \frac{U_G}{\sqrt{3}t_r(X_d'' + X_{TLV})} \sqrt{1 + 2x_d'' \left(\frac{U_{rG}}{U_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \right) \sin \varphi_{rG} + x_d''^2 \left(\frac{U_{rG}}{U_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2} \quad (47)$$

quand $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$, I_G et φ_G sont variables et si le transformateur comporte des prises à vide $\pm p_T$, il convient alors d'introduire $t = t_r(1 \pm p_T)$ au lieu de t_r . Les investigations fondamentales sont indiquées en [17].

The curves $\nu = 1$ and $\nu = 2$ in figure 13 are with good approximation also valid if the generator is always overexcited before the short circuit [23].

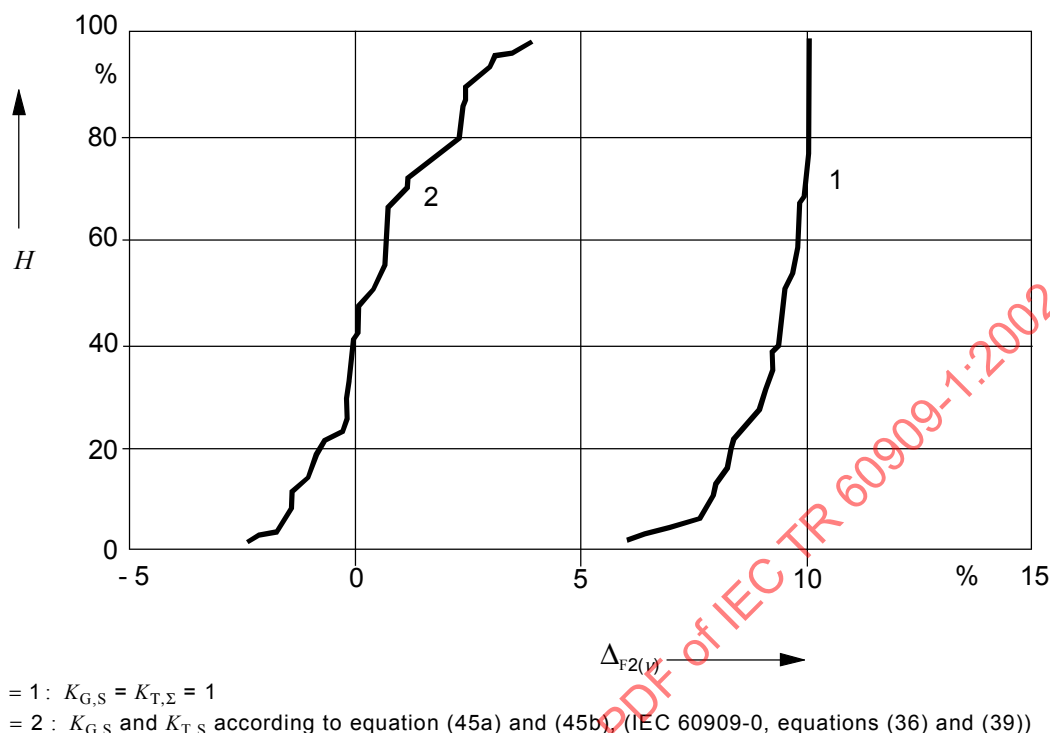


Figure 13 – Cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{F2(\nu)}$ according to equation (46) for the partial short-circuit current I''_{kf2} (figure 9) in the case of over- or under-excited operation before the short-circuit

The calculation of the partial short-circuit current I''_{kf3AT} in figure 9 is carried out with $\underline{Z}_{rsI}$ from equation (44) and the impedance of the auxiliary transformer AT corrected with the impedance correction factor K_T (IEC 60909-0, 3.3.3).

2.2.4 Correction factors for power station units without on-load tap-changer

2.2.4.1 Correction factor K_{SO}

The determination of the impedance correction factor K_{SO} (IEC 60909-0, equation (24)) for power-station units without (additional subscript O) on-load tap-changer similar to figure 5, is different from the determination of K_S because t is constant during operation. The maximum value of the partial short-circuit current is found if the operating voltage U_Q before the short circuit reaches its maximum. In these cases, normally U_{rTHV} is higher than U_{nQ} ; in some cases even higher than U_{mQ} [16], [17], [19], [22] and [23].

$$I''_{kSO(S)} = \frac{E''}{t_r(X_d'' + X_{TLV})} = \frac{U_G}{\sqrt{3}t_r(X_d'' + X_{TLV})} \sqrt{1 + 2x_d'' \left(\frac{U_{rG}}{U_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \right) \sin \varphi_{rG} + x_d''^2 \left(\frac{U_{rG}}{U_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2} \quad (47)$$

where $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$, I_G and φ_G are variable and if the transformer has off-load taps $\pm p_T$, then $t = t_r(1 \pm p_T)$ should be introduced instead of t_r . Fundamental investigations are given in [17].

Le calcul avec la source de tension équivalente au point de court-circuit avec $\underline{Z}_{SO}$ issu de la CEI 60909-0, équation (23) donne

$$\underline{I}_{kSO}'' = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} (t_f^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) K_{SO}} \quad (48)$$

avec

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \phi_{rG}} \quad (49a)$$

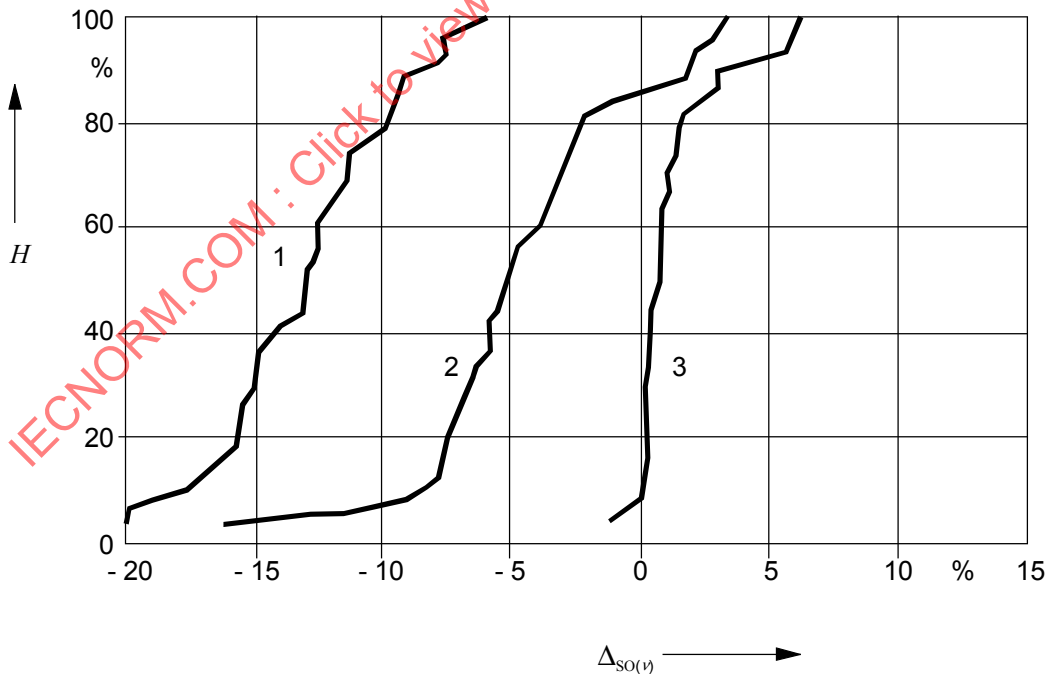
et, si le transformateur comporte des prises à vide $\pm p_T$, pour le facteur de correction selon la CEI 60909-0, équation (24) [17]:

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} (1 \pm p_T) \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \phi_{rG}} \quad (49b)$$

Si on recherche le courant de court-circuit partiel le plus fort, on doit alors utiliser $(1 - p_T)$ dans l'équation (49b) conformément à 3.7.2 de la CEI 60909-0. Les explications sont données en [17] et [19].

La figure 14 indique la fréquence cumulée H des écarts Δ_{SO} trouvés par les calculs simplifiés avec l'équation (48) en comparaison des résultats trouvés par la méthode de superposition (équation (47)) pour 27 groupes de production sans changeur de prise ou si les prises sont réglées [22] et [23].

$$\Delta_{SO(\nu)} = \frac{I_{kSO(\nu)}'' - I_{kSO(S)}''}{I_{kSO(S)}''} \cdot 100 \% \quad (50)$$



- $\nu = 1$: $K_{SO} = 1$ (sans correction)
- $\nu = 2$: $K_{SO} = K_S = K_{PSU}$ issu de la CEI 60909:1988, équation (44)
(Information pour raisons historiques)
- $\nu = 3$: K_{SO} issu de l'équation (49a) (CEI 60909-0, équation (24) pour $t = t_f$)

Figure 14 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (50), [22] et [23]

The calculation with the equivalent voltage source at the short-circuit location with $\underline{Z}_{SO}$ from IEC 60909-0, equation (23) leads to

$$\underline{I}_{kSO}'' = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) K_{SO}} \quad (48)$$

with

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (49a)$$

and if the transformer has off-load taps $\pm p_T$, to the correction factor according to IEC 60909-0, equation (24) [17]:

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} (1 \pm p_T) \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (49b)$$

If the highest partial short-circuit current is searched for, then $(1 - p_T)$ shall be used in equation (49b) according to IEC 60909-0, 3.7.2. Investigations are given in [17] and [19].

Figure 14 gives the cumulative frequency H of the deviations Δ_{SO} found by the simplified calculations with equation (48) in comparison with the results found with the superposition method (equation (47)) for 27 power station units without tap-changer or if taps are adjusted [22] and [23].

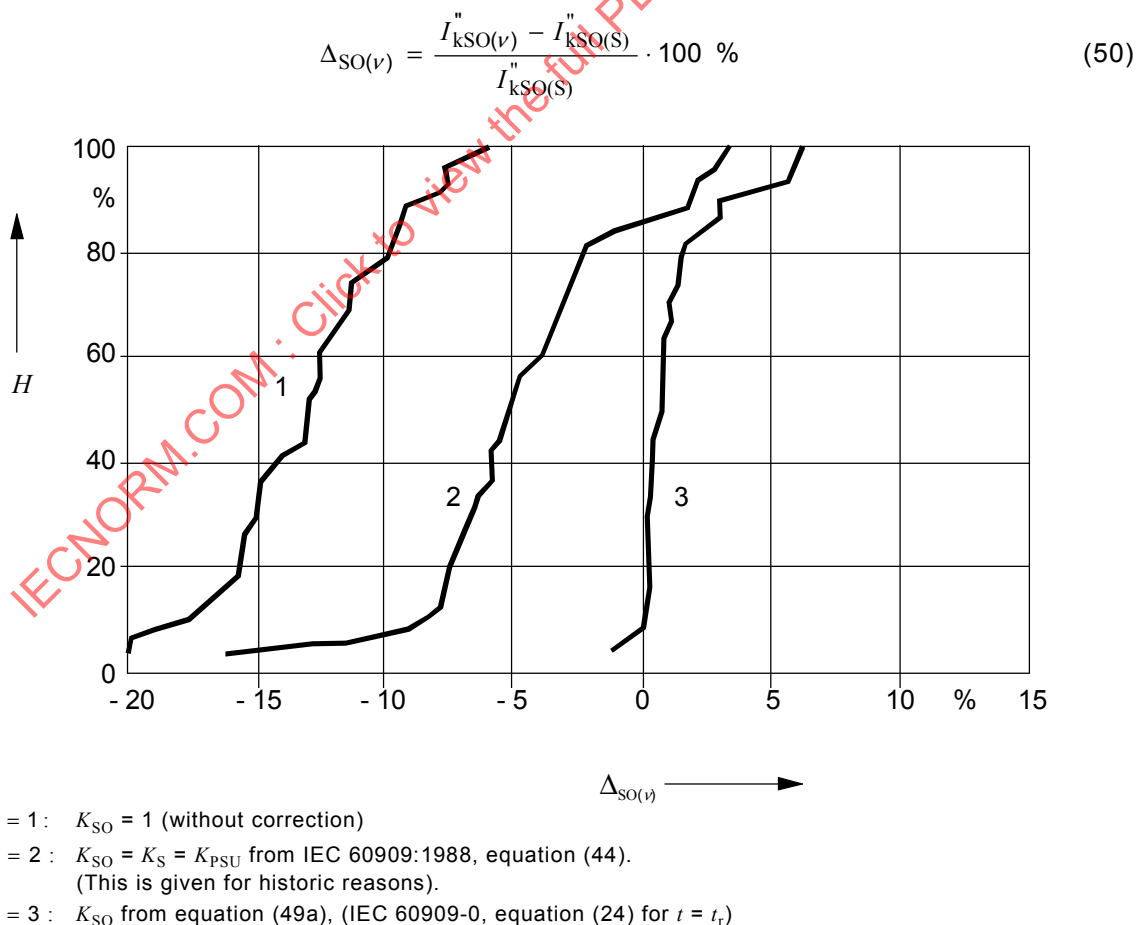


Figure 14 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (50), [22] and [23]

2.2.4.2 Facteur de correction $K_{G,SO}$ et $K_{T,SO}$

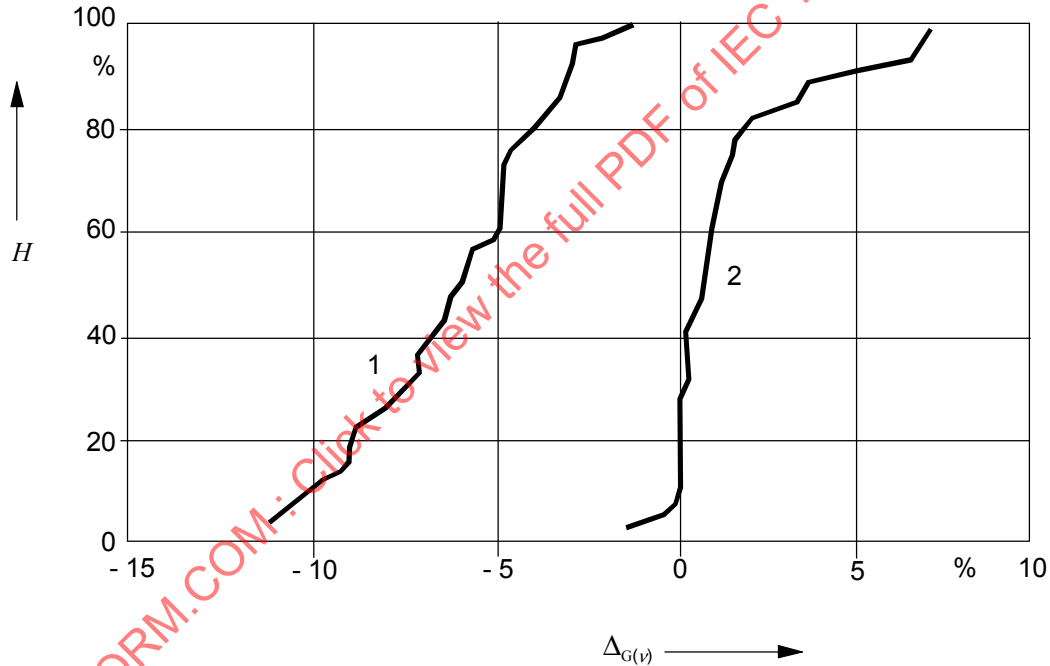
L'équation pour le calcul du courant de court-circuit partiel d'un alternateur dans un groupe de production sans changeur de prise en charge est obtenue de l'équation (34c) en tenant compte de $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$ et de $X_d'' = x_d'' U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$:

$$I_{kG(S)}'' = \frac{E''}{X_d''} = \frac{U_{rG}(1 \pm p_G)}{\sqrt{3} X_d''} \sqrt{1 + 2 \frac{x_d''}{1 \pm p_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \sin \varphi_G + \left(\frac{x_d''}{1 \pm p_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2} \quad (51)$$

Le calcul dans la CEI 60909-0 utilise l'équation (40) avec $K_{G,SO}$, en tenant compte de la tension variable aux bornes de l'alternateur [17]:

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (52)$$

La figure 15 indique la fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{G(v)}$ calculée avec l'équation (39) pour les 27 alternateurs des groupes de production sans changeur de prise en charge [23].



$v = 1$: $K_{G,SO} = 1$ (sans correction)

$v = 2$: $K_{G,SO}$ provenant de l'équation (52), (CEI 60909-0, équation (41))

Figure 15 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (39) pour 27 alternateurs de groupes de production sans changeur de prise en charge

L'équation pour le calcul du courant de court-circuit partiel du transformateur dans un groupe de production sans changeur de prise en charge est tiré de l'équation (35b) en tenant compte de $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$, $X_T = x_T U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$ et $X_Q = x_Q U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$, où X_T est la réactance assignée du transformateur côté basse tension.

$$I_{kT(S)}'' = \frac{U_G}{\sqrt{3} \left(X_T + \frac{1}{t_r^2} X_Q \right)} \sqrt{1 - 2 \left(x_T + \frac{1}{t_r^2} x_Q \right) \frac{I_G}{(1 \pm p_G) I_{rG}} \sin \varphi_G + \left[\left(x_T + \frac{1}{t_r^2} x_Q \right) \frac{I_G}{(1 \pm p_G) I_{rG}} \right]^2} \quad (53)$$

2.2.4.2 Correction factors $K_{G,SO}$ and $K_{T,SO}$

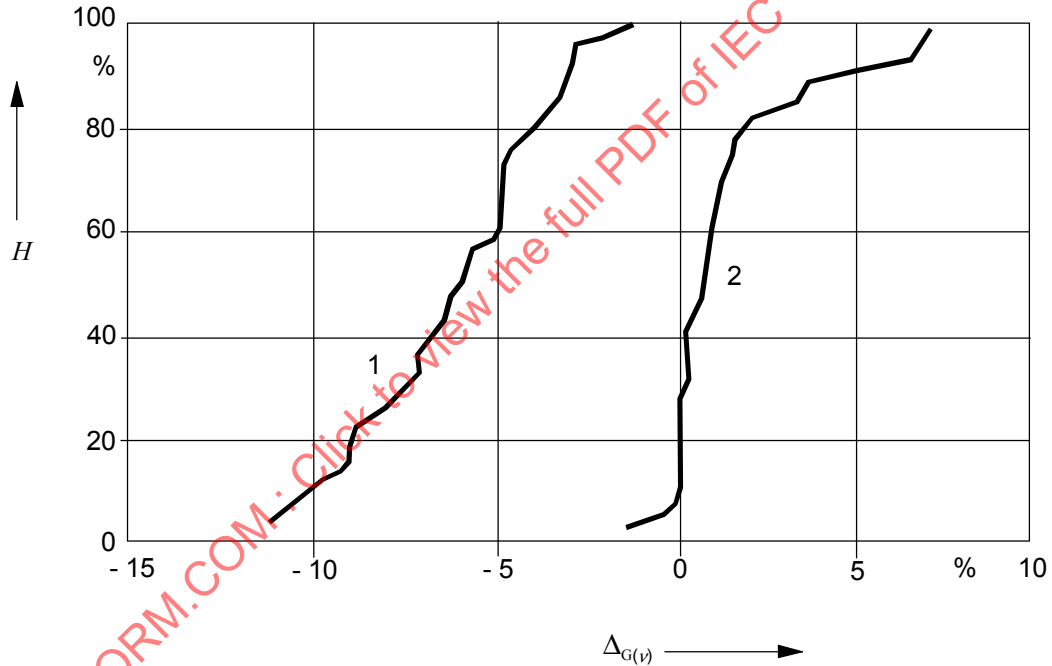
The equation for the calculation of the partial short-circuit current of a generator in a power station unit without on-load tap-changer follows from equation (34c) taking into account $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$ and $X_d'' = x_d'' U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$:

$$I_{kG(S)}'' = \frac{E''}{X_d''} = \frac{U_{rG}(1 \pm p_G)}{\sqrt{3} X_d''} \sqrt{1 + 2 \frac{x_d''}{1 \pm p_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \sin \varphi_G + \left(\frac{x_d''}{1 \pm p_G} \frac{I_G}{I_{rG}} \right)^2} \quad (51)$$

The calculation in IEC 60909-0 uses equation (40) with $K_{G,SO}$, taking into account the variable voltage at the terminals of the generator [17]:

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (52)$$

Figure 15 gives the cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{G(v)}$ calculated with equation (39) for 27 generators of power-station units without on-load tap-changer [23].



$\nu = 1$: $K_{G,SO} = 1$ (without correction)

$\nu = 2$: $K_{G,SO}$ from equation (52), (IEC 60909-0, equation (41))

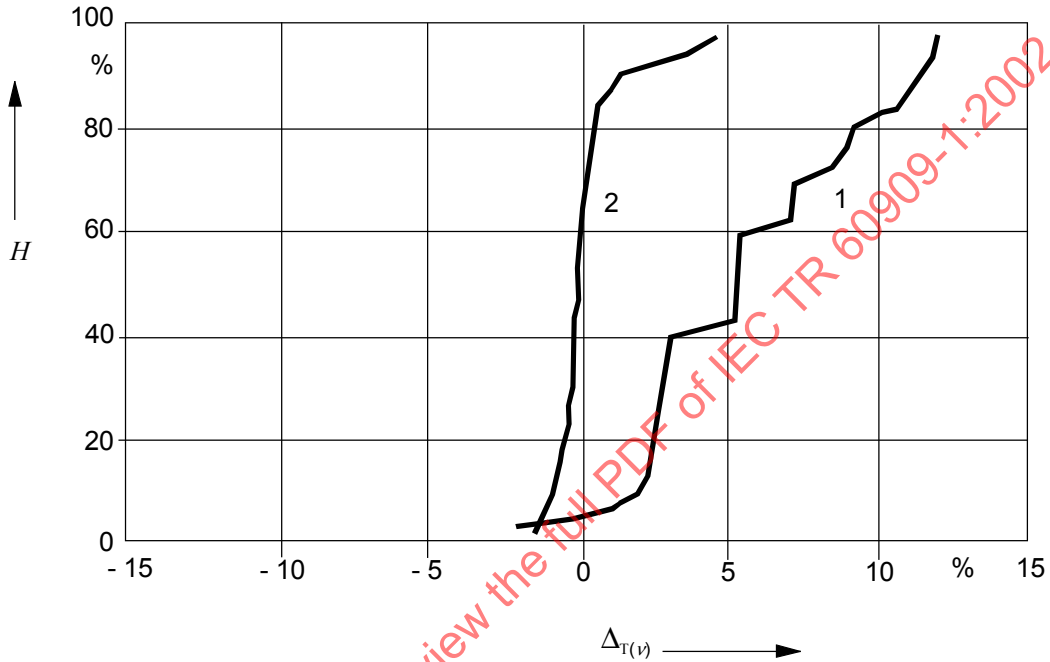
Figure 15 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (39) for 27 generators of power-station units without on-load tap-changer

The equation for the calculation of the partial short-circuit current of the unit transformer in a power station without on-load tap-changer follows from equation (35b) taking into account $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$, $X_T = x_T U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$ and $X_Q = x_Q U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$, where X_T is the rated reactance of the unit transformer at the low-voltage side.

$$I_{kT(S)}'' = \frac{U_G}{\sqrt{3} \left(X_T + \frac{1}{t_r^2} X_Q \right)} \sqrt{1 - 2 \left(x_T + \frac{1}{t_r^2} x_Q \right) \frac{I_G}{(1 \pm p_G) I_{rG}} \sin \varphi_G + \left[\left(x_T + \frac{1}{t_r^2} x_Q \right) \frac{I_G}{(1 \pm p_G) I_{rG}} \right]^2} \quad (53)$$

Si on recherche la valeur maximale, la valeur minimale de l'impédance du réseau en Q doit être introduite. Si le transformateur comporte des prises à vide $\pm p_T$, il convient alors d'introduire dans l'équation (53) $t = t_r(1 \pm p_T)$ au lieu de t_r . Les investigations fondamentales sont indiquées en [17].

Le calcul dans la CEI 60909-0 utilise l'équation (41) avec $K_{T,SO} = 1$. La figure 16 indique la fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{T(\nu)}$ (équation (42)) pour 27 transformateurs sans changeurs de prise en charge ou si les prises sont réglées sur la position principale [23].



$\nu = 1$: $K_{T,SO} = 1$ (sans correction), (CEI 60909-0, 4.2.1.4)

$\nu = 2$: $*K_{T,SO}$ de l'équation (54), $t = t_r$

Figure 16 – Fréquence cumulée H des écarts calculés de l'équation (42) pour 27 transformateurs de groupe de production sans changeur de prise en charge

$$*K_{T,SO} = \frac{c_{\max} U_{rTHV}}{U_{mQ}} \quad (54)$$

L'introduction du facteur de correction d'impédance de l'équation (54) [23] conduit à une approximation légèrement meilleure des résultats trouvés avec la méthode de superposition, (voir la figure 16, courbe 2 si on suppose $t = t_r$).

Le courant de court-circuit partiel I''_{kf2} circulant dans la jeu de barres vers le transformateur auxiliaire à la figure 9, si le court-circuit se produit en F2, doit être calculé avec la CEI 60909-0, équation (43) [17]:

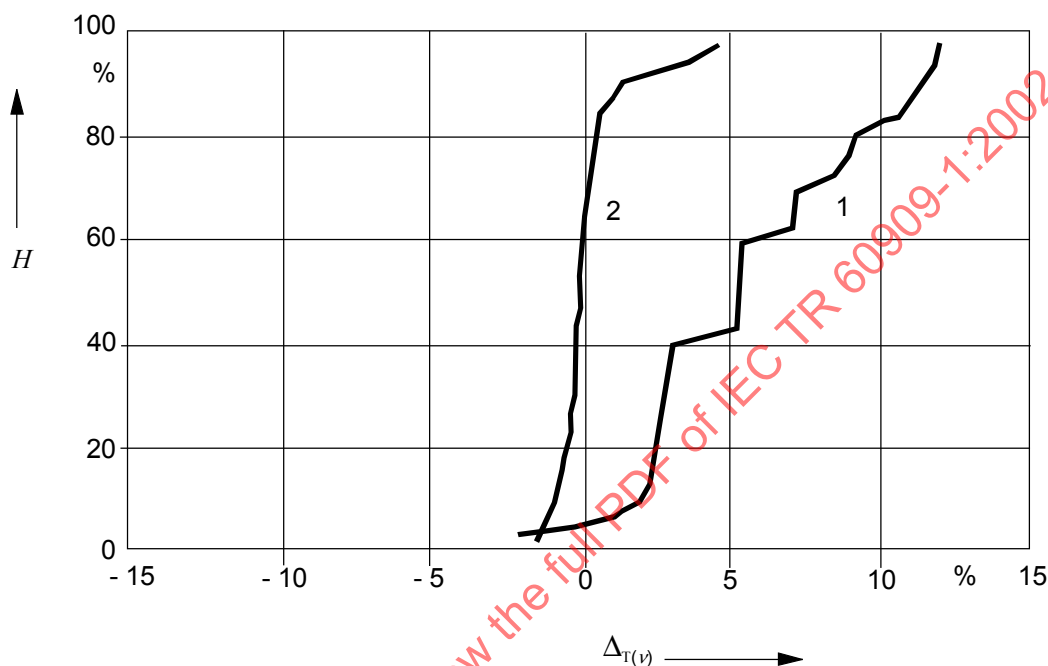
$$I''_{kf2(\nu)} = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3}} \frac{1}{K_{G,SO} Z_G} + \frac{1}{K_{T,SO} Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Qmin}} \quad (55)$$

avec
$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \phi_{rG}} \quad (56a)$$

et
$$K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \frac{c_{\max}}{1 - x_T \sin \phi_{rG}} \quad (56b)$$

If the maximum value is searched for, the minimum value of the network impedance in Q shall be introduced. If the transformer has off-load taps $\pm p_T$, then in equation (53) $t = t_r(1 \pm p_T)$ should be introduced instead of t_r . Fundamental investigations are given in [17].

The calculation in IEC 60909-0 uses equation (41) with $K_{T,SO} = 1$. Figure 16 gives the cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{T(\nu)}$ (equation (42)) for 27 unit transformers without tap-changer or if taps are adjusted in the main position [23].



$\nu = 1$: $K_{T,SO} = 1$ (without correction), (IEC 60909-0, 4.2.1.4)

$\nu = 2$: $*K_{T,SO}$ from equation (54), $t = t_r$

Figure 16 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (42) for 27 unit transformers of power station units without on-load tap changer

$$*K_{T,SO} = \frac{c_{\max} U_{rTHV}}{U_{mQ}} \quad (54)$$

The introduction of the impedance correction factor from equation (54) [23] will lead to a slightly better approximation for the results found with the superposition method (see figure 16, curve 2, if $t = t_r$ is assumed).

The partial short-circuit current I_{-kF2}'' flowing in the busbar to the auxiliary transformer in figure 9, if the short circuit occurs in F2, shall be calculated with IEC 60909-0, equation (43) [17]:

$$I_{-kF2(\nu)}'' = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3}} \frac{1}{K_{G,SO} Z_G} + \frac{1}{K_{T,SO} Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Qmin}} \quad (55)$$

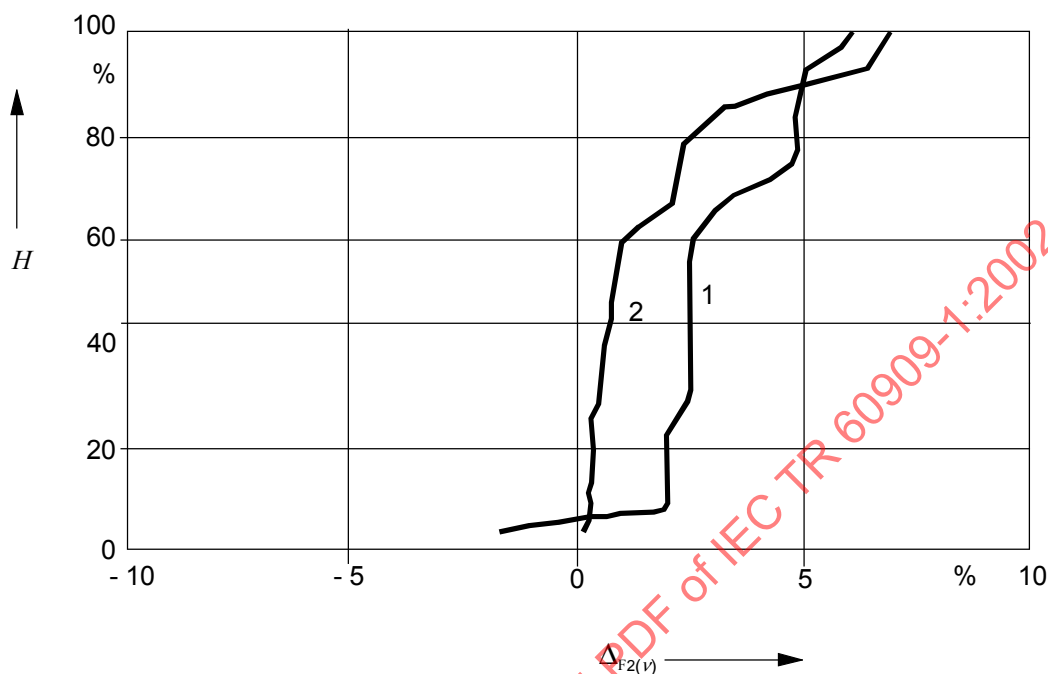
with

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (56a)$$

and

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \frac{c_{\max}}{1 + x_T \sin \varphi_{rG}} \quad (56b)$$

La figure 17 indique la fréquence cumulée H des écarts $\Delta_{F2(\nu)}$ (équation (46)) des résultats trouvés de l'équation (55) par rapport aux résultats trouvés par la méthode de superposition conformément à l'équation (36b) avec $t = t_r$.



$\nu = 1$: $K_{G,SO} = 1$; $K_{T,SO} = 1$ (sans correction)

$\nu = 2$: $K_{G,SO}$ et $K_{T,SO}$ provenant de l'équation (56) (CEI 60909-0, 4.2.1.4)

Figure 17 – Fréquence cumulée H des écarts calculés avec l'équation (46) pour le courant de court-circuit partiel I''_{kr2} (figure 9) dans le cas de groupes de production sans changeur de prise en charge

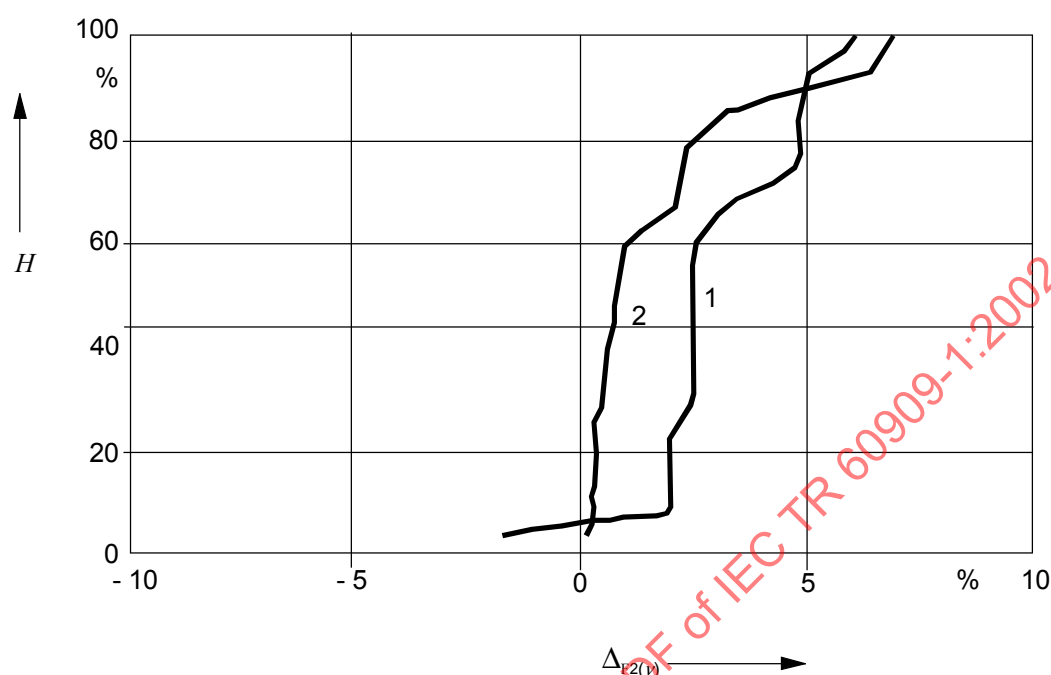
2.2.5 Influence du facteur de correction d'impédance pour les groupes de production lors du calcul des courants de court-circuit dans les réseaux maillés et des courants maximaux dans les plus mauvaises conditions de charge

Le but de la CEI 60909-0 est d'obtenir une bonne approximation, aussi bien pour les courants de court-circuit partiels des alternateurs et des groupes de production que pour les courants de court-circuit aux différents points de court-circuit des réseaux maillés.

Comme le montrent déjà les figures 8 et 14, l'application du facteur de correction K_S ou K_{SO} permet d'obtenir une bonne approximation pour les courants de court-circuit partiels des groupes de production avec ou sans changeur de prise en charge.

La question était de savoir si la méthode d'approximation, qui utilise la source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$ avec $c = c_{\max}$ (CEI 60909-0, tableau 1) et les facteurs de correction d'impédance conformément à 2.2.3.1 et 2.2.4.1, permet également d'obtenir des résultats suffisamment précis pour les courants de court-circuit dans les réseaux maillés, par rapport aux résultats obtenus avec la méthode de superposition. Pour répondre à cette question on a étudié des réseaux haute tension de tension nominale $U_n \geq 110$ kV ainsi que certaines parties de ces réseaux [7], [9], [13] et [26]. Les courants de court-circuit ont été calculés en 260 nœuds, en utilisant d'une part la méthode de superposition et d'autre part la méthode d'approximation décrite dans la CEI 60909:1988 [28] avec un facteur de correction d'impédance K_{PSU} conforme à l'équation (44) dans la CEI 60909:1988. Ce facteur de correction d'impédance K_{PSU} est presque identique au facteur de correction d'impédance K_S indiqué dans la CEI 60909-0, équation (22) si les hypothèses $U_Q = U_{nQ}$ et $U_G = U_{rG}$ sont vérifiées.

Figure 17 gives the cumulative frequency H of the deviations $\Delta_{F2(\nu)}$ (equation (46)) of the results found from equation (55) against the results found from the superposition method according to equation (36b) with $t = t_T$.



$\nu = 1$: $K_{G,SO} = 1$; $K_{T,SO} = 1$ (without correction)

$\nu = 2$: $K_{G,SO}$ and $K_{T,SO}$ from equation (56) (IEC 60909-0 4.2.1.4)

Figure 17 – Cumulative frequency H of the deviations calculated with equation (46) for the partial short-circuit current I''_{kF2} (figure 9) of power-station units without on-load tap-changer

2.2.5 Influence of the impedance correction factor for power-station units when calculating short-circuit currents in meshed networks and maximum short-circuit currents at worst-case load flow

The aim of the IEC 60909-0 is to find a good approximation for the partial short-circuit currents of generators and power station units as well as for the short-circuit currents at different short-circuit locations in meshed networks.

As already shown in figures 8 and 14, the application of the correction factor K_S or K_{SO} leads to a good approximation of the partial short-circuit currents of power-station units with or without on-load tap-changer.

The remaining question was whether the approximation method using the equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$ with $c = c_{\max}$ (IEC 60909-0, table 1) and the impedance correction factors according to 2.2.3.1 and 2.2.4.1, also leads to results for short-circuit currents in meshed networks of sufficient accuracy in comparison to the results found with the superposition method. To answer this question, high-voltage networks with $U_n \geq 110$ kV and parts thereof were examined [7], [9], [13] and [26]. Short-circuit currents were calculated at 260 nodes using the superposition method and using the approximation method given in IEC 60909:1988 [28] with an impedance correction factor K_{PSU} according to equation (44) in IEC 60909:1988. This impedance correction factor K_{PSU} is nearly identical to the impedance correction factor K_S given in IEC 60909-0, equation (22) if the assumptions $U_Q = U_{nQ}$ and $U_G = U_{rG}$ are fulfilled.

La seule différence est que l'expression $x_d'' - x_T$ est alors considérée comme une valeur absolue, pour tenir compte des cas où x_T est nettement supérieure à x_d'' . Ces études concernent également des réseaux de tension nominale $U_n = 380$ kV ($U_m = 420$ kV), bien que ce niveau de tension n'entre pas dans le domaine d'application de la CEI 60909:1988, parce que la tension nominale des réseaux faisant partie de U_m n'a pas encore été normalisée (CEI 60038). Cependant, il semble justifié d'inclure cette étude, car dans tous les cas, la même relation $U_m/U_n \approx 1,1$ reste valable ($U_m/U_n = 123$ kV/110 kV $\approx 1,12$; $U_m/U_n = 245$ kV/220 kV $\approx 1,11$; $U_m/U_n = 420$ kV/380 kV $\approx 1,105$) (voir également la CEI 60909-0, notes bas de tableau 1).

Dans un premier temps, on a étudié par la méthode de superposition des réseaux haute tension de tension nominale $U_n \geq 110$ kV et avec 260 nœuds, afin d'obtenir des valeurs exactes $I_{k(S)}''$, puis, pour obtenir les valeurs approximatives de I_{kIEC}'' en utilisant la source de tension équivalente avec $c = c_{\max} = 1,1$ (CEI 60909-0, tableau 1) et les facteurs de correction d'impédance K_{PSU} selon l'équation (44) de la CEI 60909:1988. Le résultat obtenu est illustré par la courbe 1 de la figure 18, sous la forme d'une courbe d'erreur-fréquence cumulée avec les écarts Δ avec une valeur médiane de +4 % environ par excès. La variation entre $H = 10$ % et $H = 90$ % est relativement petite (côté gauche de la figure 18).

La charge retenue pour calculer $I_{k(S)}''$ avec la méthode de superposition correspondait à une charge précise du réseau, chargé fortement pendant la période d'hiver. Comme nous l'avons vu en 2.1.2, cette charge précise ne peut pas entraîner les courants de court-circuit maximaux à chaque nœud du réseau. Pour savoir dans quelle mesure les courants de court-circuit maximaux I_{kMAX}'' , calculés dans les conditions de charge les plus défavorables, peuvent être supérieurs aux courants de court-circuit représentés sur la courbe 1 de la figure 18 (côté gauche), une méthode d'optimisation particulière a été mise au point [9], [13] et [26] à partir d'une programmation linéaire. Les résultats sont exprimés sous forme I_{kMAX}'' . Dans cette procédure, les variables, ou conditions limites, correspondent à la plage de tension admissible (tension comprise entre U_n et $1,1U_n \approx U_m$), aux variations du rapport de transformation des transformateurs de groupe avec changeur de prises, à la dépendance de la tension de court-circuit ou à la réactance de ces transformateurs en fonction de la position du changeur de prises $x_T = f(s)$, à la zone sous-excité des alternateurs de groupe et aux gammes possibles de puissance aux points de raccordement des alternateurs ou des groupes de production avec les charges.

Les résultats sont présentés à la figure 18, sous forme d'écarts Δ à une fréquence cumulée H par rapport au courant de court-circuit maximal possible I_{kMAX}'' dans le cas du flux de puissance le plus défavorable pour chaque nœud du réseau.

On peut donc tirer les conclusions suivantes de la figure 18.

- La valeur médiane (valeur 50 %) de la courbe d'erreur-fréquence cumulée des écarts par rapport aux courants de court-circuit symétriques initiaux I_{kIEC}'' exprimés relativement aux courants I_{kMAX}'' , comme indiqué sur la courbe 2 de la figure 18, est supérieure d'environ 5 % aux résultats obtenus par la méthode superposition normale (courbe 1, figure 18) qui utilise les réactances constantes des transformateurs: $u_k = u_{kT} = \text{constante}$, quelle que soit la position du changeur de prise.
- Les seules différences entre les valeurs médianes des courbes 2 et 3 de la figure 18 sont très faibles. La courbe 3 tient compte du changement de la tension de court-circuit u_k des transformateurs avec changeur de prises de fonction de la position de celui-ci.
- La réduction de la zone sous-excité des alternateurs réduit en général la valeur la plus élevée possible des courants de court-circuit, comme le montre l'évolution de la courbe 4 à la courbe 5 de la figure 18.

Les résultats du 2.2.2 jusqu'au 2.2.4 et les résultats de la figure 18 montrent que l'introduction des facteurs de correction d'impédance pour les alternateurs et les groupes de production lors du calcul des courants de court-circuit avec la source de tension équivalente, conduisent à des résultats suffisants. Seuls les écarts négatifs de la figure 18 ne sont pas satisfaisants.

The only difference is that the expression $x_d'' - x_T$ is now taken as an absolute value to take account of those cases where x_T is significantly higher than x_d'' . Networks with $U_n = 380$ kV ($U_m = 420$ kV) are included in these investigations though this voltage level was not within the scope of IEC 60909:1988, because a nominal system voltage belonging to U_m has not yet been standardized (IEC 60038). The inclusion seems justified because in all cases the same relation $U_m/U_n \approx 1,1$ is valid ($U_m/U_n = 123$ kV/110 kV $\approx 1,12$; $U_m/U_n = 245$ kV/220 kV $\approx 1,11$; $U_m/U_n = 420$ kV/380 kV $\approx 1,105$) (see also IEC 60909-0, footnotes in table 1).

First of all high-voltage networks with $U_n \geq 110$ kV with 260 nodes were treated to find the exact values $I_{k(S)}''$ with the superposition method and thereafter to find the approximate values of $I_{k(IEC)}''$ using the equivalent voltage source with $c = c_{max} = 1,1$ (IEC 60909-0, table 1) and the impedance correction factors K_{PSU} according to equation (44) of IEC 60909:1988. The result is given in curve 1 of figure 18 as a cumulative frequency curve of the deviations Δ with a median value of about +4 % at the conservative side. The variation between $H = 10$ % and $H = 90$ % is relatively small (figure 18, left side).

The load flow used to find $I_{k(S)}''$ from the superposition method was a particular load flow for the network, heavy loaded during winter. As already stated in 2.1.2, this one distinct load flow cannot lead to the maximum possible short-circuit currents at each node of the network. To find out to what extent the maximum possible short-circuit currents $I_{k(MAX)}''$, calculated with a worst-case load flow, may exceed the short-circuit currents of curve 1 in figure 18 (left side), a special optimization method has been developed with the help of linear programming [9], [13] and [26]. The results are indicated as $I_{k(MAX)}''$. The variables, or boundary conditions, in this optimization procedure are the permissible voltage band (voltage between U_n and $1,1U_n \approx U_m$), the variation of the transformation ratio of transformers with on-load tap changers, the dependency of the short-circuit voltage or reactance of these transformers from the tap-changer position $x_T = f(s)$, the underexcited region of generators and the possible ranges of power at the connection points of generators or power-station units and loads.

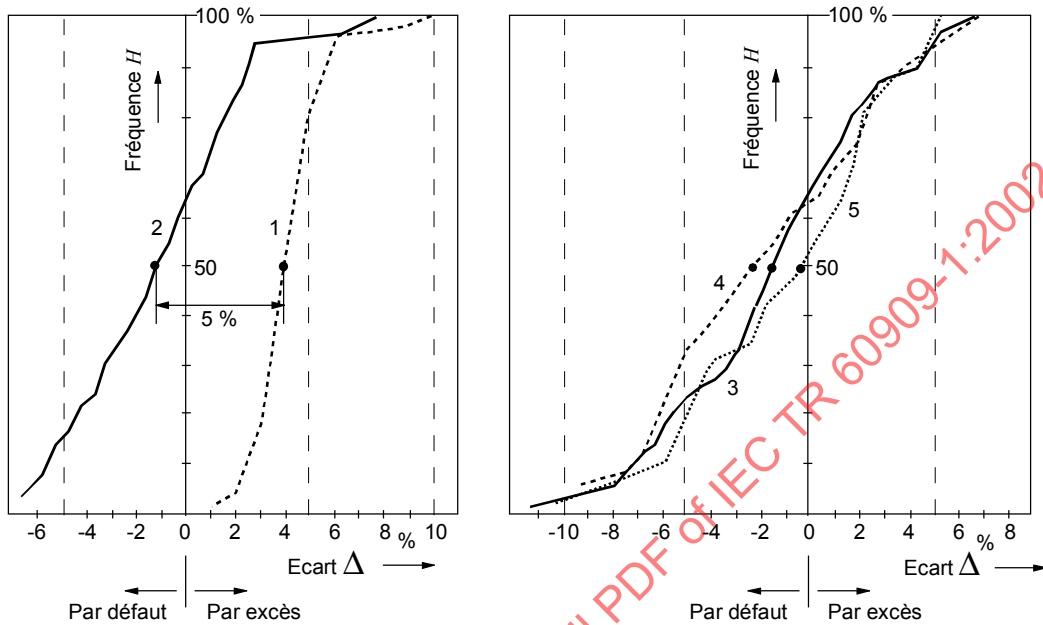
The results are given in figure 18 as a cumulative frequency H of the deviations Δ related to the maximum possible short-circuit current $I_{k(MAX)}''$ at worst-case load flow for every node of the network.

The following conclusions may be drawn from figure 18.

- The median value (50 % value) of the cumulative frequency curve for the deviations of the initial symmetrical short-circuit currents $I_{k(IEC)}''$ related to $I_{k(MAX)}''$, as shown in curve 2 of figure 18, is about 5 % higher than the results found from the normal superposition method (curve 1 in figure 18) using constant reactances of the transformers: $u_k = u_{kr} = \text{constant}$, independent of the position of the tap-changer.
- There are only small differences between the median values of the curves 2 and 3 in figure 18. Curve 3 considers the changing of the short-circuit voltage u_k of the transformers with tap-changer depending on tap-changer position.
- The restriction of the area of underexcited operation of the generator reduces the highest possible short-circuit currents in general, as can be seen from the shifting of curve 4 to curve 5 in figure 18.

The investigations in 2.2.2 up to 2.2.4 and the results of figure 18 show that the introduction of impedance-correction factors for generators and power-station units when calculating short-circuit currents with the equivalent voltage source leads to sufficient results. Only the negative deviations in figure 18 are not satisfactory.

Il sera démontré en 2.3 qu'il a été nécessaire dans la révision de la CEI 60909 (CEI 60909-0) d'introduire des facteurs de correction d'impédance pour les transformateurs de réseau. Les écarts négatifs importants dans la partie droite de la figure 18 sont liés aux résultats aux emplacements des court-circuit côté basse tension des transformateurs de réseau si le court-circuit est uniquement alimenté par le transformateur (voir la figure 19).



Courbe 1:
$$\Delta = \frac{I_{k \text{ IEC}}'' - I_{k(S)}''}{I_{k(S)}''} \cdot 100 \%$$

Courbe 2 ... 5:
$$\Delta = \frac{I_{k \text{ IEC}}'' - I_{k \text{ MAX}}''}{I_{k \text{ MAX}}''} \cdot 100 \%$$

$I_{k \text{ IEC}}''$ Courant de court-circuit initial symétrique avec $c_{\text{max}} = 1,1$ et K_{PSU} provenant de l'équation (44) de la CEI 60909:1988

$I_{k(S)}''$ Courant de court-circuit initial trouvé par la méthode de superposition pour une charge élevée avant le court-circuit (voir texte)

$I_{k \text{ MAX}}''$ Courant de court-circuit initial dans le cas le plus défavorable pour le flux de puissance avant le court-circuit en chacun des points du réseau [9], [13] et [26]

Courbe 2: Calcul de $I_{k \text{ MAX}}''$ avec $u_k = u_{kr} = \text{constante}$

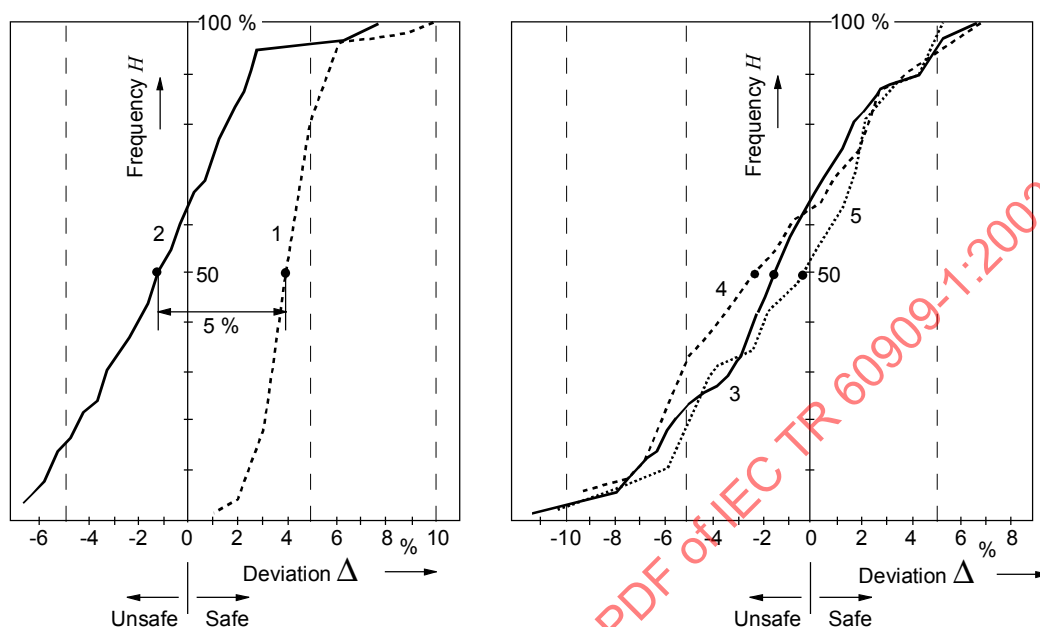
Courbe 3: Calcul de $I_{k \text{ MAX}}''$ avec $u_k = f(s)$

Courbe 4: Calcul de $I_{k \text{ MAX}}''$ pour un groupe de nœuds particulier mineur, avec $u_k = f(s)$

Courbe 5: Calcul de $I_{k \text{ MAX}}''$ comme pour la courbe 4 mais avec des zones restreintes de fonctionnement en sous-excitation.

Figure 18 – Fréquence cumulée H des écarts Δ [13]

It will be shown in 2.3 that it was necessary for the revision of IEC 60909 (IEC 60909-0) to introduce impedance correction factors for network transformers. The high negative deviations at the right side of figure 18 are related to results at short-circuit locations on the low-voltage side of network transformers if the short circuit is only fed through the transformer (see figure 19).



Curve 1:
$$\Delta = \frac{I_{k \text{ IEC}}'' - I_{k(S)}''}{I_{k(S)}''} \cdot 100\%;$$

Curve 2 ... 5
$$\Delta = \frac{I_{k \text{ IEC}}'' - I_{k \text{ MAX}}''}{I_{k \text{ MAX}}''} \cdot 100\%$$

$I_{k \text{ IEC}}''$ Initial symmetrical short-circuit current with $c_{\text{max}} = 1,1$ and K_{PSU} from equation (44) of IEC 60909:1988

$I_{k(S)}''$ Initial symmetrical short-circuit current found with the superposition method for one heavy load condition before the short circuit (see text)

$I_{k \text{ MAX}}''$ Initial symmetrical short-circuit current for the worst-case load flow before the short circuit for every point of the network [9], [13] and [26]

Curve 2: Calculation of $I_{k \text{ MAX}}''$ with $u_k = u_{kr} = \text{constant}$

Curve 3: Calculation of $I_{k \text{ MAX}}''$ with $u_k = f(s)$

Curve 4: Calculation of $I_{k \text{ MAX}}''$ for a special minor group of nodes with $u_k = f(s)$

Curve 5: Calculation of $I_{k \text{ MAX}}''$ in the same way as for curve 4 but with restricted areas of underexcited operation

Figure 18 – Cumulative frequency H of the deviations Δ [13]

2.3 Facteur de correction d'impédance K_T sur le calcul des impédances de court-circuit des transformateurs de réseau

2.3.1 Généralités

La CEI 60909:1988 [28], indiquait en 8.3.2.2 les informations générales suivantes, mais uniquement dans une note, concernant le traitement des transformateurs de réseau, qui sont souvent équipés de changeurs de prise en charge.

Cette note stipulait qu'il est suffisant pour les transformateurs de réseau avec changeurs de prise en charge de déterminer Z_T conformément à la formule (6) [CEI 60909-0, équation (7)] pour la principale position et de convertir les impédances, les courants et les tensions conformément au paragraphe 8.4 si on utilise le rapport de transformation assigné t_T correspondant au changeur de prise en charge dans la position principale.

Elle précisait également que des considérations particulières sont nécessaires uniquement si

- un seul courant de court-circuit produit est calculé et que le courant de court-circuit a le même sens que le courant opérationnel avant que le court-circuit ne se produise (court-circuit côté basse tension d'un transformateur ou de transformateurs parallèles avec changeur de prise en charge conformément à la figure 3, ou figure 6b),
- il est possible de modifier le rapport de transformation d'un transformateur avec changeur de prise en charge dans une large gamme, $U_{THV} = U_{rTHV} (1 \pm p_T)$ avec $p_T > 0,05$;
- la tension minimale de court-circuit u_{kmin} est considérablement inférieure à la tension de court-circuit assignée dans la position principale ($u_{kmin} < u_{kr}$);
- la tension pendant le fonctionnement est considérablement plus élevée que la tension nominale du réseau ($U \geq 1,05 U_n$).

Cette note n'était ni adaptée au mode opératoire normalisé indiqué dans la CEI 60909:1988, ni ne fournissait une aide aux utilisateurs de la norme car au moins une des conditions indiquées dans la note s'applique souvent. Pour améliorer cette situation insatisfaisante, une recherche statistique a été réalisée basée sur les données recueillies d'environ 150 transformateurs de réseau [19] et [25] avec changeur de prise en charge.

Cette recherche avait pour but d'améliorer le mode opératoire normalisé avec la source de tension équivalente au point de court-circuit par l'introduction d'un facteur de correction d'impédance pour les transformateurs de réseau, en prenant en compte à la fois les points de vue sécurité et économiques [19].

La figure 19 décrit la configuration des calculs du courant de court-circuit symétrique initial $I_{kT(S)}''$ avec la méthode de superposition (S).

Pour décrire la modélisation du transformateur de réseau et la dépendance de l'amplitude du courant de court-circuit en fonction de la tension, la condition de charge avant le court-circuit, la tension de court-circuit $u_k(t)$ et la puissance du court-circuit $S_{kQ}'' = \sqrt{3} U_{nQ} I_{kQ}''$, ou le courant de court-circuit I_{kQ}'' de l'alimentation du réseau, un exemple est donné en 2.3.2 pour un transformateur de 300-MVA avec changeur de prise en charge côté haute tension.

2.3 Impedance correction factor K_T when calculating the short-circuit impedances of network transformers

2.3.1 General

IEC 60909:1988 [28] gave the following general information in 8.3.2.2, but only in a note, about the treatment of network transformers, which are often equipped with on-load tap-changers.

This note stated that it is sufficient for network transformers with tap-changers to determine Z_T in accordance with formula (6) [IEC 60909-0, equation (7)] for the main position and to convert the impedances, currents and voltages according to subclause 8.4 using the rated transformation ratio t_r corresponding to the tap-changer in the main position.

It also specified that special considerations are necessary only if

- a single-fed short-circuit current is calculated and the short-circuit current has the same direction as the operational current before the short circuit occurs (short circuit on the low-voltage side of one transformer or parallel transformers with tap-changers according to figure 3, or figure 6b);
- it is possible to change the transformation ratio of a transformer with the tap-changer in a wide range, $U_{THV} = U_{rTHV}(1 \pm p_T)$ with $p_T > 0,05$;
- the minimum short-circuit voltage $u_{k \min}$ is considerably lower than the rated short-circuit voltage in the main position ($u_{k \min} < u_{kr}$);
- the voltage during operation is considerably higher than the nominal system voltage ($U \geq 1,05 U_n$).

This note was neither relevant for the standardized procedure given in IEC 60909:1988, nor gave any help for the user of the standard because at least one of the conditions given in the note often applies. To improve this unsatisfactory situation, a statistical research was carried out based on data collected from about 150 network transformers [19] and [25] with on-load tap changer.

This investigation had the aim of improving the standard procedure with the equivalent voltage source at the short-circuit location by introducing an impedance-correction factor for network transformers, taking into account the viewpoints of both safety and economy [19].

Figure 19 describes the configuration for the calculation of the initial symmetrical short-circuit current $I''_{kT(S)}$ with the superposition method (S).

To describe the modelling of the network transformer and the dependency of the magnitude of the short-circuit current from the voltage relation, the load-flow condition before the short circuit, the short-circuit voltage $u_k(t)$ and the short-circuit power $S''_{kQ} = \sqrt{3}U_{nQ}I''_{kQ}$ or the short-circuit current I''_{kQ} of the network feeder, an example is given in 2.3.2 for a 300-MVA-transformer with on-load tap-changer at the high-voltage side.

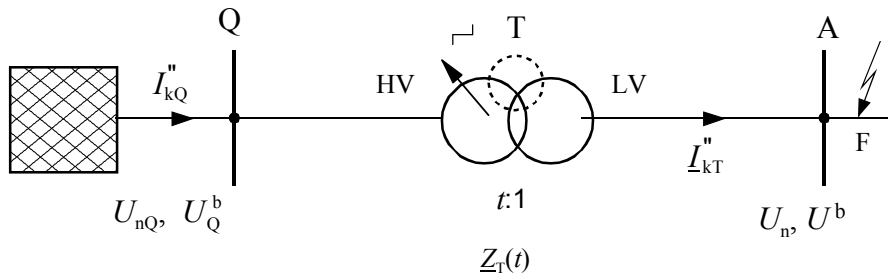


Figure 19a – Diagramme du réseau, court-circuit monophasé

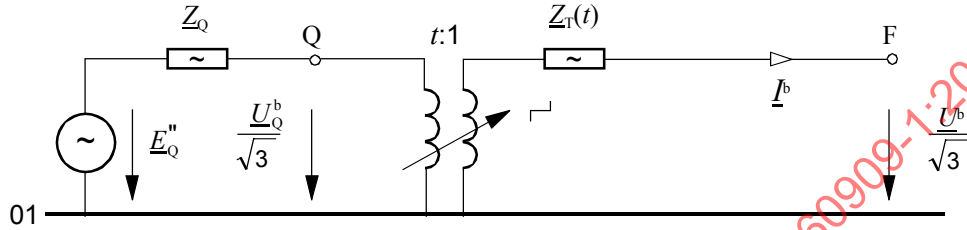


Figure 19b – Courant I^b et tension $U^b / \sqrt{3}$ avant le court-circuit

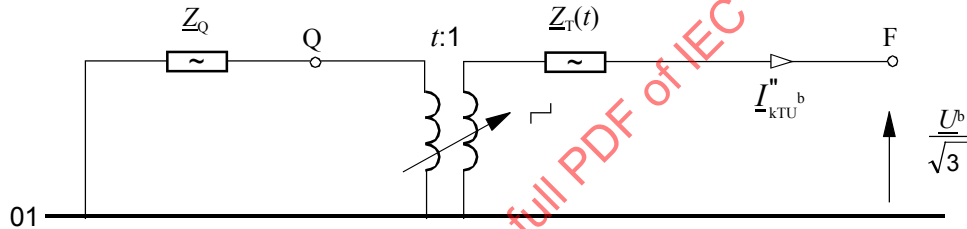


Figure 19c – Introduction de la prétension de court-circuit $U^b / \sqrt{3}$ de sens opposé, à l'emplacement du court-circuit

Figure 19 – Calcul de $I''_{kT(S)} = I^b + I''_{kTU^b}$ avec la méthode de superposition [19] et [25]

L'étude statistique d'environ 150 transformateurs de réseau est indiquée en 2.3.3 pour la configuration de court-circuit monophasé côté basse tension (figure 19). Cette configuration a été utilisée pour le développement du facteur de correction d'impédance K_T [19] et [25].

2.3.2 Exemple pour un transformateur de réseau $S_{rT} = 300$ MVA

Pour cet exemple on fournit les données suivantes:

$S_{rT} = 300$ MVA; $U_{rTHV} / U_{rTLV} = 400$ kV/120 kV; $p_T = \pm 16,25$ % avec ± 13 prises (27 prises); $u_{kr} = 19,4$ %; $u_{k+} = 21,1$ % (prise 1); $u_{k-} = 18,2$ % (prise 27).

De la figure 19 on trouve l'équation suivante pour le calcul de $I''_{kT(S)}$ avec la méthode de superposition:

$$I''_{kT(S)} = I^b + I''_{kTU^b} = I^b \cos \varphi^b - j \left(I^b \sin \varphi^b + \frac{U^b}{\sqrt{3}(X_T(t) + X_{Qt})} \right) \quad (57)$$

Les résistances R_T et R_{Qt} sont faibles par rapport aux réactances et peuvent être négligées.

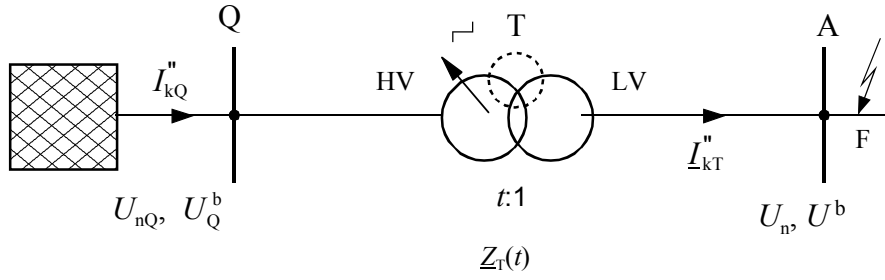
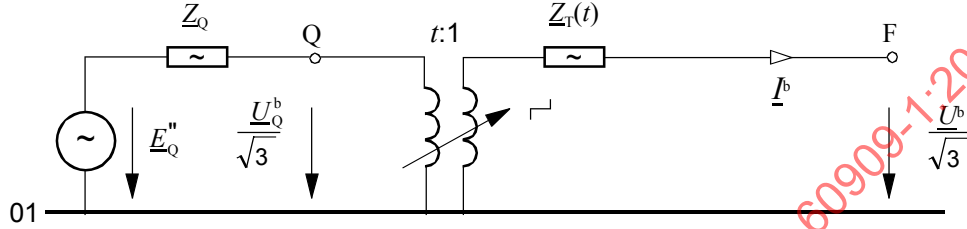
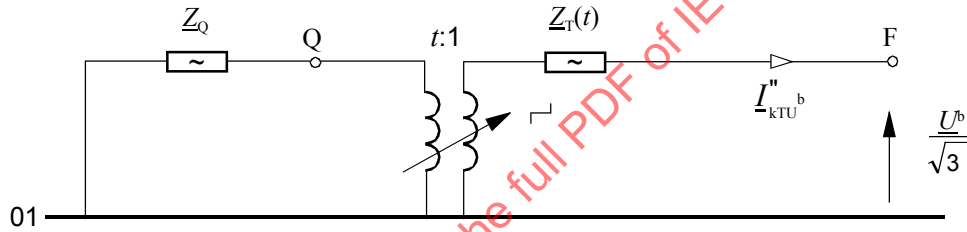


Figure 19a – System diagram, single-fed short circuit

Figure 19b – Current I^b and voltage $U^b/\sqrt{3}$ before the short circuitFigure 19c – Introduction of the pre-short-circuit voltage $U^b/\sqrt{3}$ in the opposite direction at the short-circuit locationFigure 19 – Calculation of $I_{kT(S)}'' = I^b + I_{kTU}''$ with the superposition method [19] and [25]

The statistical evaluation for about 150 network transformers is given in 2.3.3 for the configuration of single-fed short circuits at the low-voltage side (figure 19). This configuration has been used for the development of the impedance correction factor K_T [19] and [25].

2.3.2 Example for a network transformer $S_{rT} = 300$ MVA

For this example the following data are given:

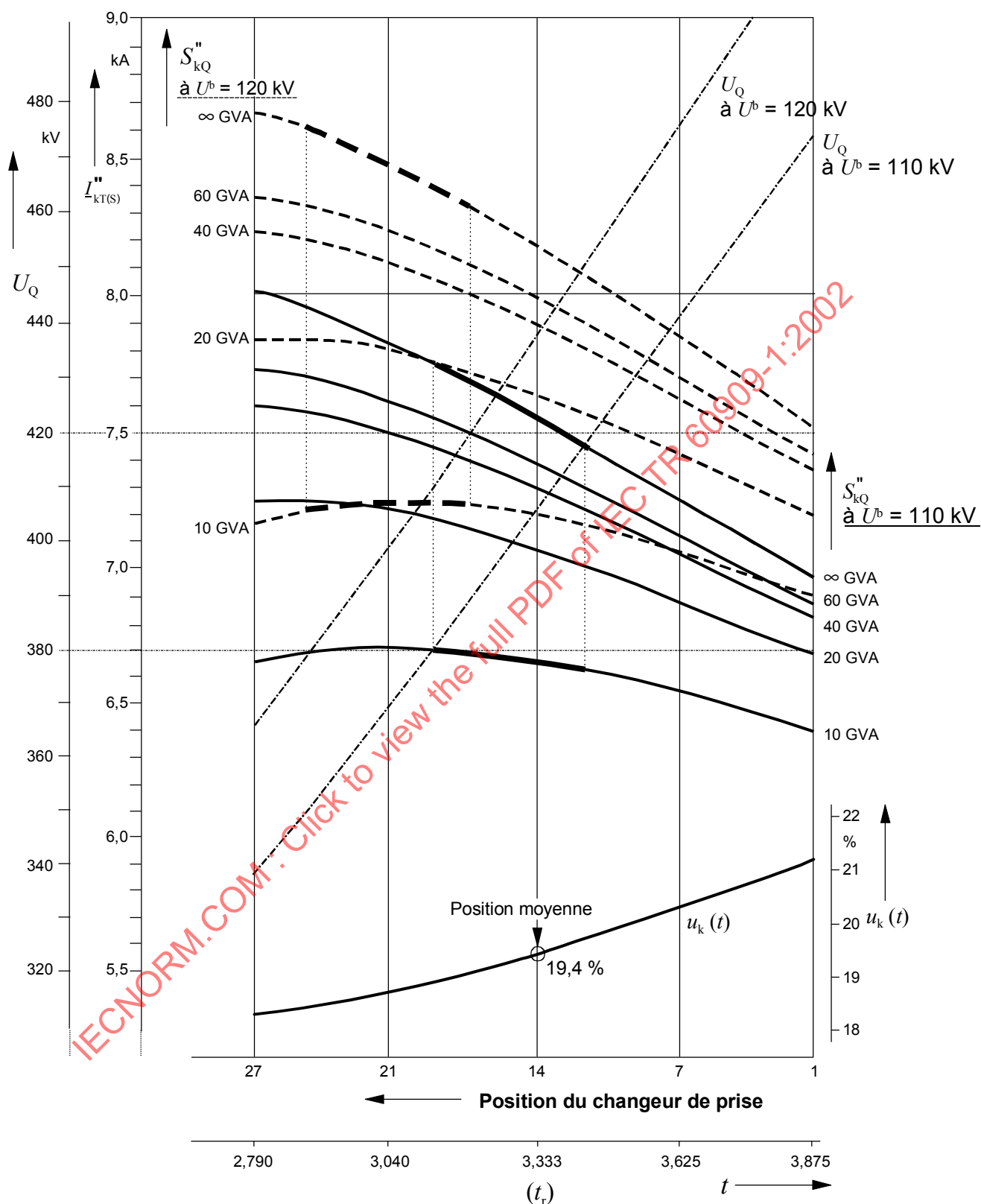
$S_{rT} = 300$ MVA; $U_{rTHV} / U_{rTLV} = 400$ kV/120 kV; $p_T = \pm 16,25$ % with ± 13 taps (27 taps);

$u_{kr} = 19,4$ %; $u_{k+} = 21,1$ % (tap 1); $u_{k-} = 18,2$ % (tap 27).

From figure 19 the following equation is found for the calculation of $I_{kT(S)}''$ with the superposition method:

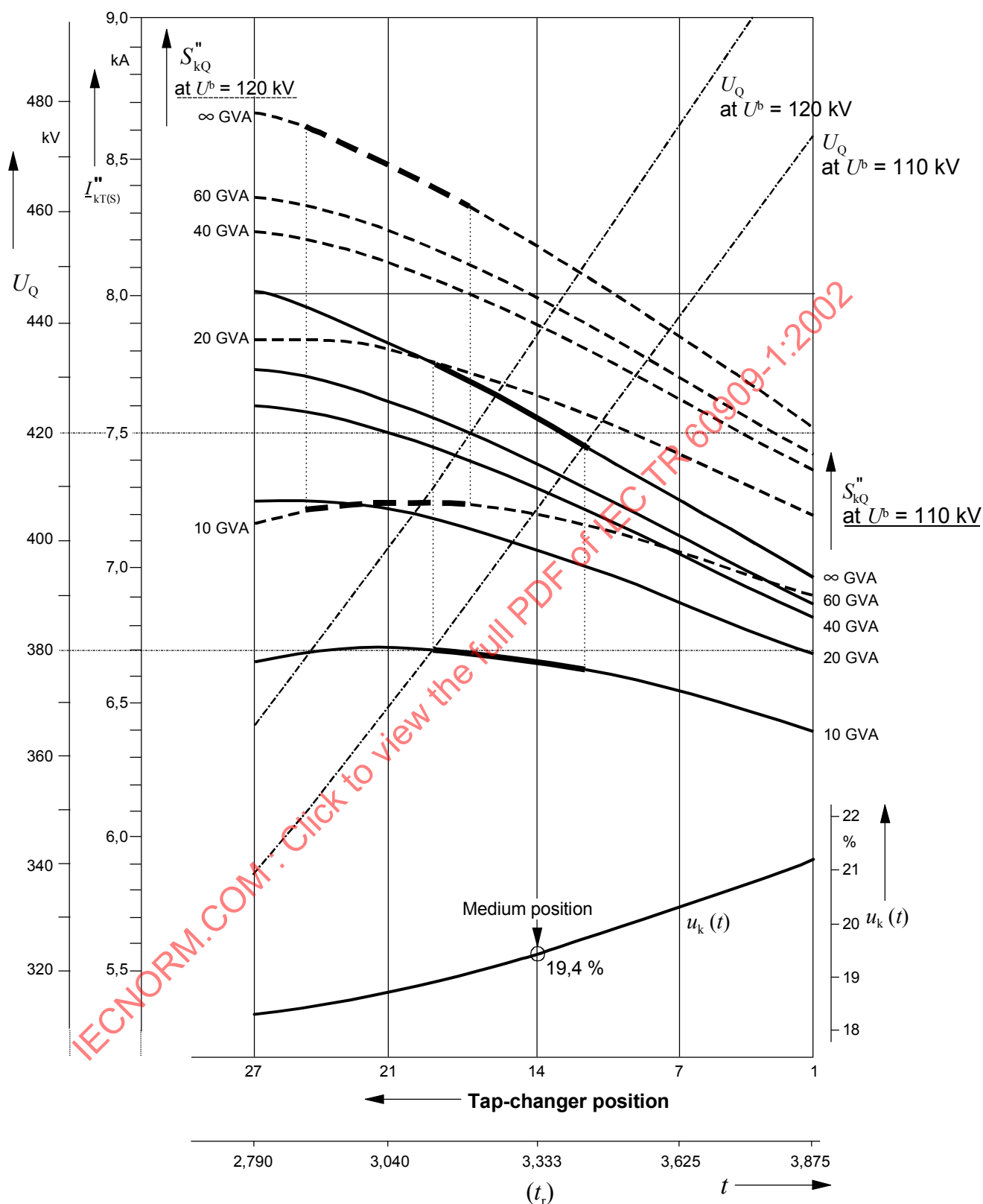
$$I_{kT(S)}'' = I^b + I_{kTU}'' = I^b \cos \varphi^b - j \left(I^b \sin \varphi^b + \frac{U^b}{\sqrt{3}(X_T(t) + X_{Qt})} \right) \quad (57)$$

The resistances R_T and R_{Qt} are small compared with the reactances and can be neglected.



NOTE (Lignes pleines pour la zone acceptable $U_Q = 380$ kV ... 420 kV, calculée avec l'équation (58).)

Figure 20 – Courants de court-circuit $I''_{kT(S)}$ dépendant de t , U^b et de S''_{kQ} pour le transformateur de réseau $S_{rT} = 300$ MVA (données voir texte)



NOTE (Bold lines for the admissible region $U_Q = 380 \text{ kV} \dots 420 \text{ kV}$, calculated with equation (58).)

Figure 20 – Short-circuit currents $I''_{kT(S)}$ depending on t , U^b and S''_{kQ} for the network transformer $S_{rT} = 300 \text{ MVA}$ (data see text)

$$U_Q^b = tU^b \sqrt{1 + 2x_T(t) \frac{U_{rTLV}}{U^b} \frac{I^b}{I_{rTLV}} \sin \phi^b + \left(x_T(t) \frac{U_{rTLV}}{U^b} \frac{I^b}{I_{rTLV}} \right)^2} \quad (58)$$

t est le rapport de transformation ($t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$) et $x_T(t)$ est la valeur relative de la réactance de court-circuit avec $x_T(t) = X_T(t) / Z_{rT}$ et $Z_{rT} = U_{rTLV} / (\sqrt{3} I_{rTLV})$, selon le rapport de transformation t .

La figure 20 indique les courants de court-circuit trouvés avec l'équation (57). La puissance de court-circuit au point de liaison Q varie entre 10 GVA et ∞ GVA pour des tensions $U^b = 110$ kV et $U^b = 120$ kV ($U_{\max}^b \leq U_m = 123$ kV, CEI 60038). Les résultats de la figure 20 sont trouvés avec les conditions $I^b = I_{rTLV}$ et $\cos \phi^b = 0,9$. La zone des courants de court-circuit possible entre 6,7 kA et 8,6 kA à la figure 20 dépend des conditions limites.

En appliquant la méthode avec la tension de source équivalente au point de court-circuit et si on introduit un facteur de correction d'impédance K_T cela conduit à l'équation (59):

$$I_{kT}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} |Z_T K_T + Z_{Qt}|} \approx \frac{cU_n}{\sqrt{3} (X_T K_T + X_{Qt})} \quad (59)$$

avec
$$X_T = X_{TLV} = \frac{u_{Xr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} \quad (60)$$

et
$$X_{Qt} = \frac{c_{QnQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \quad (61)$$

Pour trouver une expression adéquate de K_T , il est utile de comparer la partie imaginaire de $I_{kT(S)}''$ avec I_{kT}'' dans l'équation (59). Avec $c = c_{\max}$ pour courant de court-circuit maximal, on trouve l'expression suivante, valeur par excès [19]:

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{X_T(t)}{X_T} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + \frac{I^b}{U^b / \sqrt{3}} X_T(t) \sin \phi^b} \quad (62)$$

A partir des données recueillies sur environ 150 transformateurs de réseau [19], on trouve un rapport $X_T(t) / X_T \approx 0,92 \dots 1,12$ et un rapport $U_{rTLV} / U_n = 1,0 \dots 1,125$ avec une valeur moyenne de 1,075. Ces recherches conduisent à la simplification suivante de l'équation (62), écrite dans la forme indiquée par la CEI 60909-0, équation (12b):

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_T (I_T^b / I_{rT}) \sin \phi_T^b} \quad (63)$$

avec $x_T = X_T / Z_{rT}$ pour $Z_{rT} = U_{rTLV} / (\sqrt{3} I_{rTLV})$ et U^b égale à la tension de fonctionnement la plus élevée avant le court-circuit et I_T^b égal au courant le plus élevé du transformateur avant le court-circuit selon la configuration du réseau et la philosophie correspondante de fiabilité. L'équation (63) est identique à la CEI 60909-0, équation (12b). Le facteur $c_{\max}$ est lié à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur de réseau.

$$U_Q^b = tU^b \sqrt{1 + 2x_T(t) \frac{U_{rTLV}}{U^b} \frac{I^b}{I_{rTLV}} \sin \varphi^b + \left(x_T(t) \frac{U_{rTLV}}{U^b} \frac{I^b}{I_{rTLV}} \right)^2} \quad (58)$$

t is the transformation ratio ($t \neq t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$) and $x_T(t)$ is the relative value of the short-circuit reactance with $x_T(t) = X_T(t) / Z_{rT}$ and $Z_{rT} = U_{rTLV} / (\sqrt{3} I_{rTLV})$, depending on the transformation ratio t .

Figure 20 gives the short-circuit currents found with equation (57). The short-circuit power at the connection point Q varies between 10 GVA and ∞ GVA for voltages $U^b = 110$ kV and $U^b = 120$ kV ($U_{\max}^b \leq U_m = 123$ kV, IEC 60038). The results of figure 20 are found under the conditions $I^b = I_{rTLV}$ and $\cos \varphi^b = 0,9$. The region of the possible short-circuit currents between 6,7 kA and 8,6 kA in figure 20 depends on the boundary conditions.

Following the method with the equivalent voltage source at the short-circuit location and introducing an impedance-correction factor K_T leads to equation (59):

$$I_{kT}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} |Z_{rT} K_T + Z_{Qt}|} \approx \frac{cU_n}{\sqrt{3} (X_T K_T + X_{Qt})} \quad (59)$$

with

$$X_T = X_{TLV} = \frac{u_{Xr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} \quad (60)$$

and

$$X_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \quad (61)$$

To find an adequate expression for K_T , it is useful to compare the imaginary part of $I_{kT(S)}''$ with I_{kT}'' from equation (59). With $c = c_{\max}$ for the maximum short-circuit current, the following expression is found on the conservative side [19]:

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{X_T(t)}{X_T} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + \frac{I^b}{U^b / \sqrt{3}} X_T(t) \sin \varphi^b} \quad (62)$$

From the data collected from about 150 network transformers [19] a quotient $X_T(t) / X_T \approx 0,92 \dots 1,12$ and a quotient $U_{rTLV} / U_n = 1,0 \dots 1,125$ with an average value of 1,075 is found. These investigations lead to the following simplification of equation (62), written in the form given in IEC 60909-0, equation (12b):

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_T (I_T^b / I_{rT}) \sin \varphi_T^b} \quad (63)$$

with $x_T = X_T / Z_{rT}$ at $Z_{rT} = U_{rTLV} / (\sqrt{3} I_{rTLV})$ and U^b as the highest operating voltage before the short circuit and I_T^b as the highest current of the transformer before the short circuit depending on the network configuration and the relevant reliability philosophy. Equation (63) is identical with IEC 60909-0, equation (12b). The factor $c_{\max}$ is related to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer.

La figure 21a indique les écarts Δ_{NT} trouvés avec I_{kT}'' de l'équation (59), avec $K_T = 1$ et $I_{kT(S)}''$ trouvé de l'équation (57).

$$\Delta_{NT} = \frac{I_{kT}'' - I_{kT(S)}''}{I_{kT(S)}''} 100 \% \quad (64)$$

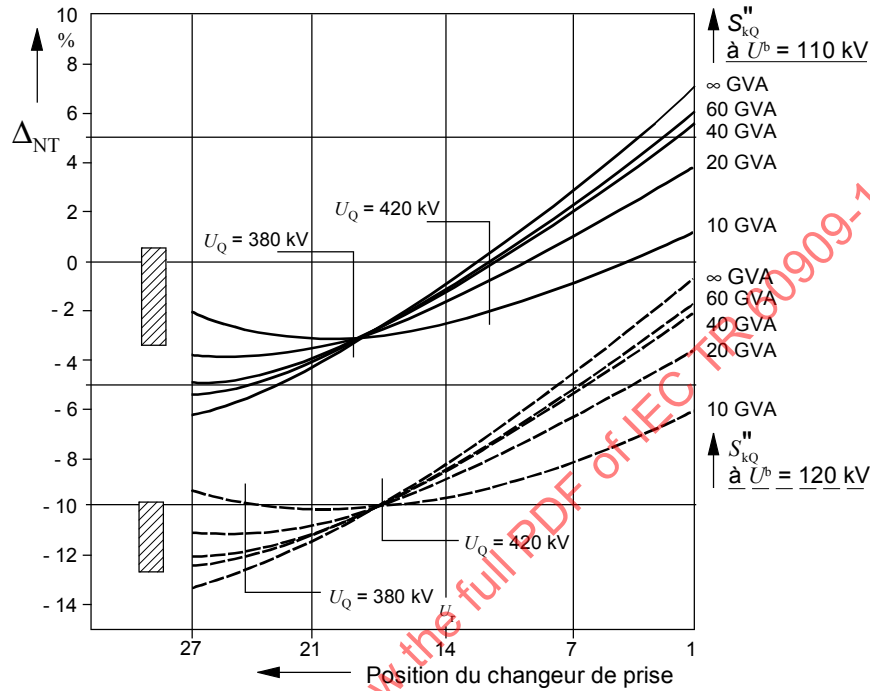


Figure 21a – Facteur de correction $K_T = 1$

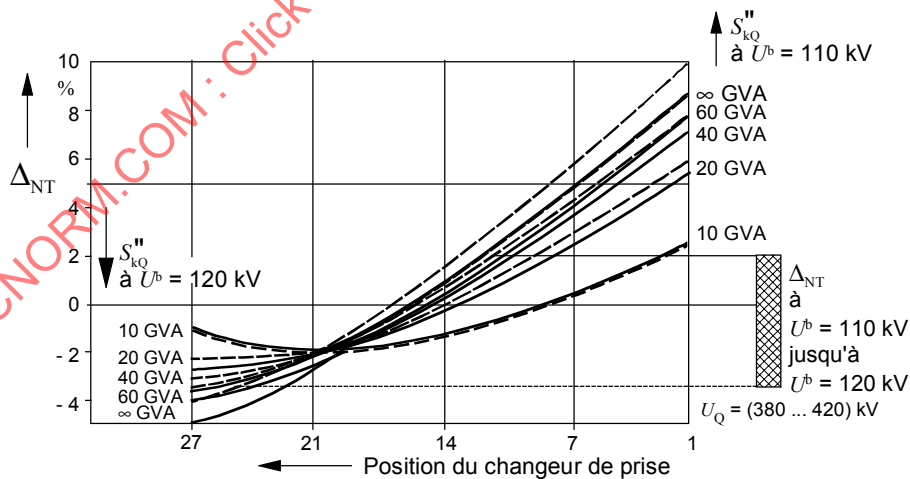


Figure 21b – Facteur de correction de l'équation (63) avec $I_T^b / I_{rT} = 1$ et $\cos \varphi^b = 0,8$

Figure 21 – Ecarts Δ_{NT} calculés avec l'équation (64) pour le transformateur $S_{rT} = 300$ MVA

De la figure 21a avec $K_T = 1$ on peut constater que la tension U^b a une influence déterminante et peut conduire à des résultats de valeur par défaut situés à l'extérieur de la limite inférieure des -5% , si la tension U^b est supérieure à $U_n = 110$ kV.

Figure 21a gives the deviations Δ_{NT} found with I_{kT}'' from equation (59) and $K_T = 1$ and with $I_{kT(S)}''$ found from equation (57).

$$\Delta_{NT} = \frac{I_{kT}'' - I_{kT(S)}''}{I_{kT(S)}''} 100 \% \quad (64)$$

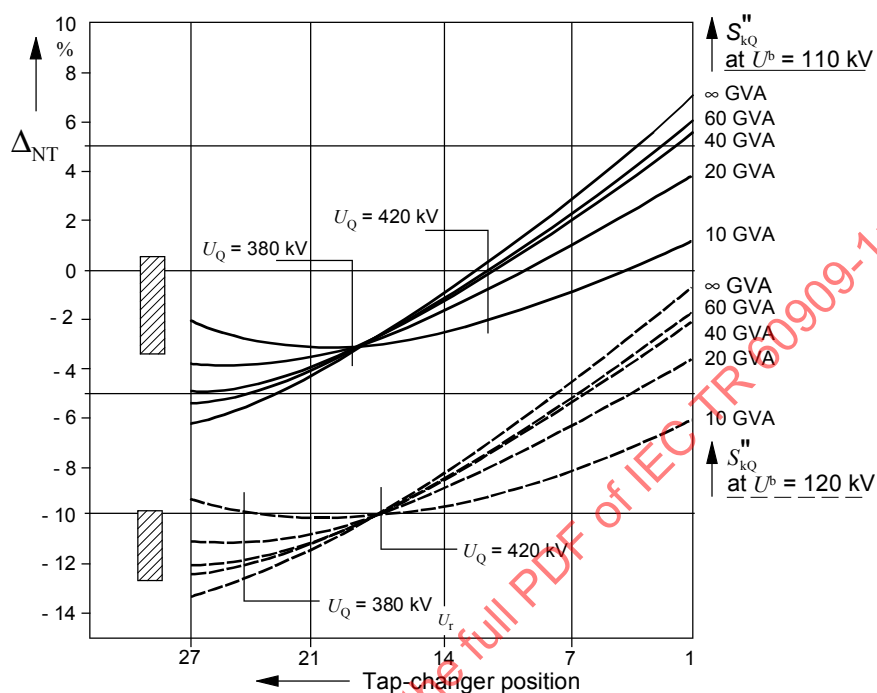


Figure 21a – Correction factor $K_T = 1$

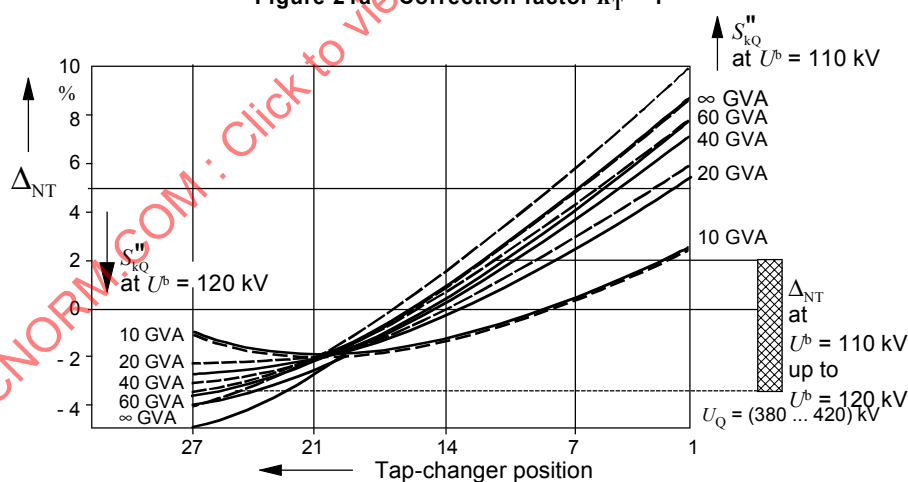


Figure 21b – Correction factor from equation (63) with $I_T^b / I_{rT} = 1$ and $\cos \varphi^b = 0,8$

Figure 21 – Deviations Δ_{NT} calculated with equation (64) for the transformer $S_{rT} = 300$ MVA

From figure 21a with $K_T = 1$ it can be seen that the voltage U^b has an essential influence and may lead to results on the non-conservative side outside the lower border of -5% , if the voltage U^b is higher than $U_n = 110$ kV.

Figure 21b gives the deviations after the introduction of K_T from equation (63). The deviations now are small, if the voltage at the high-voltage side of the transformer has a range of 380 kV ... 420 kV.

La figure 21b indique les écarts après introduction de K_T de l'équation (63). Les écarts sont maintenant faibles, si la tension côté haute tension du transformateur est dans la gamme 380 kV ... 420 kV.

2.3.3 Examen statistique des 150 transformateurs de réseau

On réalise une vérification statistique sur environ 150 transformateurs de réseau avec changeur de prise en charge. Les données sont recueillies des sociétés de service et de fabrication [19]. Les tensions nominales du réseau côté haute tension des transformateurs se situent entre 20 kV et 380 kV, la puissance apparente assignée est entre 10 MVA et 600 MVA. On trouve les rapports et les résultats suivants:

$$U_{rTHV}/U_{nQ} = 0,91 \dots 0,987 \dots 1,105$$

$$U_{rTLV}/U_n = 1,0 \dots 1,075 \dots 1,125$$

$$u_{kr} = 7,2 \dots 19,0 \% \text{ [IEC 60909-2: } u_{kr} = 7 \% \dots 12 \% \dots 15 \% \text{]}$$

au cas où $S_{rT} = 10 \text{ MVA} \dots 40 \text{ MVA}$

Seuls les transformateurs de réseau, en Grande Bretagne, ont des valeurs extrêmement élevées pour u_{kr} jusqu'à 32 %; pour ces cas la deuxième partie de l'équation (63) présente un intérêt particulier.

Le tableau 1 indique les conditions limites I et II de cette estimation statistique.

**Tableau 1 – Tensions et courants avant le court-circuit
côté basse tension des transformateurs de réseau**

Conditions limites	$\frac{U^b}{U_n}$	$\frac{U_Q^b}{U_{nQ}}$	$\frac{I_T^b}{I_{rT}}$	$\cos \phi^b$
I	0,95 ... 1,05	0,95 ... 1,05	0 ... 0,6 (1,0) ^a	1 ... 0,8
II	0,95 ... 1,1	1,0 ... 1,1		1 ... 0,8
^a Dans le cas d'un transformateur: $I_T^b / I_{rT} = 0 \dots 1,0$ Dans le cas de deux transformateurs en parallèle: $I_T^b / I_{rT} = 0 \dots 0,6$				

La puissance de court-circuit $S_{kQ}'' = \sqrt{3} U_{nQ} I_{kQ}''$ en Q varie dans les limites suivantes:

U_{nQ}	kV	20	110	220	380
S_{kQ}''	GVA	0,25 ... 1,25	1,0 ... 7,5	4,0 ... 30	7,0 ... 50

Les résultats sont donnés sous forme de courbes de fréquence cumulée H des écarts Δ_{NT} calculés à l'aide de l'équation (64) et si on utilise les valeurs maximales $I_{kT(S)}''$ trouvées par la méthode de substitution et I_{kT}'' à partir de l'équation (59) avec $K_T = 1$ ou K_T de l'équation (63) avec $I_T^b / I_{rT} = 1$.

La différence entre les figures 21a et 21b correspond principalement au rapport le plus important U^b / U_{rTLV} du côté basse tension du transformateur avant le court-circuit. Comme la condition de fonctionnement I du tableau 1 est vraie dans la plupart des cas, le facteur de correction K_T de l'équation (63), le même que pour la CEI 60909-0, équation (12b), pourrait donner des résultats suffisants.

2.3.3 Statistical examination of 150 network transformers

A statistical examination is carried out for about 150 network transformers with on-load tap changer. Data are collected from public service companies and industrial plants [19]. The nominal system voltages at the high-voltage side of the transformers are between 20 kV and 380 kV, the rated apparent power between 10 MVA and 600 MVA. The following ratios and data are found:

$$U_{rTHV}/U_{nQ} = 0,91 \dots 0,987 \dots 1,105$$

$$U_{rTLV}/U_n = 1,0 \dots 1,075 \dots 1,125$$

$$u_{kr} = 7,2 \dots 19,0 \% \text{ [IEC 60909-2: } u_{kr} = 7 \% \dots 12 \% \dots 15 \%]$$

in case of $S_{rT} = 10 \text{ MVA} \dots 40 \text{ MVA}$

Only network transformers in the UK have extremely high values of u_{kr} up to 32 %; in these cases the second term of equation (63) is of special interest.

Table 1 gives the boundary conditions I and II for the statistical evaluation.

Table 1 – Voltages and currents before the short circuit at the low-voltage side of the network transformers

Boundary condition	$\frac{U^b}{U_n}$	$\frac{U_Q^b}{U_{nQ}}$	$\frac{I_T^b}{I_{rT}}$	$\cos \varphi^b$
I	0,95 ... 1,05	0,95 ... 1,05	0 ... 0,6	1 ... 0,8
II	0,95 ... 1,1	1,0 ... 1,1	(1,0) ^a	1 ... 0,8
^a In the case of one transformer: $I_T^b / I_{rT} = 0 \dots 1,0$ In the case of two parallel transformers: $I_T^b / I_{rT} = 0 \dots 0,6$				

The short-circuit power $S_{kQ}'' = \sqrt{3} U_{nQ} I_{kQ}''$ at Q is varied in the following ranges:

U_{nQ}	kV	20	110	220	380
S_{kQ}''	GVA	0,25 ... 1,25	1,0 ... 7,5	4,0 ... 30	7,0 ... 50

The results are given as cumulative frequency curves H of the deviations Δ_{NT} calculated with equation (64) and using the maximum values of $I_{kT(S)}''$ found with the superposition method and I_{kT}'' from equation (59) with $K_T=1$ or K_T from equation (63) with $I_T^b / I_{rT}=1$.

The difference between figure 21a and 21b is mainly related to the higher ratio U^b / U_{rTLV} on the low-voltage side of the transformer before the short circuit. Because the operation condition I in table 1 is true for most practical cases, the correction factor K_T from equation (63), equal to IEC 60909-0, equation (12b), should give sufficient results.

Si on ne connaît pas les conditions de fonctionnement de U^b , I^b et $\cos \varphi^b$, par exemple au stade de la planification, l'expression suivante de K_T peut donner des résultats suffisants [19] et [23]:

$$K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_T} \quad (65)$$

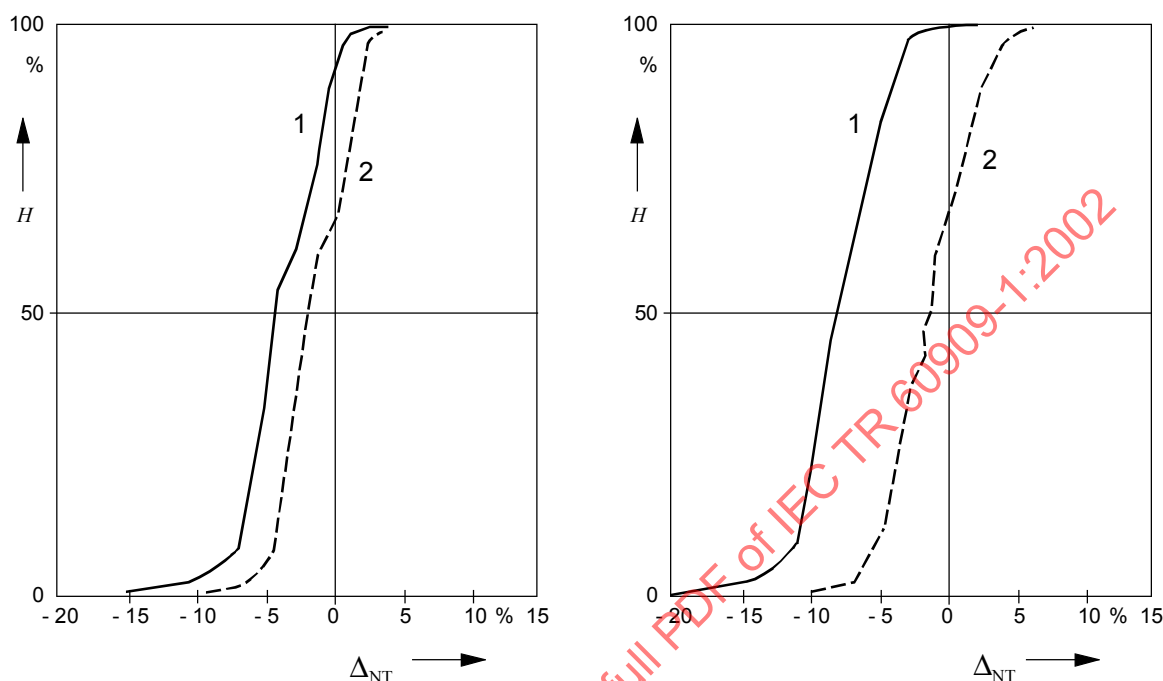


Figure 22a – Condition de fonctionnement I (tableau 1) Figure 22b – Condition de fonctionnement II (tableau 1)

Figure 22 – Fréquence cumulée H des écarts Δ_{NT} calculée avec l'équation (64)

1: $K_T = 1,0$; 2: K_T selon l'équation (63) avec $I_T^b / I_{rT} = 1$

Le facteur de correction de l'équation (65), indiqué dans la CEI 60909-0, équation (12a), doit être utilisé pour les transformateurs de réseau avec changeur de prise en charge ainsi que pour les transformateurs de réseau avec un rapport de transformation constant, par exemple dans le cas de transformateurs basse tension $U_{rTHV} / U_{rTLV} = 20 \text{ kV} / 0,41 \text{ kV}$ ou $U_{rTHV} / U_{rTLV} = 20 \text{ kV} / 0,42 \text{ kV}$ alimentant les réseaux basse tension avec $U_n = 400 \text{ V}$ [23]. Le facteur $c_{\max}$ est dans tous les cas lié à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur.

2.3.4 Facteurs de correction d'impédance pour les transformateurs de réseau dans les réseaux maillés

Pour les transformateurs de réseau, quand on calcule les courants de court-circuit avec la source de tension équivalente au point de court-circuit, un facteur de correction d'impédance doit pouvoir diminuer les erreurs par défaut calculées en comparaison de I_{kMAX}'' , sans une augmentation générale des courants de court-circuit dans tout le réseau [19].

L'étude statistique tient uniquement compte des transformateurs de réseau [19] et [25]. Les transformateurs dépendent des groupes de production (voir 2.2). Les calculs statistiques traitant de l'effet de K_T dans les réseaux maillés ont été réalisés avec ces facteurs de correction d'impédance K_T , dont l'effet a déjà été illustré pour les calculs des courants de court-circuit sur ligne simple, côté basse tension des transformateurs de réseau [19]. En utilisant K_T conformément à l'équation (63) avec $\cos \varphi^b = 0,8$ ($\sin \varphi^b = 0,6$), $I_T^b / I_{rT} = 1$ et $U_n / U^b = 0,95$ (condition de fonctionnement I du tableau 1: $U^b / U_n = 0,95 \dots 1,05$) les résultats sont inclus dans les résultats de la figure 22a (voir l'équation (65)).

If the operating conditions U^b , I^b and $\cos \varphi^b$ are unknown, for instance in the planning stage, the following expression for K_T may give sufficient results [19] and [23]:

$$K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_T} \quad (65)$$

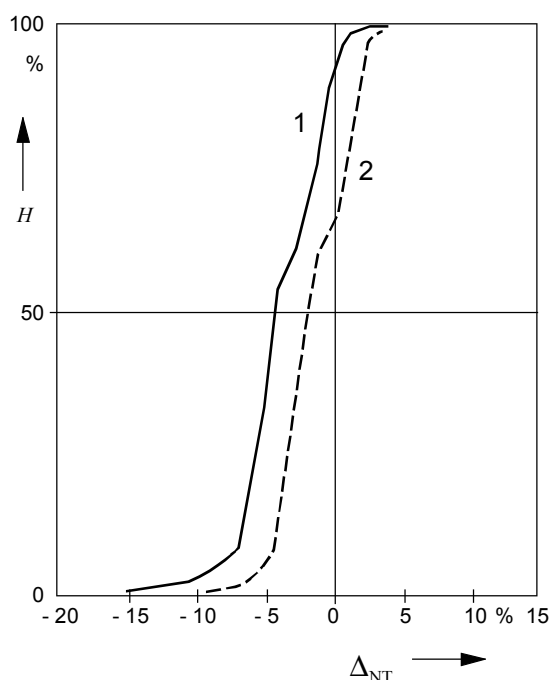


Figure 22a – Operating condition I (table 1)

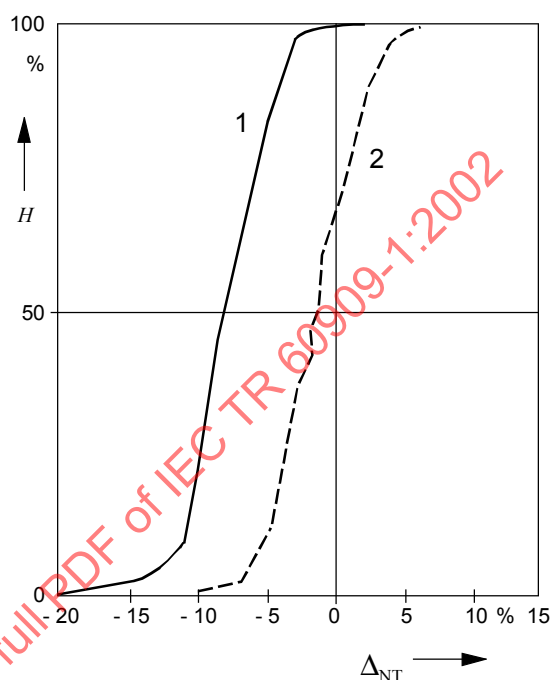


Figure 22b – Operating condition II (table 1)

Figure 22 – Cumulative frequency H of the deviations Δ_{NT} calculated with equation (64)
1: $K_T = 1,0$; 2: K_T according to equation (63) with $I_T^b / I_{rT} = 1$

The correction factor from equation (65), given in IEC 60909-0, equation (12a), shall be used for network transformers with on-load tap-changer as well as for network transformers with a constant transformation ratio, for instance in the case of low-voltage transformers $U_{rTHV} / U_{rTLV} = 20 \text{ kV} / 0,41 \text{ kV}$ or $U_{rTHV} / U_{rTLV} = 20 \text{ kV} / 0,42 \text{ kV}$ feeding low-voltage networks with $U_n = 400 \text{ V}$ [23]. The factor $c_{\max}$ is related in every case to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer.

2.3.4 Impedance correction factors for network transformers in meshed networks

An impedance correction factor for network transformers when calculating short-circuit currents with the equivalent voltage source at the short-circuit location shall be able to reduce the negative deviations calculated in comparison with I_{kMAX}'' without a general increase of the short-circuit currents in the whole network [19].

The statistical evaluation examines only network transformers [19] and [25]. Unit transformers are dealt together with power-station units (see 2.2). The statistical calculation dealing with the effect of K_T in meshed networks was carried out with those impedance correction factors K_T , which had already shown a sufficient effect during the calculations for single fed short-circuit currents at the low-voltage side of network transformers [19]. The results when using K_T according to equation (63) with $\cos \varphi^b = 0,8$ ($\sin \varphi^b = 0,6$), $I_T^b / I_{rT} = 1$ and $U_n / U^b = 0,95$ (operation condition I in table 1: $U^b / U_n = 0,95 \dots 1,05$) are incorporated in the results of figure 22a (see equation (65)).

Le tableau 2 illustre les valeurs caractéristiques de la fréquence cumulée H pour les écarts Δ en conformité avec l'équation (66) [19]:

où I_{kIEC}'' a été calculée avec $c = c_{\text{max}}$ et K_S (équation (31)) ou K_{SO} (équation (49)) pour les groupes de puissance et K_T de l'équation (65) ou de l'équation (63) avec $U_{\text{N}}/U^b = 0.95$ et $(I_{\text{T}}^b / I_{\text{rT}}) \cdot \sin \varphi^b = 0.6$. Le courant I_{kMAX}'' est déterminé avec un processus d'optimisation comme pour le courant de court-circuit maximal qui fait suite au flux de puissance du cas le plus défavorable pour chaque nœud du réseau [9], [13] et [26].

Il faut prendre en compte le fait qu'à l'aide de la procédure d'optimisation prévue pour trouver le courant de court-circuit maximal I_{kMAX}'' , les cas défavorables ont été déterminés en utilisant les conditions limites données et que ces conditions qui sont les plus défavorables ne se produisent que très rarement. Les résultats en 2.2.5, en particulier côté gauche de la figure 18, ont démontré, que les résultats concernant les écarts Δ calculés pour I_{kMAX}'' sont décalés d'approximativement 5 % vers la gauche si on les compare avec les résultats trouvés avec la méthode de superposition dans le cas d'un réseau très chargé pendant l'hiver. En tenant compte des résultats de 2.2.5, il convient d'ajouter approximativement 5 % aux valeurs indiquées aux colonnes 3, 4 et 5 du tableau 2. Les valeurs médianes du tableau 2 (colonne 5) se trouvent alors entre +0,7 % et +4,3 %.

Tableau 2 – Résultats des calculs dans les réseaux haute tension maillés avec facteurs de correction d'impédance pour les groupes de production et avec K_T conforme à l'équation (65) pour les écarts Δ par rapport à l'équation (66) [19]

1	2	3	4	5	6	7
Groupe de nœuds	Nombre de nœuds	Limite inférieure de l'écart Δ %	Limite supérieure de l'écart Δ %	Valeur médiane Δ_{50} % %	Partie avec $\Delta < -5$ % %	Partie avec $ \Delta < 5\%$ %
I	63	-9,5	+7,0	-1,3	20,6	73,0
II	146	-9,5	+7,0	-1,0	17,1	76,7
III	36	-9,5	+5,0	-4,3	52,8	47,2
IV	21	-9,5	+4,0	-3,7	47,6	52,4
V	21	-8,0	+7,0	-0,7	19,0	61,9

I Version fondamentale des réseaux haute tension
 II Toutes versions de réseaux haute tension
 III Nœuds aux bornes du transformateur
 IV Gamme de tension aux nœuds +10 %
 V Gamme des tensions les plus faibles comme dans le cas IV

For the statistical evaluation of the effect of K_T in meshed networks, the same six high-voltage networks with $U_n = 110$ kV, 220 kV and 380 kV are used, which already have been used for the evaluation of the impedance correction factors for power-station units (see 2.2.5).

Table 2 shows the characteristic values of the cumulative frequency H for the deviations Δ in accordance with equation (66) [19]:

$$\Delta = \frac{I_{kIEC}'' - I_{kMAX}''}{I_{kMAX}''} \cdot 100 \% \quad (66)$$

where I_{kIEC}'' was calculated with $c = c_{\max}$ and K_S (equation (31)) or K_{SO} (equation (49)) for the power-station units and K_T from equation (65) or equation (63) with $U_h/U^b = 0.95$ and $(I_{IT}^b / I_{IT}) \cdot \sin \varphi^b = 0.6$. The current I_{kMAX}'' is determined with an optimization process as the maximum short-circuit current following the worst-case load flow at every node of the network [9], [13] and [26].

In comparison to the results given in 2.2.5 especially at the right side of figure 18, the results given in table 2 lead to similar cumulative frequency curves $H = f(\Delta)$. Only the lower deviation limit is reduced. This leads to the result that the impedance-correction factor K_T given in equation (65) does not shift the short-circuit currents as a whole to the conservative side, but preferentially works in those cases where the short circuit is fed through transformers only, that means in those cases already dealt with in 2.5.3.

It has to be taken into account that, by means of the optimization procedure to find the maximum short-circuit current I''_{kMAX} , the unfavourable cases have been determined using the given boundary conditions and that these most unfavourable conditions will occur only rarely. The results in 2.2.5, especially at the left side of figure 18, have shown that the results for the deviations Δ calculated with I''_{kMAX} are shifted for approximately 5 % to the left in comparison with the results found with the superposition method in case of a heavily loaded network during winter time. Taking into account these results from 2.2.5, approximately 5 % should be added to the values given in columns 3, 4 and 5 of table 2. The median values in table 2 (column 5) are then between +0,7 % and +4,3 %.

From the viewpoint of safety and economy these considerations have lead to the introduction of correction factor K_T for network transformers according to equation (65) or equation (63) if the operating conditions are known for sure from experience.

Table 2 – Results of calculations in meshed high-voltage networks with impedance-correction factors for power-station units and with K_T according to equation (65) for the deviations Δ from equation (66) [19]

1	2	3	4	5	6	7
Group of nodes	Number of nodes	Lower deviation limit Δ %	Upper deviation limit Δ %	Median value Δ_{50} %	Part with $\Delta < -5\%$ %	Part with $ \Delta < 5\%$ %
I	63	-9,5	+7,0	-1,3	20,6	73,0
II	146	-9,5	+7,0	-1,0	17,1	76,7
III	36	-9,5	+5,0	-4,3	52,8	47,2
IV	21	-9,5	+4,0	-3,7	47,6	52,4
V	21	-8,0	+7,0	-0,7	19,0	61,9

I Basic version of the high-voltage networks
 II All versions of the high-voltage networks
 III Nodes at the transformer terminals
 IV Voltage range at the nodes +10 %
 V Smaller voltage range as in case IV

2.4 Facteur κ pour le calcul du courant de court-circuit crête

2.4.1 Généralités

Le facteur κ est utilisé pour le calcul du courant de court-circuit crête i_p . L'équation de base est l'équation (54) de la CEI 60909-0:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (67)$$

Dans le cas d'un court-circuit monophasé loin de l'alternateur, le facteur κ est fonction de R/X ou de X/R comme indiqué à la figure 15 de la CEI 60909-0, ou peut être calculé par l'approximation numérique suivante:

$$\kappa = \kappa_{IEC} = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} \quad (68)$$

L'équation $\kappa = \kappa_{IEC}$ s'applique pour les réseaux 50 Hz et 60 Hz. Le facteur κ doit donner la plus grande valeur instantanée de courant de court-circuit possible, c'est pourquoi on suppose que le court-circuit commence au zéro de tension et que la valeur de i_p est atteinte environ 10 ms (dans les réseaux 50 Hz) ou 8,33 ms (dans les réseaux 60 Hz) après l'apparition du court-circuit (voir 2.4.2 et 2.4.3).

Dans le cas d'un court-circuit proche d'un alternateur ou proche d'un moteur, la composante alternative symétrique du courant de court-circuit est également décroissante. Pour prendre cet effet en compte pendant les 10 ms (ou les 8,33 ms) qui suivent l'apparition du court-circuit, on introduit des rapports fictifs particuliers R_{Gf}/X_d'' (CEI 60909-0, 3.6.1) et R_M/X_M (CEI 60909-0, 3.8.1). Ces rapports sont nettement plus élevés que les rapport naturels R/X des machines synchrones et asynchrones. On obtient ces rapports fictifs à partir de mesures et de calculs.

Dans le cas des courts-circuits triphasés alimentés par des sources non maillées (voir par exemple la CEI 60909-0, figure 12) le courant de court-circuit au point de court-circuit est égale à la somme des courants de courts-circuits crête des différentes branches (CEI 60909-0, 4.3.1.1).

Dans les réseaux maillés comportant des branches en parallèle et des combinaisons de branches en parallèle et en série, (CEI 60909-0, figure 14) on calcule la valeur crête du courant de court-circuit i_p à l'aide d'une des trois méthodes décrites dans la CEI 60909-0, 4.3.1.2. Des détails sur ces trois méthodes et sur leurs applications sont données en 2.4.4.

Le principe de base de ces méthodes a), b) et c) qui permettent de calculer κ et i_p est qu'elles doivent s'appliquer aussi bien pour les calculs manuels que dans le cas de calculs réalisés à l'aide de programmes numériques appropriés (voir la CEI 60909-4, article 6). D'autre part il convient que les résultats ne diffèrent pas de la valeur exacte de plus de 5 % par défaut. Dans cet esprit, la notion de sécurité reste l'objectif principal, mais les aspects économiques ont également à être pris en compte.

2.4.2 Facteur κ pour les circuits série R-L

Dans le cas d'un court-circuit triphasé à alimentation simple (court-circuit proche ou éloigné d'un alternateur) c'est-à-dire relatif à un circuit R-L, la valeur i_p est calculée conformément à 4.3.1.1 de la CEI 60909-0. L'exemple de la figure 23 illustre ceci en partant de l'hypothèse suivante: $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$.

2.4 Factor κ for the calculation of the peak short-circuit current

2.4.1 General

The factor κ is used for the calculation of the peak short-circuit current i_p . The basic equation is equation (54) of IEC 60909-0:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (67)$$

In the case of a single-fed far-from-generator short circuit the factor κ is given as a function of R/X or X/R in figure 15 of IEC 60909-0, or can be calculated with the following numerical approximation:

$$\kappa = \kappa_{IEC} = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} \quad (68)$$

$\kappa = \kappa_{IEC}$ is valid for both 50 Hz systems and 60 Hz systems. The factor κ shall lead to the highest possible instantaneous value of the short-circuit current; therefore, it is assumed that the short circuit starts at zero voltage and i_p is reached approximately 10 ms (in 50 Hz systems) or 8,33 ms (in 60 Hz systems) after the beginning of the short circuit (see 2.4.2 and 2.4.3).

In the case of a near-to-generator or near-to-motor short circuit, the symmetrical a.c. component of the short-circuit current is also decaying. To account for this effect during the first 10 ms (or 8,33 ms) after the beginning of the short circuit, special fictitious ratios R_{Gf}/X_d'' (IEC 60909-0, 3.6.1) and R_M/X_M (IEC 60909-0, 3.8.1) are introduced. These ratios are considerably higher than the natural ratios of R/X of the synchronous and asynchronous machines. These fictitious ratios are found from measurements and calculations.

In the case of three-phase short circuits fed from non-meshed sources (see for instance IEC 60909-0, figure 12) the peak short-circuit current at the short-circuit location is found as the sum of the peak short-circuit currents of the different branches (IEC 60909-0, 4.3.1.1).

In meshed networks with parallel branches and combinations of parallel and series branches, (IEC 60909-0, figure 14) the calculation of the peak short-circuit current i_p is performed with one of the three methods given in IEC 60909-0, 4.3.1.2. Details of these three methods and their applications are given in 2.4.4.

The guiding principle for the methods a), b) and c) to calculate κ and i_p is the requirement that the methods be applicable both for hand calculation and for calculations with a suitable digital programme (see IEC 60909-4, clause 6). Furthermore, the results should not differ more than 5 % from the exact value on the non-conservative side. In this concept the viewpoint of safety is the main goal, but economic aspects also have to be taken into account.

2.4.2 Factor κ in series R-L-circuits

In the case of a single-fed three-phase short circuit (near-to-generator or far-from-generator short circuit) i.e. in a series R-L-circuit, i_p is calculated in accordance with IEC 60909-0, 4.3.1.1. To demonstrate this, the example in figure 23 is given with the assumption $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$.

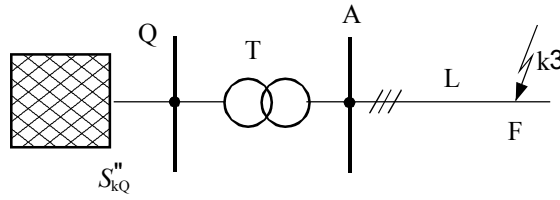


Figure 23a – Exemple avec l'hypothèse $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$

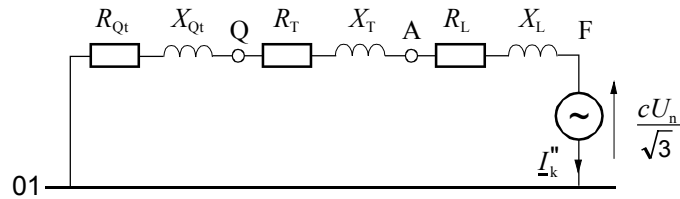


Figure 23b – Schéma du circuit équivalent du système direct pour le calcul de I_k''

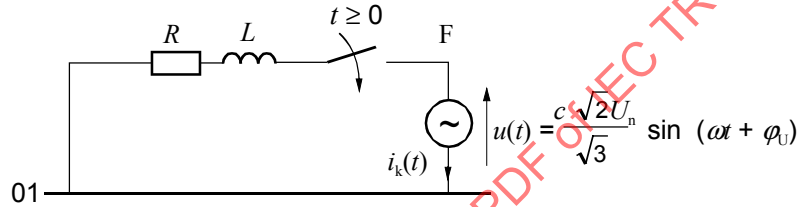


Figure 23c – Schéma du circuit équivalent du système direct pour le calcul de i_p avec $R = R_{Qt} + R_T + R_L$ et $L = L_{Qt} + L_T + L_L$, $\omega = 2 \pi f$, $f = 50$ Hz ou 60 Hz

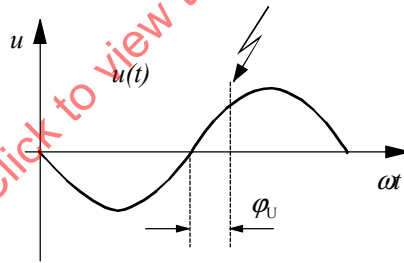
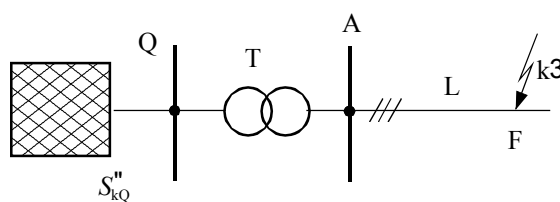
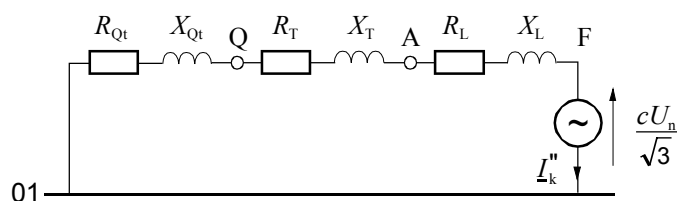
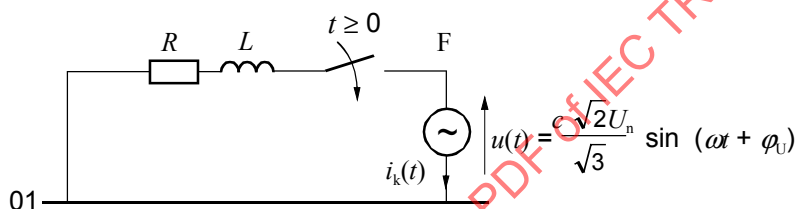
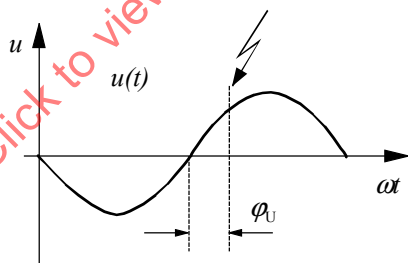


Figure 23d – Définition de l'angle de tension φ_U

Figure 23 – Calcul du facteur κ dans le cas d'un court-circuit triphasé à simple alimentation (circuit séries R-L)

A partir de la figure 23c on obtient l'équation différentielle suivante qui permet de calculer i_k ($t \geq 0$):

$$Ri_k + L \frac{di_k}{dt} = \frac{c\sqrt{2}U_n}{\sqrt{3}} \sin(\omega t + \varphi_U) \quad (69)$$

Figure 23a – Example with the assumption $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$ Figure 23b – Equivalent circuit diagram of the positive-sequence system for the calculation of I_k'' Figure 23c – Equivalent circuit diagram of the positive-sequence system for the calculation of i_p with $R = R_{Qt} + R_T + R_L$ and $L = L_{Qt} + L_T + L_L$, $\omega = 2\pi f$, $f = 50$ Hz or 60 HzFigure 23d – Definition of the voltage angle φ_U Figure 23 – Calculation of the factor κ in the case of a single-fed three-phase short circuit (series R-L-circuit)

From figure 23c the following differential equation for the calculation of i_k is found ($t \geq 0$):

$$Ri_k + L \frac{di_k}{dt} = \frac{c\sqrt{2}U_n}{\sqrt{3}} \sin(\omega t + \varphi_U) \quad (69)$$

La solution de l'équation (69) est:

$$i_k = \sqrt{2} I_k'' [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + e^{-\frac{R}{X} \omega t} \sin(\gamma - \varphi_U)] = \sqrt{2} I_k'' \kappa \quad (70)$$

où

I_k'' est la valeur initiale du courant de court-circuit triphasé (CEI 60909-0, équation (29)),

$$I_k'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} |Z_k|} \quad \text{avec } Z = R + jX = Z_k;$$

Z est l'impédance de court-circuit, $Z = Z_k = \sqrt{R^2 + X^2}$;

γ est l'angle d'impédance, $\gamma = \arctan \frac{X}{R}$;

φ_U est l'angle de tension au début du court-circuit (voir figure 23d)

La valeur de i_k dans l'équation (70) se compose d'un terme périodique i_{kAC} et d'un terme apériodique décroissant $i_{kDC} = i_{DC}$ (CEI 60909-0, figure 1):

$$i_k = i_{ka.c.} + i_{kd.c.} = \sqrt{2} I_k'' \sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + \sqrt{2} I_k'' e^{-\frac{R}{X} \omega t} \sin(\gamma - \varphi_U) \quad (71)$$

A l'apparition du court-circuit ($t = 0$), le courant de court-circuit est égal à zéro: $i_k(t = 0) = i_{kAC}(t = 0) + i_{kDC}(t = 0) = 0$.

Ce n'est que dans le cas particulier où $R/X = 0$, que la valeur de crête i_k du courant de court-circuit est atteinte exactement 10 ms (dans les réseaux 50 Hz) ou 8,33 ms (dans les réseaux 60 Hz) (voir figure 24) après l'apparition du court-circuit à partir du zéro de tension ($\varphi_U = 0$). Si on prend $R/X > 0$ la valeur de crête i_p du courant de court-circuit se produit au moment où $t_p < 10$ ms ou $t_p < 8,33$ ms.

La valeur maximale de i_p est obtenue par dérivation partielle de κ à partir de l'équation (70) par rapport à t et φ_U . Par cette procédure on obtient $\varphi_U = 0$ quel que soit le rapport R/X et par conséquent $\kappa = \kappa_{\max}$ selon l'équation (70):

$$\kappa = \sin(\omega t - \gamma) + e^{-\frac{R}{X} \omega t} \sin \gamma \quad (72)$$

On calcule le facteur κ et la valeur de t_p (au moment où se produit la valeur de crête du courant de court-circuit) à l'aide de l'équation (72) selon un processus d'itération. La figure 24 donne les valeurs exactes de κ en fonction de R/X ou de X/R . De plus la valeur de $t_p = t_{p50}$ est indiquée pour une fréquence nominale de 50 Hz ($t_{p60} = t_{p50} \cdot 50 \text{ Hz}/60 \text{ Hz}$)

L'écart $\Delta \kappa_{IEC}$ par rapport à la valeur exacte de κ est inférieure à 0,6 % environ tant que $0 \leq R/X \leq 1,2$ (figure 24).

The solution of equation (69) is:

$$i_k = \sqrt{2} I_k'' [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + e^{-\frac{R}{X} \omega t} \sin(\gamma - \varphi_U)] = \sqrt{2} I_k'' \kappa \quad (70)$$

where

I_k'' is the initial three-phase short-circuit current (IEC 60909-0, equation (29)),

$$I_k'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} |Z_k|} \text{ with } Z = R + jX = Z_k;$$

Z is the short-circuit impedance, $Z = Z_k = \sqrt{R^2 + X^2}$;

γ is the impedance angle, $\gamma = \arctan \frac{X}{R}$;

φ_U is the voltage angle at the beginning of the short circuit (see figure 23d).

i_k in equation (70) is composed of a periodic term i_{kAC} and a decaying aperiodic term $i_{kDC} = i_{DC}$ (IEC 60909-0, figure 1):

$$i_k = i_{k,a.c.} + i_{k,d.c.} = \sqrt{2} I_k'' \sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + \sqrt{2} I_k'' e^{-\frac{R}{X} \omega t} \sin(\gamma - \varphi_U) \quad (71)$$

At the beginning of the short circuit ($t = 0$), the short-circuit current is equal to zero: $i_k(t = 0) = i_{kAC}(t=0) + i_{kDC}(t = 0) = 0$.

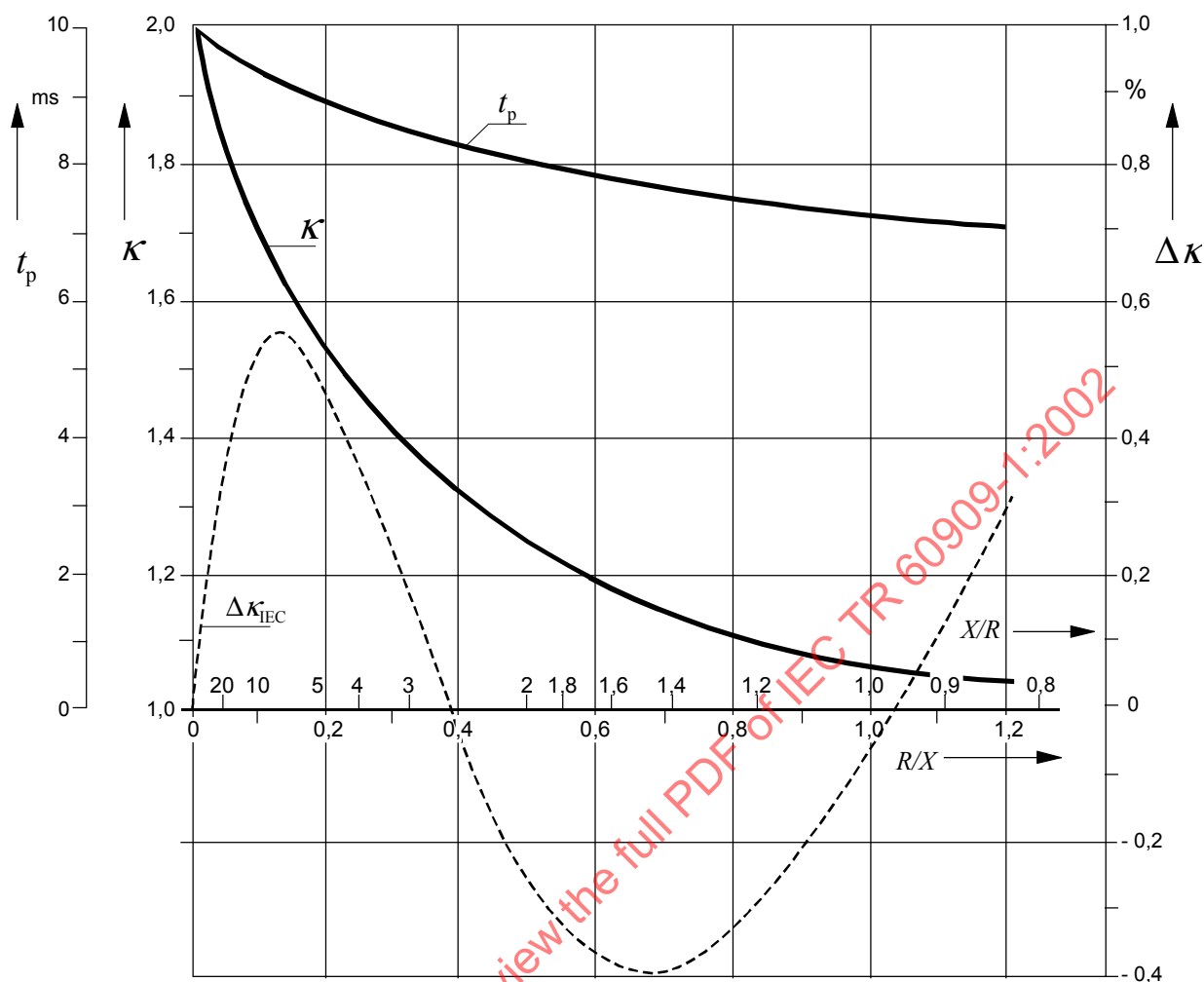
Only in the special case of $R/X = 0$, the peak value of the short-circuit current i_k is reached exactly 10 ms (in 50 Hz systems) or 8,33 ms (in 60 Hz systems) (see figure 24) after the beginning of the short circuit at zero voltage ($\varphi_U = 0$). With $R/X > 0$ the peak short-circuit current i_p occurs at a time $t_p < 10$ ms or $t_p < 8,33$ ms.

The maximum of i_p is found by partial differentiation of κ from equation (70) with respect to t and φ_U . From this procedure $\varphi_U = 0$ is found independent of the ratio R/X and therefore $\kappa = \kappa_{\max}$ from equation (70):

$$\kappa = \sin(\omega t - \gamma) + e^{-\frac{R}{X} \omega t} \sin \gamma \quad (72)$$

The factor κ and the time t_p (when the peak short-circuit current occurs) is found from equation (72) by an iteration process. Figure 24 gives the exact values of κ depending on R/X or X/R . Furthermore the time $t_p = t_{p50}$ is given in the case of nominal frequencies 50 Hz ($t_{p60} = t_{p50}$ 50 Hz/60 Hz).

The deviation $\Delta \kappa_{IEC}$ from the exact value κ is less than approximately 0,6 % as long as $0 \leq R/X \leq 1,2$ (figure 24).



$$\text{Ecart } \Delta\kappa_{\text{IEC}} = \frac{\kappa_{\text{IEC}} - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \kappa_{\text{IEC}} \text{ selon l'équation (68)}$$

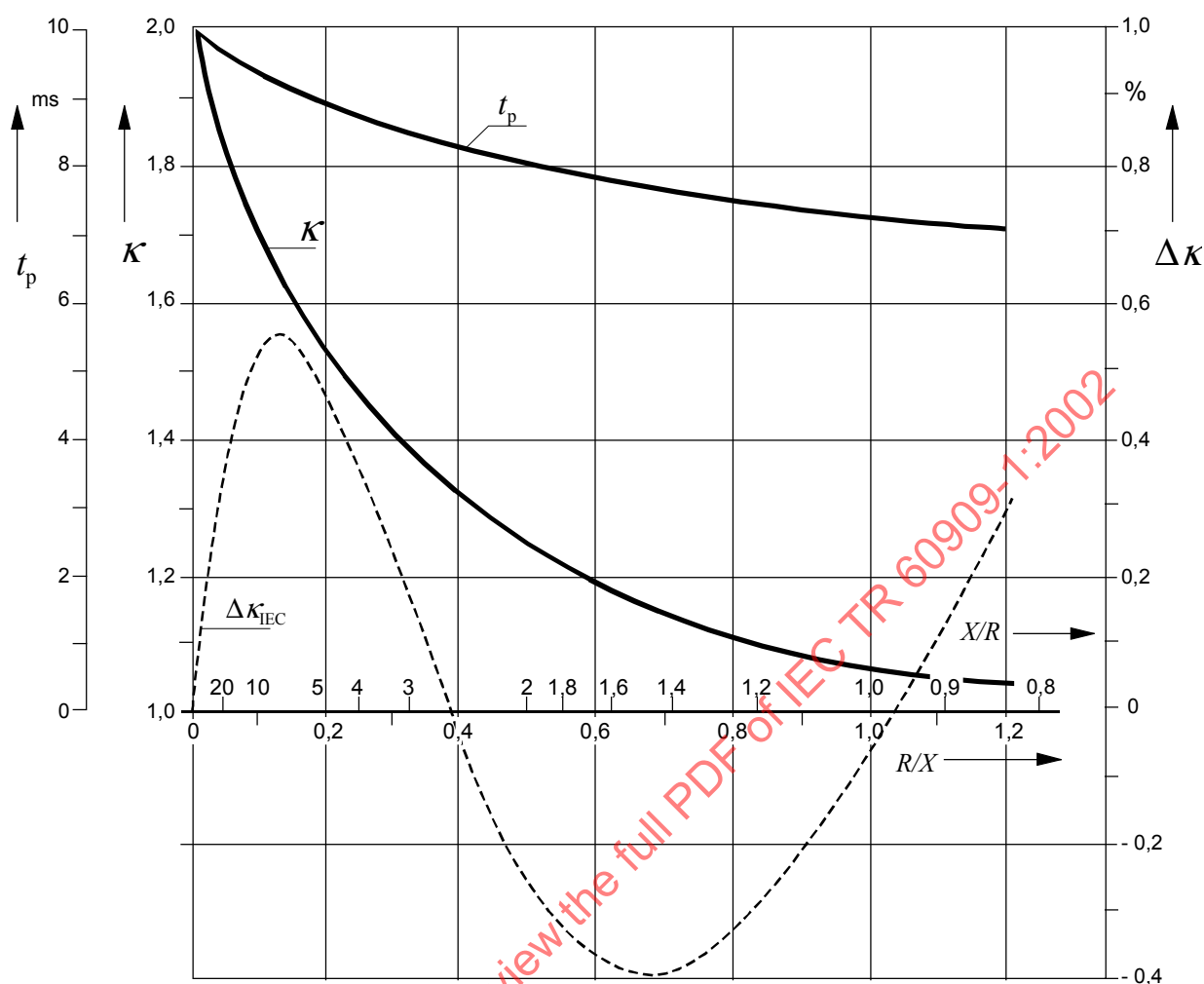
Figure 24 – Facteur κ et t_p ($f = 50$ Hz) en fonction de R/X ou de X/R

Dans le cas où $\varphi_U \neq 0$ on obtient un facteur $\kappa(\varphi_U \neq 0) < \kappa$. Compte tenu de ceci, il convient de se souvenir que lors d'un court-circuit triphasé on suppose que le courant s'établit simultanément sur les trois phases (CEI 60909-0) et qu'il n'est, par conséquent, pas nécessaire de prendre en compte une plage allant au-delà de $0 \leq \varphi_U \leq \pm 30^\circ$. L'écart maximal du facteur $\kappa(\varphi_U = \pm 30^\circ)$ n'est plus que de -7 % environ par rapport à $\kappa(\varphi_U = 0)$.

2.4.3 Facteur κ des branches en parallèle R-L-Z

L'impédance d'un réseau maillé au point de court-circuit peut selon la fréquence, être transformée par divisions partielles en un réseau à branches R-L-Z en parallèle, chacune des branches en parallèle correspondant à une des valeurs propres du réseau maillé.

La configuration la plus simple, consiste donc en un système équivalent à deux branches en parallèle, comme le montre la figure 25, ayant comme impédances $\underline{Z}_I = R_I + jX_I$ et $\underline{Z}_{II} = R_{II} + jX_{II}$ et présentant une variation des rapports R_I/X_I et R_{II}/X_{II} pour divers rapports Z_I/Z_{II} . Pour les lignes basse et haute tensions, la plage des valeurs possibles du rapport R/X dans le système direct se situe entre 0,05 et ≈ 10 . Les rapports R/X des transformateurs dépendent essentiellement de la puissance apparente assignée S_{rT} . On peut également avoir une plage de valeurs comprises entre 0,007 et 0,4. C'est pourquoi il suffit de prendre en compte, pour les deux banches parallèles, la plage de valeurs suivantes $0,005 \leq R/X \leq 10$.



$$\text{Deviation } \Delta\kappa_{\text{IEC}} = \frac{\kappa_{\text{IEC}} - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \kappa_{\text{IEC}} \text{ according to equation (68)}$$

Figure 24 – Factor κ and t_p ($f = 50$ Hz) as a function of R/X or X/R

In the case of $\varphi_U \neq 0$ a factor $\kappa(\varphi_U \neq 0) < \kappa$ is found. Considering these cases, it should be remembered that the current in a three-phase short circuit is assumed to be made simultaneously in all three poles (IEC 60909-0), and therefore it is not necessary to take a range outside $0 \leq \varphi_U \leq \pm 30^\circ$ into account. The factor $\kappa(\varphi_U = \pm 30^\circ)$ has a maximum deviation only of about -7 % against $\kappa(\varphi_U = 0)$.

2.4.3 Factor κ of parallel R-L-Z branches

The impedance of a meshed network at the short-circuit location, depending on frequency, can be transformed by partial divisions to a network with parallel R-L-Z branches where each of the parallel branches represents one of the eigenvalues of the meshed network.

The simplest configuration is therefore an equivalent of two parallel branches as shown in figure 25 with the impedances $Z_I = R_I + jX_I$ and $Z_{II} = R_{II} + jX_{II}$ and the variation of the ratios R_I/X_I and R_{II}/X_{II} at various relations Z_I/Z_{II} . The possible range of the ratio R/X in the positive-sequence system of low- and high-voltage lines lies between 0,05 and ≈ 10 . The ratios R/X of transformers depend essentially on the rated apparent power S_{rT} . A range of 0,007 up to 0,4 can be found. Therefore, it seems to be sufficient to consider the range $0,005 \leq R/X \leq 10$ for the two parallel branches.

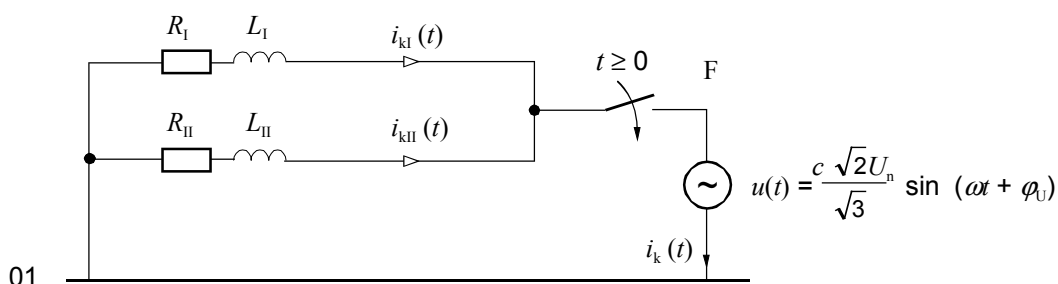


Figure 25 – Schéma du circuit équivalent utilisé pour le calcul de κ dans le cas de deux branches en parallèle (système direct)

Au vu de la figure 24 on peut déduire l'équation suivante pour calculer la valeur du court-circuit en fonction du temps i_k au point de court-circuit F:

$$\begin{aligned} i_k &= i_{kI} + i_{kII} \\ &= \sqrt{2} I_{kI}'' [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_I) + e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} \sin(\gamma_I - \varphi_U)] \\ &\quad + \sqrt{2} I_{kII}'' [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_{II}) + e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \sin(\gamma_{II} - \varphi_U)] \end{aligned} \quad (73)$$

La valeur crête i_p du courant de court-circuit est égale à

$$i_p = i_{kmax} = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (74)$$

avec $I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} |Z_k|}$ et $Z_k = \frac{Z_I Z_{II}}{Z_I + Z_{II}} = R_k + jX_k$

En dérivant partiellement l'équation (73) par rapport à t et φ_U il est possible de démontrer, comme en 2.4.2, que là encore le courant de court-circuit atteint sa valeur maximale pour $\varphi_U = 0$.

Le facteur κ est alors égal à:

$$\kappa = \frac{Z_k}{Z_I} \sin(\omega t - \gamma_I) + \frac{Z_k}{Z_{II}} \sin(\omega t - \gamma_{II}) + \frac{Z_k X_I}{Z_I^2} e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} + \frac{Z_k X_{II}}{Z_{II}^2} e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \quad (75)$$

La figure 26 donne les valeurs du facteur κ tracé en fonction du rapport R_k/X_k , pour la configuration de la figure 25, en prenant comme paramètres: $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ et $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$ dans le cas particulier de $Z_I = Z_{II}$. L'enveloppe inférieure équivaut au facteur κ de l'équation (72). On obtient la valeur supérieure de l'enveloppe lorsque $R_I/X_I = 0$. L'enveloppe inférieure de la valeur de temps t_p est donnée par les valeurs de t_p indiquées à la figure 24.

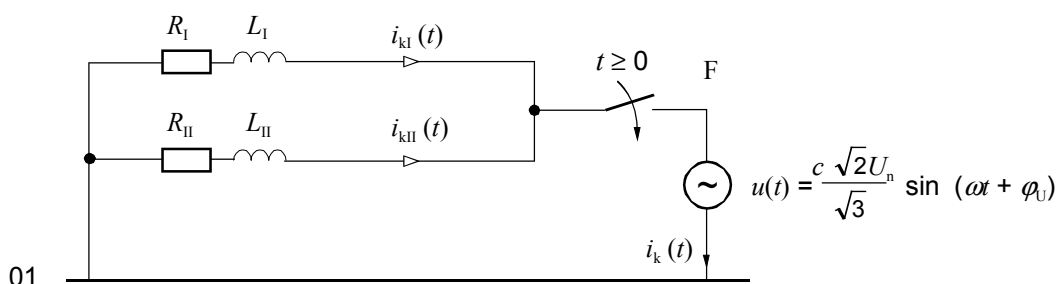


Figure 25 – Equivalent circuit diagram for the calculation of κ in the case of two parallel branches (positive-sequence system)

Taking figure 24 it is possible to derive the following equation for the calculation of the time dependent short-circuit current i_k at the short-circuit location F:

$$\begin{aligned}
 i_k &= i_{kI} + i_{kII} \\
 &= \sqrt{2} I_{kI}'' [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_I) + e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} \sin(\gamma_I - \varphi_U)] \\
 &\quad + \sqrt{2} I_{kII}'' [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_{II}) + e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \sin(\gamma_{II} - \varphi_U)]
 \end{aligned} \quad (73)$$

The peak short-circuit current i_p is defined as

$$i_p = i_{kmax} = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (74)$$

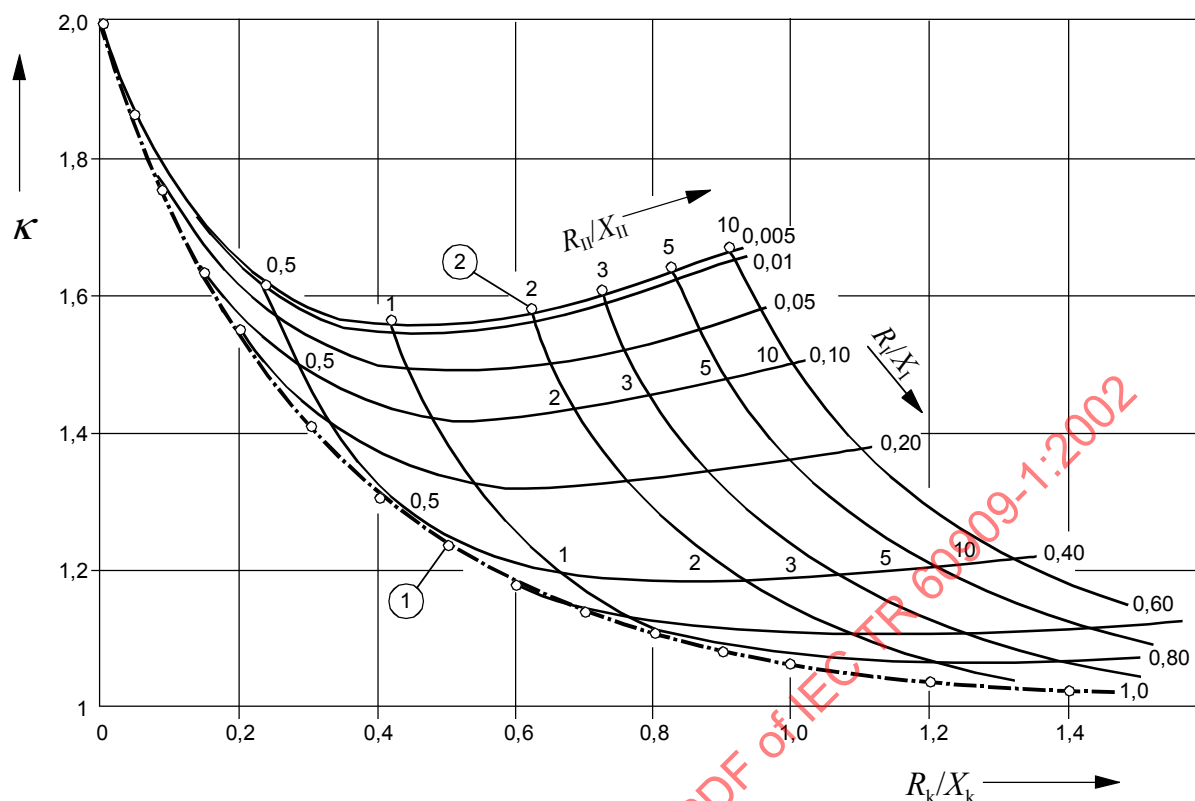
$$\text{with } I_k'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} |Z_k|} \text{ and } \underline{Z}_k = \frac{\underline{Z}_I \underline{Z}_{II}}{\underline{Z}_I + \underline{Z}_{II}} = R_k + jX_k$$

By partial differentiation of equation (73) with respect to t and φ_U it is possible, as in 2.4.2, to demonstrate that also in this case the short-circuit current reaches its maximum at $\varphi_U = 0$.

The factor κ is:

$$\kappa = \frac{Z_k}{Z_I} \sin(\omega t - \gamma_I) + \frac{Z_k}{Z_{II}} \sin(\omega t - \gamma_{II}) + \frac{Z_k X_I}{Z_I^2} e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} + \frac{Z_k X_{II}}{Z_{II}^2} e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \quad (75)$$

Figure 26 gives the factor κ for the configuration of figure 25 plotted against R_k/X_k with the parameters $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ and $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$ in the special case $Z_I = Z_{II}$. The lower envelope is equivalent to the factor κ of equation (72). The upper envelope is found in the case of $R_I/X_I = 0$. The lower envelope for the time t_p is given by the values of t_p in figure 24.



① Enveloppe inférieure: κ selon l'équation (72)

② Enveloppe supérieure: $R_I/X_I = 0$

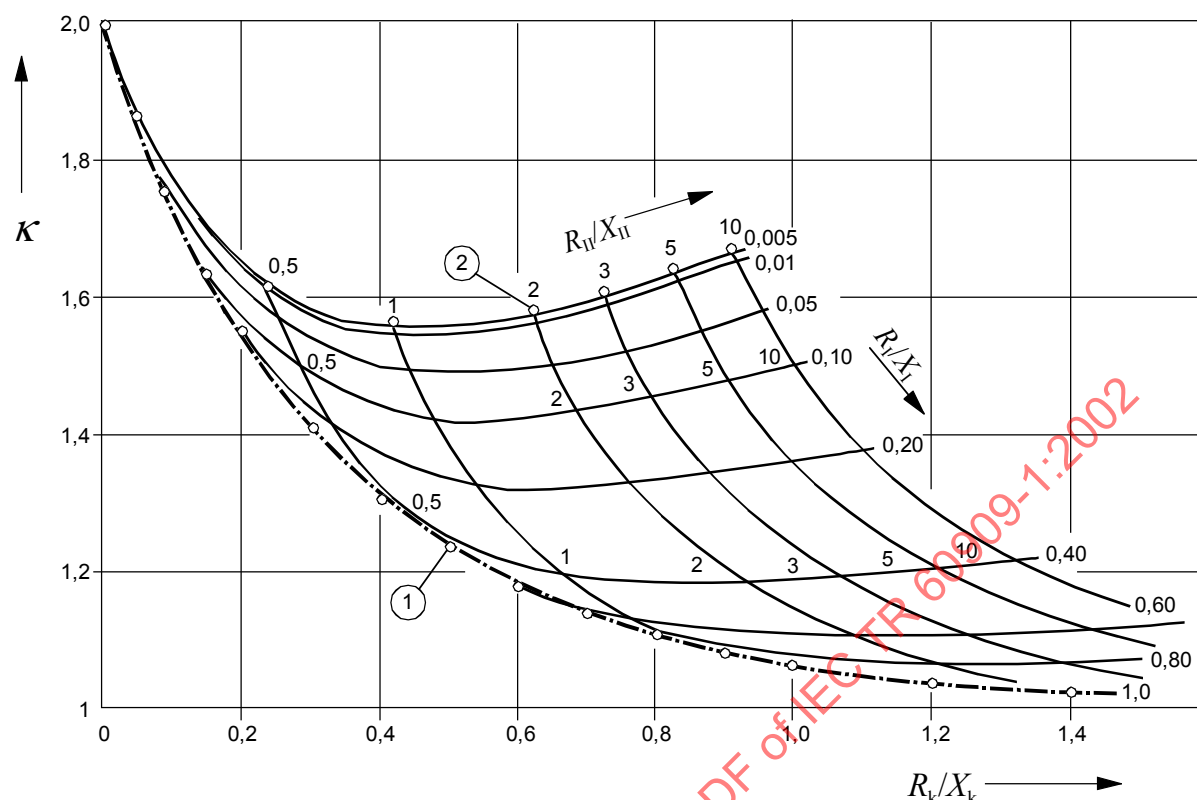
Figure 26 – Facteur κ pour le calcul de $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ dans le cas de deux branches en parallèle, comme indiqué à la figure 25, avec $Z_I = Z_{II}$, $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ et $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$

La figure 27 montre les écarts $\Delta\kappa$ des valeurs approchées de κ_a , $1,15 \kappa_b$ et κ_c , calculées à l'aide des méthodes a, b et c de la CEI 60909-0, 4.3.1.2, par rapport aux valeurs exactes obtenues avec l'équation (75).

$$\Delta\kappa_a = \frac{\kappa_a - \kappa}{\kappa} 100 \% ; \quad \Delta(1,15 \kappa_b) = \frac{1,15 \kappa_b - \kappa}{\kappa} 100 \% ; \quad \Delta\kappa_c = \frac{\kappa_c - \kappa}{\kappa} 100 \% \quad (76)$$

Au vu des résultats donnés à la figure 27, on peut déduire les conclusion suivantes.

- Le facteur κ_a donne toujours des valeurs par excès ($\kappa_a \geq \kappa$). Dans les cas extrêmes, le facteur κ_a est supérieur au facteur κ de 100 % environ.
- Le facteur $1,15 \kappa_b$ utilisé dans le calcul de i_p , $i_{p(b)} = 1,15 \kappa_b \sqrt{2} I_k''$ (CEI 60909-0, 4.3.1.2, méthode b) donne des valeurs par excès et par défaut. Ce n'est que si les valeurs des deux rapports R_I/X_I et R_{II}/X_{II} se situent dans la plage $0,005 \leq R/X \leq 1,0$, que les valeurs de $\Delta\kappa$ ne sont pas inférieures à –5 %, par défaut. La méthode B (figure 27) est donc limitée aux cas où la plage $0,005 \leq R/X \leq 1,0$ s'applique à toutes les branches d'un réseau. On constate en général cette plage dans les réseaux haute tension de tension $U_n \geq 110$ kV.
- Le facteur κ_c donne des écarts $\Delta\kappa_c$ qui se situent entre +3,7 % et –6,5 % par rapport aux valeurs exactes de κ . Les limites de ± 5 % (voir 2.4.1) sont respectées dans le cas où $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ et $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 5,0$.



① Lower envelope: κ according to equation (72)

② Upper envelope: $R_I/X_I = 0$

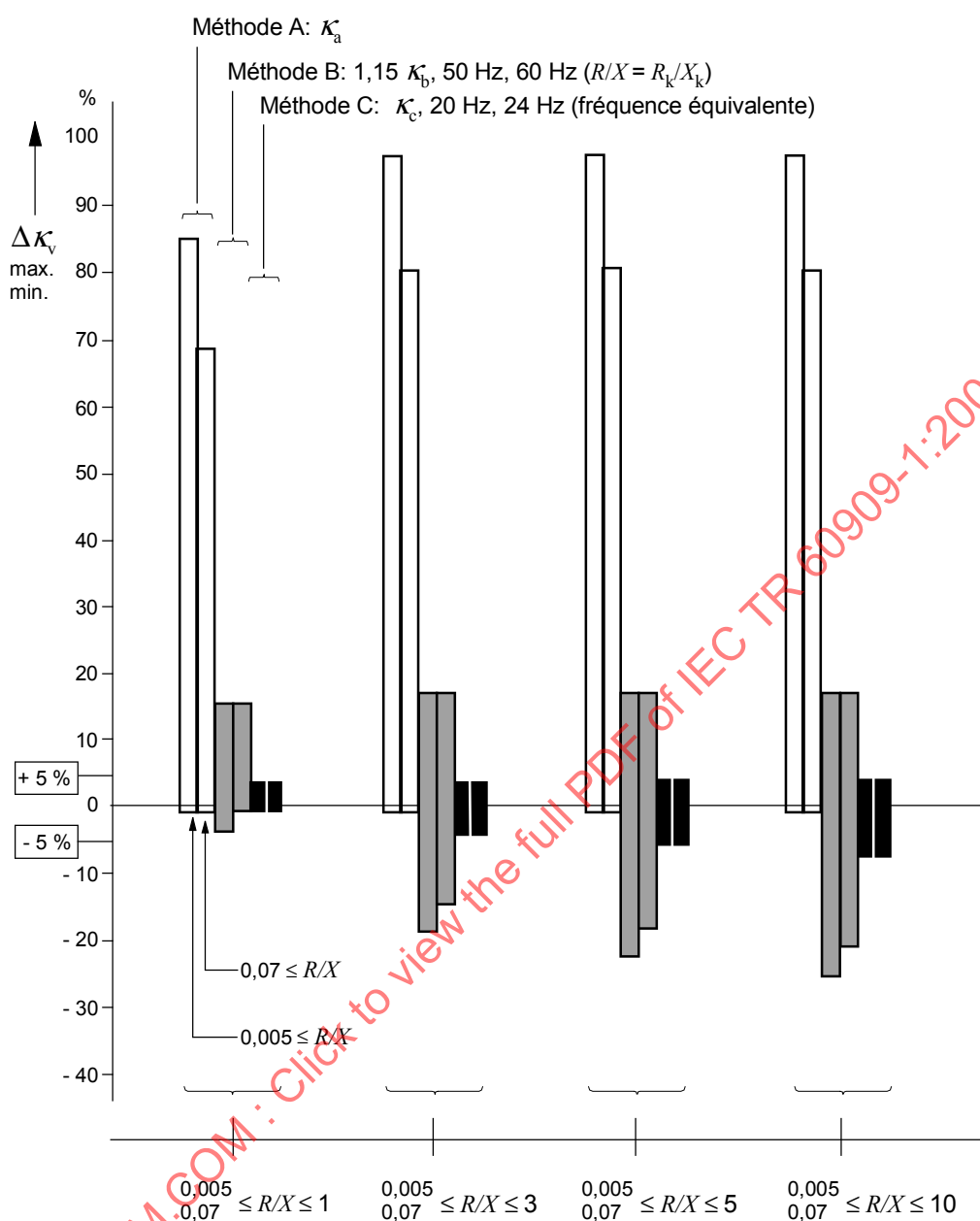
Figure 26 – Factor κ for the calculation of $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ in the case of two parallel branches as shown in figure 25, with $Z_I = Z_{II}$, $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ and $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$

Figure 27 gives the deviations $\Delta\kappa$ of the approximate values κ_a , $1,15 \kappa_b$ and κ_c , calculated with the methods a, b and c of IEC 60909-0, 4.3.1.2, from the exact values found with equation (75).

$$\Delta\kappa_a = \frac{\kappa_a - \kappa}{\kappa} 100 \% ; \quad \Delta(1,15 \kappa_b) = \frac{1,15 \kappa_b}{\kappa} 100 \% ; \quad \Delta\kappa_c = \frac{\kappa_c - \kappa}{\kappa} 100 \% \quad (76)$$

The conclusions from the results of figure 27 are as follows.

- The factor κ_a always gives results on the conservative side ($\kappa_a \geq \kappa$). In extreme cases the factor κ_a is about 100 % greater than κ .
- The factor $1,15 \kappa_b$ for the calculation of i_p , $i_{p(b)} = 1,15 \kappa_b \sqrt{2} I_k''$ (IEC 60909-0, 4.3.1.2, method b) gives results on the conservative and on the non-conservative side. It is only when both the ratios R_I/X_I and R_{II}/X_{II} are within the range $0,005 \leq R/X \leq 1,0$ that the results of $\Delta\kappa$ are not lower than –5 %, on the non-conservative side. Therefore, method B (figure 27) is limited to cases where $0,005 \leq R/X \leq 1,0$ is valid for all branches of a network. This range is normally found in high-voltage networks with $U_n \geq 110$ kV.
- The factor κ_c leads to deviations $\Delta\kappa_c$ in the range between +3,7 % and –6,5 % against the exact values of κ . The limits ± 5 % (see 2.4.1) are met in the case of $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ and $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 5,0$.



$$\Delta \kappa_v = \frac{\kappa_v - \kappa}{\kappa} 100 \% \text{ avec } \kappa_v = \kappa_a, 1,15 \kappa_b \text{ et } \kappa_{ci}$$

Figure 27 – Ecart $\Delta \kappa_a$, $\Delta(1,15 \kappa_b)$ et $\Delta \kappa_c$ par rapport à la valeur exacte κ comprise dans la plage $0,005 \leq Z_I/Z_{II} \leq 1,0$ pour la configuration de la figure 25

2.4.4 Calcul de la valeur de crête i_p du courant de court-circuit dans les réseaux maillés

Les méthodes de calcul a), b) et c) décrites en 4.3.1.2 de la CEI 60909-0 s'appliquent aussi bien aux courts-circuits éloignés d'un alternateur qu'aux courts-circuits proches de celui-ci. L'équation de base (67) (CEI 60909-0, équation (54)) est valable quelle que soit la méthode utilisée. Cependant, il peut être utile de donner quelques indications supplémentaires.

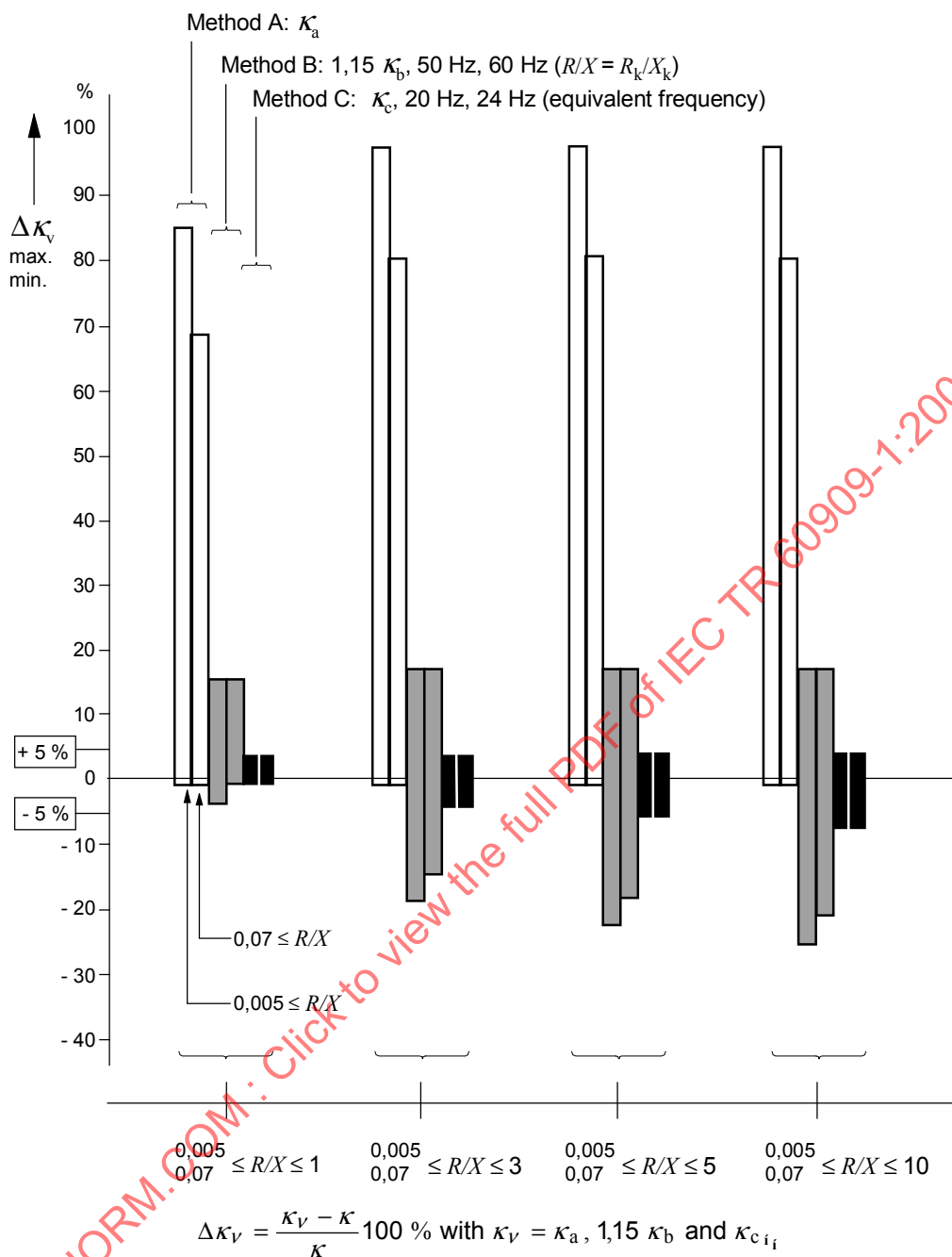


Figure 27 – Deviations $\Delta\kappa_a$, $\Delta(1,15 \kappa_b)$ and $\Delta\kappa_c$ from the exact value κ with $0,005 \leq Z_I/Z_{II} \leq 1,0$ for the configuration of figure 25

2.4.4 Calculation of the peak short-circuit current i_p in meshed networks

The methods a), b) and c) are given in IEC 60909-0, 4.3.1.2 for both far-from-generator and near-to-generator short circuits. The basic equation (67) (IEC 60909-0, equation (54)) is applied independently of the method. Some additional information may be useful.

Méthode a) Rapport uniforme R/X ou $X/R \Rightarrow$ prendre $\kappa = \kappa_a$

Le facteur κ_a est donné par la figure 15 de la CEI 60909-0 ou l'équation (55) en prenant la plus petite valeur du rapport R/X ou la plus grande valeur du rapport X/R de toutes les branches du réseau, qui transportent les courants de court-circuit partiels et qui appartiennent à une partie de réseau ayant le même niveau de tension nominale. Les branches ayant des transformateurs adjacents sont également à prendre en compte.

Cette méthode a) conduit conformément à la figure 27 à des valeurs par excès. De plus la figure 27 montre que les calculs utilisant le facteur κ_a peuvent conduire à des résultats donnant des marges de sécurité élevées, si les rapports R/X sont différents. Il convient donc d'utiliser la méthode a) uniquement comme une première estimation, limitée aux calculs des courants de court-circuit en prenant uniquement les réactances et $R_k < 0,3 X_k$ (CEI 60909-0, 4.2.1.1).

Méthode b) Rapport R/X ou X/R au point de court-circuit $\Rightarrow$ prendre $\kappa = 1,15 \kappa_b$

Le facteur κ_b est donné par la figure 15 de la CEI 60909-0 ou par l'équation (55), en prenant les rapports R_k/X_k ($Z_k = R_k + jX_k$) au point de court-circuit F calculé à une fréquence $f = 50$ Hz ou $f = 60$ Hz. Le coefficient 1,15 est un coefficient de sécurité couvrant les imprécisions introduites par l'emploi du rapport R_k/X_k d'une réduction de réseau ayant des impédances complexes dans le calcul de κ_b (voir figure 26). Les calculs décrits en 2.4.3 montrent cependant qu'il est aussi nécessaire d'avoir un rapport $R/X \leq 1$ dans toutes les branches du réseau, afin d'éviter d'avoir des écarts supérieurs à -5% , par défaut (voir figure 27: $\Delta(1,15 \kappa_b)$).

Tant que la valeur du rapport R/X est inférieure à 0,3 dans toutes les branches du réseau, il n'est pas nécessaire d'utiliser le coefficient de sécurité 1,15.

La valeur du facteur $1,15 \kappa_b$ est limitée à 1,8 dans les réseaux basse tension. Pour éviter d'obtenir des résultats irréalistes dans les réseaux haute tension avec des rapports $R_k/X_k < 0,1$, la valeur du facteur $1,15 \kappa_b$ est limitée à 2,0 (CEI 60909-0, 4.3.1.2, méthode b)).

On recommande dans la CEI 60909-0, 4.3.1.2, d'utiliser la méthode c) au lieu de la méthode b) pour calculer la valeur crête du courant de court-circuit dans les réseaux maillés. Ceci est possible quant on utilise un programme de calcul numérique adéquat (voir la CEI 60909-4).

Méthode c) Fréquence équivalente $f_c = 20$ Hz ou $f_c = 24$ Hz [6] $\Rightarrow$ prendre $\kappa = \kappa_c$

Le facteur κ_c est donné par la figure 15 de la CEI 60909-0 ou par l'équation (55) en prenant le rapport:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \text{ou} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c}$$

L'impédance $Z_c = R_c + jX_c$ est l'impédance vue du point de court-circuit F lorsqu'on applique une source de tension équivalente de fréquence $f_c = 20$ Hz (dans les réseaux à 50 Hz) ou $f_c = 24$ Hz (dans les réseaux à 60 Hz), comme seule source de tension active du réseau.

La figure 27 montre que les écarts $\Delta\kappa_c$ se situent dans les limites des $\pm 5\%$ dans la mesure où les rapports R/X de toutes les branches du réseau se situent dans la plage $0,005 \leq R/X \leq 5,0$ (voir également [6]).

On utilise donc la méthode c) dans les réseaux basse et haute tension pour obtenir une bonne approximation de la valeur de crête du courant de court-circuit, tant sur le plan de la sécurité que du point de vue économique. A l'aide de programmes numériques appropriés au calcul de l'impédance de court-circuit complexe Z_k , il est possible moyennant, quelques petites modifications au niveau de la programmation, de calculer la valeur de Z_c et, à partir de là, κ_c pour une fréquence équivalente de 20 Hz ou 24 Hz.

Method a) Uniform ratio R/X or $X/R \Rightarrow$ use $\kappa = \kappa_a$

The factor κ_a is determined from IEC 60909-0, figure 15 or equation (55), taking the smallest ratio of R/X or the largest ratio of X/R of those branches of the network which carry partial short-circuit currents and which belong to a network part with the same nominal voltage. Branches with transformers adjacent to the short-circuit location also have to be taken into account.

In accordance with figure 27, method a) leads to results on the conservative side. Furthermore, figure 27 demonstrates that the calculation with κ_a may lead to results with high safety margins if the ratios R/X are different. Therefore, method a) should be used as a first estimation only, limited to those cases of short-circuit current calculations with reactances only and $R_k < 0,3 X_k$ (IEC 60909-0, 4.2.1.1).

Method b) Ratio R/X or X/R at the short-circuit location $\Rightarrow$ use $\kappa = 1,15 \kappa_b$

The factor κ_b is determined from IEC 60909-0, figure 15 or equation (55), using the ratio R_k/X_k ($Z_k = R_k + jX_k$) at the short-circuit location F calculated with the frequency $f = 50$ Hz or $f = 60$ Hz. The factor 1,15 is a safety factor to cover inaccuracies caused by using the ratio R_k/X_k , of a network reduction with complex impedances, for the calculation of κ_b (see figure 26). The calculations in 2.4.3, however, demonstrate that it is also necessary to have the ratio $R/X \leq 1$ in all branches to avoid deviations higher than -5 % on the non-conservative side (see figure 27: $\Delta(1,15 \kappa_b)$).

As long as the ratio R/X remains smaller than 0,3 in all branches, it is not necessary to use the factor 1,15.

The factor $1,15 \kappa_b$ is limited to 1,8 in low-voltage networks. To avoid unrealistic results in high-voltage networks with ratios $R_k/X_k < 0,1$, the factor $1,15 \kappa_b$ is limited to 2,0 (IEC 60909-0, 4.3.1.2, method b).

It is recommended in IEC 60909-0, 4.3.1.2, to use method c) instead of method b) for the calculation of the peak short-circuit current in meshed networks. This is possible when using an adequate digital programme (see IEC 60909-4).

Method c) Equivalent frequency $f_c = 20$ Hz or $f_c = 24$ Hz [6] $\Rightarrow$ use $\kappa = \kappa_c$

The factor κ_c is determined from IEC 60909-0, figure 15 or equation (55) using the ratio

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \text{or} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c}$$

The impedance $Z_c = R_c + jX_c$ is the impedance as seen from the short-circuit location F if an equivalent voltage source as the only active voltage is applied with the frequency $f_c = 20$ Hz (in systems with 50 Hz) or $f_c = 24$ Hz (in systems with 60 Hz).

Figure 27 demonstrates that the deviations $\Delta\kappa_c$ are between the boundaries of ± 5 % as long as the ratios R/X of all branches are inside the range $0,005 \leq R/X \leq 5,0$ (see also [6]).

Method c) is therefore applied in low-voltage and high-voltage networks if it is necessary to find a good approximation for the peak short-circuit current, considering the viewpoints of both safety and economy. Using suitable digital programmes for the calculation of the complex short-circuit impedance Z_k it is possible, with small additions in programming, to find Z_c and from this κ_c for the equivalent frequency 20 Hz or 24 Hz.

2.4.5 Exemple de calcul de κ et de i_p dans des réseaux maillés

La figure 28 donne un exemple de calcul du facteur κ dans un réseau maillé qui peut être réduit à deux branches en parallèle dans le système direct, ayant des rapports R/X différents.

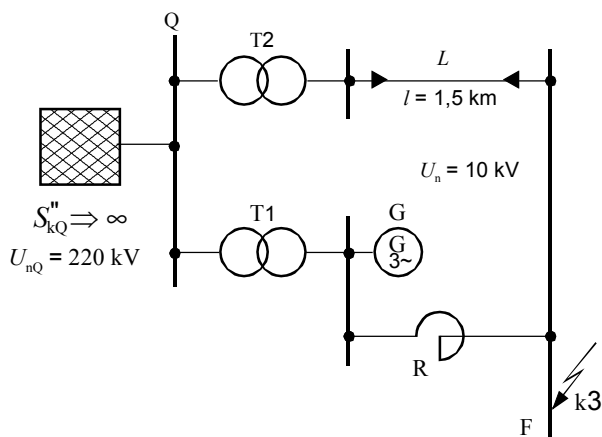


Figure 28a – Réseau, $f = 50$ Hz

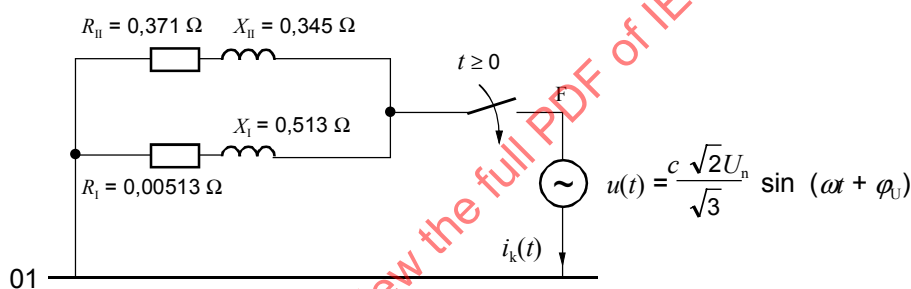


Figure 28b – Schéma du circuit équivalent (système direct)

Alternateur G	$S_{rG} = 100$ MVA	$U_{rG} = 10$ kV	$x_d'' = 11$ %	$r_G = 0,11$ %	
Transformateur T1	$S_{rT1} = 100$ MVA	$U_{rT1HV} = 220$ kV	$U_{rT1LV} = 10$ kV	$u_{XrT1} = 11$ %	$u_{RrT1} = 0,11$ %
Transformateur T2	$S_{rT2} = 31,5$ MVA	$U_{rT2HV} = 220$ kV	$U_{rT2LV} = 10$ kV	$u_{XrT2} = 6$ %	$u_{RrT2} = 0,75$ %
Câble L	$R'_L = 0,231 \Omega / \text{km}$		$X'_L = 0,104 \Omega / \text{km}$		
Réactance R	$R_R = 0,00458 \Omega$		$X_R = 0,485 \Omega$		

Figure 28 – Exemple de calcul de κ et de i_p par les méthodes a), b) et c)
(CEI 60909-0, 4.3.1.2)

Les impédances des branches en parallèle (figure 28b) sont:

$$\underline{Z}_I = (0,00513 + j0,513) \Omega; \quad R_I/X_I = 0,01; \quad Z_I = 0,51303 \Omega$$

$$\underline{Z}_{II} = (0,371 + j0,345) \Omega; \quad R_{II}/X_{II} = 1,0754; \quad Z_{II} = 0,5066 \Omega$$

$$Z_I/Z_{II} = 1,0127$$

L'impédance de court-circuit $\underline{Z}_k$ à l'emplacement de court-circuit F est:

$$\underline{Z}_k = (0,11276 + j0,25349) \Omega; \quad Z_k = 0,27744 \Omega; \quad \gamma = 1,15225$$

2.4.5 Example for the calculation of κ and i_p in meshed networks

Figure 28 gives an example for the calculation of κ in a meshed network, which can be reduced to two parallel branches in the positive-sequence system having different ratios R/X .

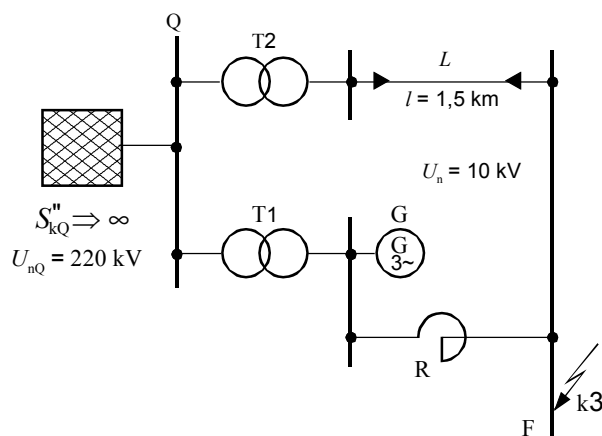


Figure 28a – Network, $f = 50$ Hz

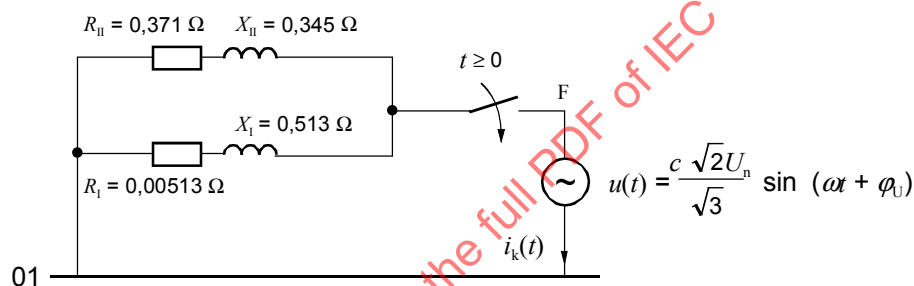


Figure 28b – Equivalent circuit diagram (positive-sequence system)

Generator G	$S_{rG} = 100$ MVA	$U_{rG} = 10$ kV	$x_d'' = 11$ %	$r_G = 0,11$ %	
Transformer T1	$S_{rT1} = 100$ MVA	$U_{rT1HV} = 220$ kV	$U_{rT1LV} = 10$ kV	$u_{XrT1} = 11$ %	$u_{RrT1} = 0,11$ %
Transformer T2	$S_{rT2} = 31,5$ MVA	$U_{rT2HV} = 220$ kV	$U_{rT2LV} = 10$ kV	$u_{XrT2} = 6$ %	$u_{RrT2} = 0,75$ %
Cable L	$R'_L = 0,231 \Omega / \text{km}$		$X'_L = 0,104 \Omega / \text{km}$		
Reactor R	$R_R = 0,00458 \Omega$		$X_R = 0,485 \Omega$		

Figure 28 – Example for the calculation of κ and i_p with the methods a), b) and c) (IEC 60909-0, 4.3.1.2)

The impedances of the parallel branches (figure 28b) are:

$$\underline{Z}_I = (0,00513 + j0,513) \Omega; \quad R_I/X_I = 0,01; \quad Z_I = 0,51303 \Omega$$

$$\underline{Z}_{II} = (0,371 + j0,345) \Omega; \quad R_{II}/X_{II} = 1,0754; \quad Z_{II} = 0,5066 \Omega$$

$$Z_I/Z_{II} = 1,0127$$

The short-circuit impedance $\underline{Z}_k$ at the short-circuit location F is:

$$\underline{Z}_k = (0,11276 + j0,25349) \Omega; \quad Z_k = 0,27744 \Omega; \quad \gamma = 1,15225$$

On obtient la valeur du facteur κ par itération à partir de l'équation (72):

$$\kappa = \kappa_e = 1,54655; \quad t_p = 8,58 \text{ ms } (f = 50 \text{ Hz})$$

On peut, à l'aide du rapport $R_k/X_k \approx 0,445$ calculer la valeur de $\kappa \approx 1,55$ à partir de la figure 26 (le rapport Z_I/Z_{II} est seulement légèrement différent de 1).

Le tableau 3 donne les valeurs de κ obtenues par les méthodes a), b) et c) (CEI 60909-0, 4.3.1.2) pour l'exemple de la figure 28.

Tableau 3 – Valeurs de κ pour l'exemple de la figure 28

Méthode	R/X	κ équation (68)	$\Delta\kappa_V^a$ %	Remarques
a	$\frac{R}{X} = \left[\frac{R}{X} \right]_{\min} = \frac{R_I}{X_I} = 0,01$	$\kappa = \kappa_a = 1,971$	+27,45	L'application de la méthode a) ne convient pas dans ce cas, car $R_k > 0,3 X_k$
b	$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = 0,4448$	$\kappa_b = 1,278$ $1,15 \quad \kappa_b = 1,4697$	-4,967	$\Delta\kappa_b \leq 5 \%$ si $R/X \leq 1$ pour toutes les branches
c	$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,1732^b$ $f = 50 \text{ Hz}; f_c = 20 \text{ Hz}$	$\kappa = \kappa_c = 1,6029$	+3,644	$ \Delta\kappa_c \leq 5 \%$ si $R/X \leq 5$ pour toutes les branches
^a $\Delta\kappa_V = \frac{\kappa_V - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \%$ avec $\kappa_V = \kappa_a, 1,15 \kappa_b$ ou κ_c et $\kappa = \kappa_{\text{exact}} = 1,54655$ ^b $Z_c = (0,0634 + j0,14644) \Omega$; $R_c/X_c = 0,43294$				

2.5 Facteur μ utilisé pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé

2.5.1 Généralités

Dans le cas d'un court-circuit proche d'un alternateur, le courant de court-circuit symétrique décroît rapidement dans les premiers dixièmes de seconde qui suivent l'apparition du court-circuit, comme le montre schématiquement la figure 2 de la CEI 60909-0. Ce phénomène est dû au changement de flux dans le rotor de l'alternateur pendant le court-circuit.

Même si on utilise des programmes numériques ou des calculateurs analogiques, il est relativement difficile de simuler les conditions réelles. Il n'est pas simple non plus d'intégrer le système approprié d'équations différentielles simulant le comportement transitoire de l'alternateur, du fait des courants parasites existant dans le rotor forgé des turbo-alternateurs, des caractéristiques non linéaires du fer rotorique, de l'anisotropie du rotor (conductivités longitudinale et transversale différentes) et enfin du fait de la saturation des dents du stator. Il faut prendre en considération une quantité considérable de données dans le calcul de la décroissance transitoire du courant de court-circuit symétrique.

Ceci concerne principalement

- les réactances et les constantes de temps de l'alternateur;
- l'emplacement du court-circuit symétrique ou dissymétrique, à l'intérieur de la centrale ou à l'extérieur sur le réseau;
- les conditions de fonctionnement de l'alternateur avant l'apparition du court-circuit entre l'état à vide et la charge assignée, surexcité ou sous-excité;
- le type et la réaction du dispositif d'excitation et du réglage de la tension;
- le comportement cinétique du turboalternateur pendant le court-circuit;
- les caractéristiques assignées et les valeurs de fonctionnement (telles que la position du changeur de prises et le niveau de saturation) des transformateurs par lesquels passe le courant de court-circuit.

The factor κ is found by an iteration process from equation (72):

$$\kappa = \kappa_e = 1,54655; \quad t_p = 8,58 \text{ ms } (f = 50 \text{ Hz})$$

Using the ratio $R_k/X_k \approx 0,445$ it is possible to find $\kappa \approx 1,55$ from figure 26 (the ratio Z_I/Z_{II} is only slightly different from 1).

Table 3 gives the results for the calculations of κ with the methods a), b) and c) (IEC 60909-0, 4.3.1.2) for the example in figure 28.

Table 3 – Values of κ for the example in figure 28

Method	R/X	κ equation (68)	$\Delta\kappa_V$ ^a %	Remarks
a	$\frac{R}{X} = \left[\frac{R}{X} \right]_{\min} = \frac{R_I}{X_I} = 0,01$	$\kappa = \kappa_a = 1,971$	+27,45	The application de la method a) is not adequate in this example because $R_k > 0,3 X_k$
b	$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = 0,4448$	$\kappa_b = 1,278$ $1,15 \kappa_b = 1,4697$	–4,967	$\Delta\kappa_b \leq 5 \%$ as long as $R/X \leq 1$ for all branches
c	$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,1732$ ^b $f = 50 \text{ Hz}; f_c = 20 \text{ Hz}$	$\kappa = \kappa_c = 1,6029$	+3,644	$ \Delta\kappa_c \leq 5 \%$ as long as $R/X \leq 5$ for all branches
^a $\Delta\kappa_V = \frac{\kappa_V - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \%$ with $\kappa_V = \kappa_a, 1,15 \kappa_b$ or κ_c and $\kappa = \kappa_{\text{exact}} = 1,54655$				
^b $Z_c = (0,0634 + j0,14644) \Omega$; $R_c/X_c = 0,43294$				

2.5 Factor μ for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current

2.5.1 General

In the case of a near-to-generator short circuit the symmetrical short-circuit current decays appreciably within the first tenth of a second after the beginning of a short circuit as described in IEC 60909-0, figure 2. This phenomenon is due to the change of the flux in the rotor of the generator during the short circuit.

Even if digital programmes or analogue computers are used, it is not simple to simulate the actual conditions. The appropriate system of differential equations simulating the transient behaviour of the generator cannot be integrated in a simple manner due to the eddy currents in the forged rotor of turbine generators, the non-linear characteristic of the rotor iron, the rotor anisotropy (different conductivity in the direct and quadrature axes) and due to the tooth saturation in the stator. A considerable amount of data must be taken into account for the calculation of the transient decay of the symmetrical short-circuit current.

This includes primarily

- the reactances and time constants of the generator;
- the location of the balanced or unbalanced short circuit either within the power station or outside in the network;
- the operating conditions of the generator before the short circuit between no-load and rated load either over- or underexcited;
- the type and response of excitation device and voltage regulation;
- the kinetic behaviour of the generator-turbine set during the short circuit;
- the rated data and the operating values (for instance tap-changer position and saturation) of the transformers through which the short-circuit current flows.

Il n'est donc guère surprenant que même les résultats obtenus à partir de calculs détaillés soient souvent moins précis que prévu. On effectue des calculs détaillés dans certains cas particuliers, comme lorsqu'on est tenu de respecter des conditions de sécurité précises.

Le cas extrême que l'on peut rencontrer peut être décrit de la façon suivante.

- Le court-circuit triphasé symétrique aux bornes de l'alternateur conduit à la plus grande valeur du courant de court-circuit initial. On suppose que le neutre de l'alternateur est isolé (si celui-ci est directement relié à la terre, comme, par exemple, dans le cas de réseaux basse tension, le court-circuit phase-terre entraîne le courant de court-circuit initial le plus élevé, car la réactance homopolaire de l'alternateur est inférieure à la réactance subtransitoire du système direct).
- Les courts-circuits dissymétriques (courts-circuits entre deux phases) produisent des courants de court-circuit initiaux moins élevés que les courts-circuits symétriques; cependant les courants de court-circuit symétriques décroissent jusqu'à une valeur inférieure (CEI 60909-0, figure 10).
- Les courants de court-circuit symétriques coupés I_b sont les plus importants pour les valeurs faibles du retard minimal $t_{\min}$.
- Les courants de court-circuit des grands alternateurs décroissent en général plus lentement que ceux des petits alternateurs. On prend le facteur μ (CEI 60909-0, figure 16 et équation (70)) parmi les valeurs maximales obtenues à partir des mesures et des calculs effectués (voir figure 30 pour les alternateurs selon le type et la puissance assignée).

2.5.2 Principe de base

Pour calculer la valeur du courant de court-circuit symétrique coupé I_b , on utilise l'équation suivante (CEI 60909-0, 4.5.2.1):

$$I_b = \mu I_k'' \quad (77)$$

Le facteur μ est utilisé dans le cas extrême décrit en 2.5.1. Parmi les paramètres énoncés plus haut, seuls ceux définis ci-après sont pris en compte:

- La valeur du retard minimal $t_{\min}$, conformément à 1.3.22 de la CEI 60909-0. Quatre courbes μ différentes sont données pour différentes valeurs de $t_{\min}$ (CEI 60909-0, figure 16).
- Le courant de court-circuit symétrique initial de l'alternateur, exprimé par rapport à son courant assigné, I_{kG}'' / I_{rG} . Cette valeur est prise en abscisse sur la figure 16 de la CEI 60909-0.

On ne doit utiliser l'équation (77) que dans le cas de court-circuits à simple alimentation (courts-circuits alimentés par un alternateur) (CEI 60909-0, 4.5.2.1) ou dans le cas de courts-circuits alimentés par des sources non maillées (CEI 60909-0, 4.5.2.2). Des précautions particulières s'imposent pour le calcul des courants de court-circuit coupés dans les réseaux maillés (CEI 60909-0, 4.5.2.3). [12]

Pour montrer que dans le cas d'un court-circuit à simple alimentation, on peut utiliser l'abscisse de la figure 16 de la CEI 60909-0, aussi bien pour les courts-circuits des alternateurs ayant des réactances variables que pour des courts-circuits sur le réseau avec une réactance X_N entre les bornes de l'alternateur et l'emplacement du court-circuit, on étudie de façon simplifiée la décroissance de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit.

Therefore, it is not surprising that even results obtained from detailed calculations are often less accurate than expected. Detailed calculations are used in special cases, for example, if particular safety requirements are necessary.

The most severe case under consideration may be described as follows.

- The balanced three-phase short circuit at the terminals of the generator leads to the highest initial short-circuit current. It is assumed that the neutral of the generator is isolated (if the neutral of the generator is directly earthed, for instance in low-voltage networks, the line-to-earth short circuit leads to the highest initial short-circuit current, because the zero-sequence reactance of the generator is smaller than the subtransient reactance of the positive-sequence system).
- Unbalanced short circuits (line-to-line short circuits) result in smaller initial short-circuit currents than balanced short circuits; however, the symmetrical short-circuit currents decay to a lower value (IEC 60909-0, figure 10).
- The symmetrical short-circuit breaking currents I_b are largest for low values of the minimum time delay $t_{\min}$.
- The short-circuit currents of large generators decay in general more slowly than those of smaller generators. The factor μ (IEC 60909-0, figure 16 and equation (70)) is chosen above the highest values found from measurements and calculations (see figure 30 for generators of different type and rated power).

2.5.2 Basic concept

The following equation for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current I_b is used (IEC 60909-0, 4.5.2.1):

$$I_b = \mu I_k'' \quad (77)$$

The factor μ is used for the most severe case as described in 2.5.1. From the parameters listed above only the following are taken into account:

- The minimum time delay $t_{\min}$ in accordance with IEC 60909-0, 1.3.22. Four different μ -curves are given for different values of $t_{\min}$ (IEC 60909-0, figure 16).
- The initial symmetrical short-circuit current of the generator related to the rated current of the generator, I_{kG}'' / I_{rG} . This value is entered on the abscissa of figure 16 of IEC 60909-0.

Equation (77) shall be used only in the case of single-fed short circuits (short circuits fed from one generator, according to IEC 60909-0, 4.5.2.1) or in the case of short circuits fed from non-meshed sources (IEC 60909-0, 4.5.2.2). The calculation of short-circuit breaking currents in meshed networks needs special considerations (IEC 60909-0, 4.5.2.3) [12].

In order to demonstrate that in the case of a single-fed short circuit, the abscissa of figure 16 of IEC 60909-0 may be used both for short circuits of generators with varying reactances and for power-system short circuits with a reactance X_N between the generator terminals and the short-circuit location, the decay of the symmetrical a. c. component of the short-circuit current is considered in a simplified manner.

Pour cela, on introduit l'équation suivante pour calculer la composante alternative $I_{kAC}(t)$ du courant de court-circuit symétrique $I_k(t) = I_{kAC}(t) + I_{kDC}(t)$.

$$I_{ka.c.}(t) = (I_k'' - I_k') e^{-t/T_N''} + (I_k' - I_k) e^{-t/T_N'} + I_k \quad (78)$$

où

I_k'' est le courant de court-circuit symétrique initial (CEI 60909-0, 1.3.5), ou le courant de court-circuit subtransitoire (équation (79a));

I_k' est le courant de court-circuit transitoire (équation (79b));

I_k est le courant de court-circuit permanent (CEI 60909-0, 1.3.10) (équation (79c));

T_N'' est la constante de temps subtransitoire, prise comme valeur moyenne entre T_{dN}'' et T_{qN}'' (équation (80a));

T_N' est la constante de temps transitoire ($T_N' = T_{dN}'$) (équation 80b)).

Les courants I_k'' , I_k' et I_k sont fonction des tensions internes E'' , E' et E de l'alternateur et de la somme des réactances $X_d'' + X_N$, $X_d' + X_N$ et $X_d + X_N$, comme indiqué sur la figure 29.

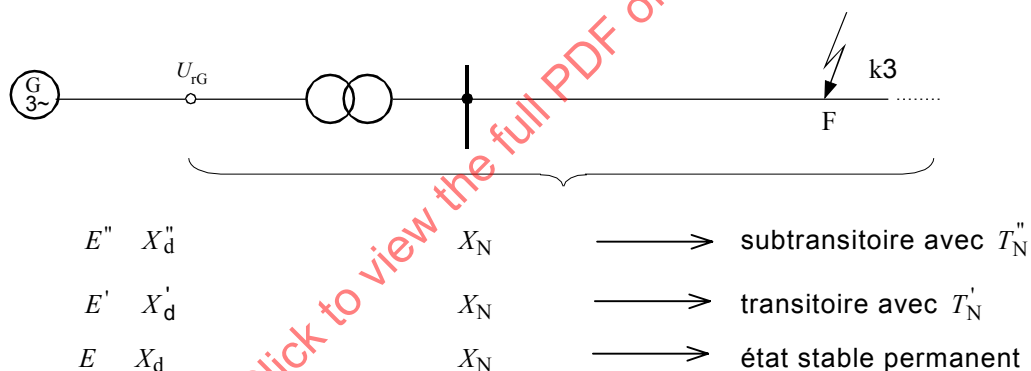


Figure 29 – Configuration et caractéristiques du réseau (court-circuit à alimentation unique) et données permettant de montrer la décroissance de la composante alternative symétrique d'un court-circuit proche d'un alternateur

Dans le cas d'un court-circuit sur le réseau, l'alternateur étant à vide, avec par conséquent $E'' = E' = E$, les courants suivants sont à introduire:

$$I_k'' = \frac{E''}{X_d'' + X_N} = \frac{E}{X_d'' + X_N} \quad (79a)$$

$$I_k' = \frac{E'}{X_d' + X_N} = \frac{E}{X_d' + X_N} \quad (79b)$$

$$I_k = \frac{E}{X_d + X_N} \quad (79c)$$

For this purpose the following equation for the calculation of the a.c. part $I_{kAC}(t)$ of the symmetrical short-circuit current $I_k(t) = I_{kAC}(t) + I_{kDC}(t)$ is introduced:

$$I_{k.a.c.}(t) = (I_k'' - I_k') e^{-t/T_N''} + (I_k' - I_k) e^{-t/T_N'} + I_k \quad (78)$$

where

I_k'' is the initial symmetrical short-circuit current (IEC 60909-0, 1.3.5), or the subtransient short-circuit current (equation (79a));

I_k' is the transient short-circuit current (equation (79b));

I_k is the steady-state short-circuit current (IEC 60909-0, 1.3.10), (equation (79c));

T_N'' is the subtransient time constant as a medium value between T_{dN}'' and T_{qN}'' (equation (80a));

T_N' is the transient time constant, $T_N' = T_{dN}'$ (equation (80b)).

The currents I_k'' , I_k' and I_k depend on the internal voltages E'' , E' and E of the generator, and the sum of reactances $X_d'' + X_N$, $X_d' + X_N$ and $X_d + X_N$, as shown in figure 29.

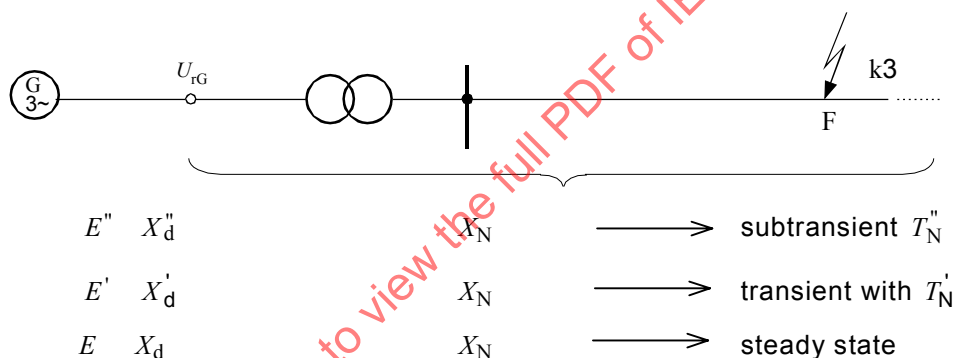


Figure 29 – Network configuration (single-fed short circuit) and relevant data to demonstrate the decay of the symmetrical a.c. component of a near-to-generator short circuit

In the case of a power-system short circuit under no-load conditions of the generator and therefore $E'' = E' = E$ the following currents are to be introduced:

$$I_k'' = \frac{E''}{X_d'' + X_N} = \frac{E}{X_d'' + X_N} \quad (79a)$$

$$I_k' = \frac{E'}{X_d' + X_N} = \frac{E}{X_d' + X_N} \quad (79b)$$

$$I_k = \frac{E}{X_d + X_N} \quad (79c)$$

et si on prend pour simplifier, $T_N'' \approx T_{dN}''$ on obtient les constante de temps

$$T_N'' = T_0'' \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} = T'' \frac{X_d'}{X_d''} \cdot \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \quad \text{with } T_0'' = T'' \frac{X_d'}{X_d''} \quad (80a)$$

$$T_N' = T_0' \frac{X_d' + X_N}{X_d' + X_N} = T' \frac{X_d}{X_d'} \cdot \frac{X_d' + X_N}{X_d' + X_N} \quad \text{with } T_0' = T' \frac{X_d}{X_d'} \quad (80b)$$

Les constantes de temps types sont $T'' \approx 0,03$ s et $T' \approx 1$ s et donc à partir de l'équation (80a) on obtient $T_N'' \approx (1,0 \dots 1,3) T''$ et à partir de l'équation (80b) $T_N' \approx (1,0 \dots 2,5) T'$. Suivant l'approximation $e^{-t_{\min}/T_N''} \approx 1$ à $t = t_{\min} = (0,02 \dots 0,25)$ s, on obtient l'équation suivante pour le facteur μ :

$$\mu = \frac{I_{kAC}(t)}{I_k''} \approx \left[1 - \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \right] e^{-t_{\min}/T_N''} + \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \quad (81)$$

Etant donné que $t_{\min}/T_N''$ peut être inférieur ou supérieur à 1, il est nécessaire d'introduire la progression à l'infini ($t = t_{\min}$) suivante:

$$e^{-t/T_N''} = 1 - \frac{t}{T_N''} + \frac{1}{2} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^2 - \frac{1}{6} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^3 + \frac{1}{24} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^4 - \dots + \dots$$

pour obtenir l'équation suivante du facteur μ , à vide:

$$\mu = 1 - 0,5 x_d'' \frac{I_k''}{T_0'' I_{rG}} t_{\min} + \frac{1}{3 + 2x_N/x_d''} \left[\frac{t_{\min}}{T_N''} + e^{-t_{\min}/T_N''} - 1 \right] \quad (82)$$

Il est aussi évident d'après cette équation (82) que le facteur μ peut être présenté en fonction du rapport I_k''/I_{rG} et du retard minimal $t_{\min}$ (CEI 60909-0, figure 16 et équation (70)). Dans le cas d'un court-circuit éloigné de l'alternateur avec $x_N \gg x_d''$, la valeur du facteur μ se rapproche de 1. Il convient donc de ne pas utiliser l'équation (82) pour des calculs.

2.5.3 Calcul du courant de court-circuit symétrique coupé I_b à l'aide du facteur μ

Les simplifications précédemment décrites en 2.5.2 ont été vérifiées au moyen de nombreuses expériences réalisées dans des stations d'essai et de calculs détaillés effectués à partir de données concernant des alternateurs existants, de différents types et de différentes puissances assignées. Des exemples sont illustrés par la figure 30, pour les cas de fonctionnement de l'alternateur avant le court-circuit, non seulement à vide mais également à la charge assignée.

Afin de simplifier les calculs relatifs au court-circuit, le facteur μ est supposé égal à 1 pour toutes les valeurs de $I_{kG}''/I_{rG} \leq 2$ (CEI 60909-0, figure 16) et de plus l'ensemble des courbes correspondant aux différentes valeurs de $t_{\min}$ sont définies numériquement (CEI 60909-0, équation (70)). Les deux informations sont identiques.

and with $T_N'' \approx T_{dN}''$ for simplification, the time constants:

$$T_N'' = T_0'' \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} = T'' \frac{X_d'}{X_d''} \cdot \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \quad \text{with } T_0'' = T'' \frac{X_d'}{X_d''} \quad (80a)$$

$$T_N' = T_0' \frac{X_d' + X_N}{X_d' + X_N} = T' \frac{X_d}{X_d'} \cdot \frac{X_d' + X_N}{X_d' + X_N} \quad \text{with } T_0' = T' \frac{X_d}{X_d'} \quad (80b)$$

Typical time constants are $T'' \approx 0,03$ s and $T' \approx 1$ s and therefore from equation (80a) $T_N'' \approx (1,0 \dots 1,3) T''$ and from equation (80b) $T_N' \approx (1,0 \dots 2,5) T'$. With the approximation $e^{-t_{\min}/T_N'} \approx 1$ at $t = t_{\min} = (0,02 \dots 0,25)$ s, the following equation for the factor μ may be found:

$$\mu = \frac{I_{kAC}(t)}{I_k''} \approx \left[1 - \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \right] e^{-t_{\min}/T_N''} + \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \quad (81)$$

Because $t_{\min}/T_N''$ may be smaller or greater than 1, it is necessary to introduce the infinite progression ($t = t_{\min}$)

$$e^{-t/T_N''} = 1 - \frac{t}{T_N''} + \frac{1}{2} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^2 - \frac{1}{6} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^3 + \frac{1}{24} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^4 - \dots + \dots$$

to find the following equation for μ at no-load conditions:

$$\mu = 1 - 0,5 x_d'' \frac{t}{T_0''} \cdot \frac{I_k''}{I_{rG}} t_{\min} + \frac{1}{3 + 2x_N/x_d''} \left[\frac{t_{\min}}{T_N''} + e^{-t_{\min}/T_N''} - 1 \right] \quad (82)$$

It is obvious from this equation (82) that the factor μ can be introduced depending on I_k''/I_{rG} and $t_{\min}$ (IEC 60909-0, figure 16 and equation (70)). In the case of a far-from-generator short circuit with $x_N \gg x_d''$ the factor μ approaches 1. Equation (82) should not be used for calculations.

2.5.3 Calculation of the symmetrical short-circuit breaking current I_b with the factor μ

The simplifications described in 2.5.2 were checked on the basis of numerous experiments in testing stations and by detailed calculations using the data of existing generators of different rated power and different types. Examples are depicted in figure 30 both for the case of no-load conditions and for the case of rated load conditions of the generator before the short circuit.

In order to simplify the short-circuit calculations, $\mu = 1$ is assumed for all values $I_{kG}''/I_{rG} \leq 2$ (IEC 60909-0, figure 16) and furthermore the family of curves for different values $t_{\min}$ are numerically described (IEC 60909-0, equation (70)). The values from both are identical.

Dans le cas d'excitation par redresseur statique et d'alternateurs basse tension à excitation compound, il convient de tenir compte des remarques de 4.5.2.1 de la CEI 60909-0. Celles-ci sont basées sur des mesures effectuées dans des stations d'essai.

On utilise les valeurs μ pour $t_{\min} = 0,02$ s plus particulièrement dans le calcul des courants coupés des moteurs basse tension et des groupes de moteurs basse tension (CEI 60909-0, 3.8). Dans les réseaux haute tension la valeur du retard minimal $t_{\min}$ est normalement supérieure à 0,02 s.

L'équation (77) (CEI 60909-0, équation (69)) est limitée aux courts-circuits à alimentation unique et à ceux alimentés par des sources non maillées (CEI 60909-0, figures 11 et 12). Cependant, si le courant de court-circuit est généré non seulement par des alternateurs et des moteurs mais également par des réseaux d'alimentation, et si le courant de court-circuit passe par un réseau d'énergie maillé (CEI 60909-0, figure 14), il n'est alors pas possible d'utiliser directement l'équation (77) (CEI 60909-0, équation (69)) pour le calcul des courants de court-circuit partiels coupés alimentés par des alternateurs et des moteurs. Il résulte du couplage des courants de court-circuit partiels coupés, du fait du réseau maillé, que le courant de court-circuit partiel du réseau d'alimentation augmente lorsque les courants alimentés par des alternateurs et des moteurs diminuent [12].

Si l'approximation $I_b = I_k''$ (CEI 60909-0, équation (74)) ne suffit pas, dans le cas d'un court-circuit proche d'un alternateur ou proche d'un moteur dans des réseaux maillés, il est possible d'obtenir un résultat plus précis, par excès, si on utilise l'équation (75) de la CEI 60909-0. Les termes $(1 - \mu_i) I_{kGi}''$ et $(1 - \mu_j q_j) I_{kMj}''$ sont estimés à partir des écarts de tension initiaux $\Delta \underline{U}_{Gi}''$ et $\Delta \underline{U}_{Mi}''$ (CEI 60909-0, équations (76) et (77)). On calcule les facteurs μ_i et μ_j à partir de la figure 16 ou de l'équation (70) de la CEI 60909-0, avec I_{kGi}'' / I_{rGi} ou I_{kMj}'' / I_{rMj} [12].

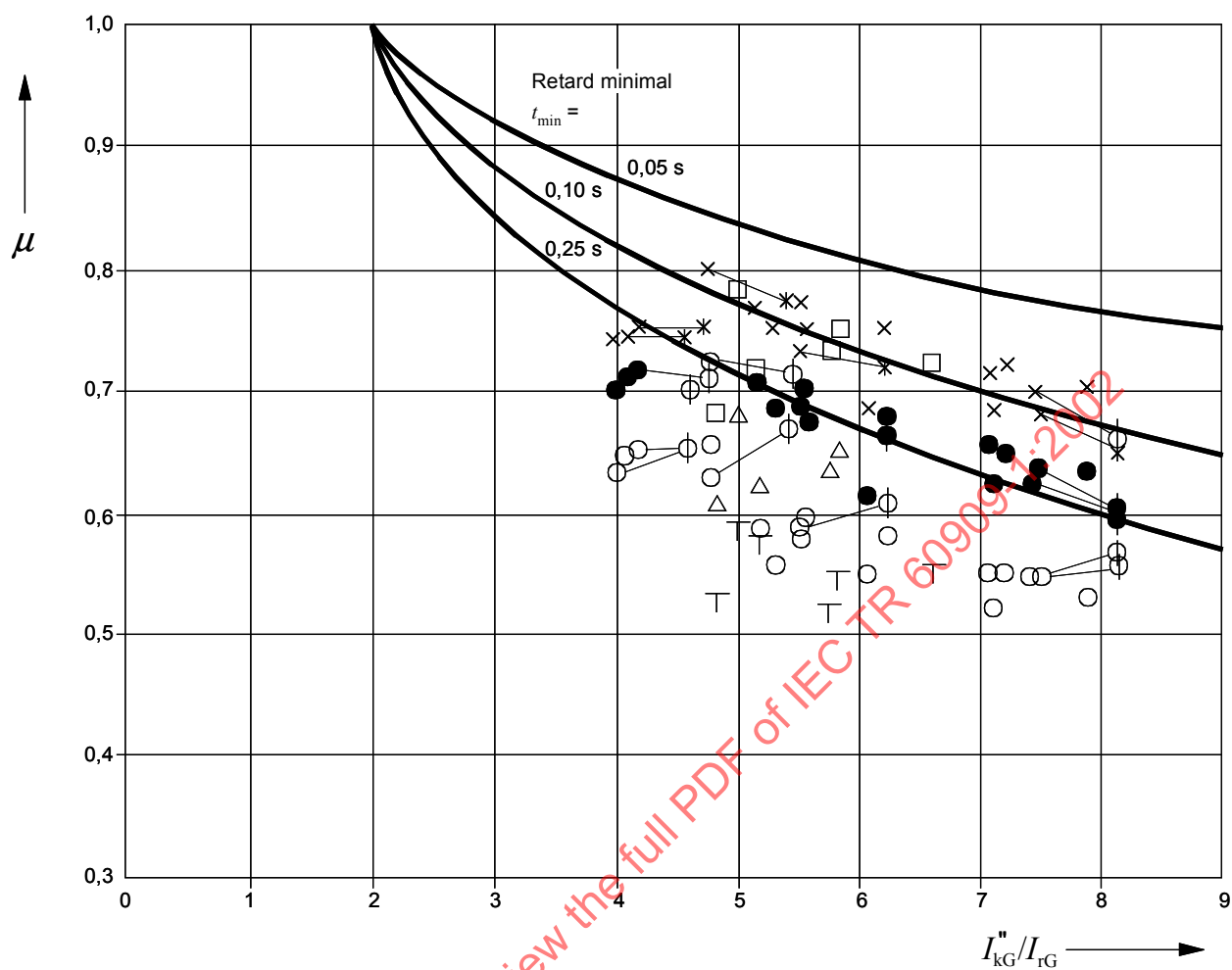
In the case of static converter excitation and in the case of compound excited low-voltage generators the remarks of IEC 60909-0, 4.5.2.1 should be taken into account. They are based on measurements in testing stations.

The values of μ for $t_{\min} = 0,02$ s are introduced especially for the calculation of the breaking currents of low-voltage motors and groups of low-voltage motors (IEC 60909-0, 3.8). In high-voltage networks the minimum time delay $t_{\min}$ is normally higher than 0,02 s.

Equation (77) (IEC 60909-0, equation (69)) is limited to single-fed short circuits from non-meshed sources (IEC 60909-0, figures 11 and 12). If, however the short-circuit current is generated both by generators and motors and in addition by network feeders, and if the short-circuit current flows through a meshed power system (IEC 60909-0, figure 14), then equation (77) (IEC 60909-0, equation (69)) cannot be used directly for the calculation of the partial short-circuit breaking currents fed from generators and motors. As a result of the coupling of the partial short-circuit breaking currents caused by the meshed network, the partial short-circuit current of the network feeder increases as the currents fed from the generators and motors decrease [12].

If the approximation $I_b = I_k''$ (IEC 60909-0, equation (74)) is insufficient in the case of near-to-generator or near-to-motor short circuits in meshed networks, a more accurate result on the conservative side can be found from IEC 60909-0, equation (75). The terms $(1 - \mu_i) I_{kGi}''$ and $(1 - \mu_j q_j) I_{kMj}''$ are evaluated by the initial voltage differences $\Delta \underline{U}_{Gi}''$ and $\Delta \underline{U}_{Mi}''$ (IEC 60909-0, equations (76) and (77)). The factors μ_i and μ_j are found from IEC 60909-0, figure 16 or equation (70), with I_{kGi}'' / I_{rGi} or I_{kMj}'' / I_{rMj} [12].

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 60909-1:2002



Turbo-alternateurs:

- $\times$ $t_{\min} = 0,05 \text{ s}$
 $\bullet$ $t_{\min} = 0,10 \text{ s}$
 $\circ$ $t_{\min} = 0,25 \text{ s}$
- à vide
- $\times$ $t_{\min} = 0,05 \text{ s}$
 $\bullet$ $t_{\min} = 0,10 \text{ s}$
 ϕ $t_{\min} = 0,25 \text{ s}$
- à la charge assignée
(calculée)

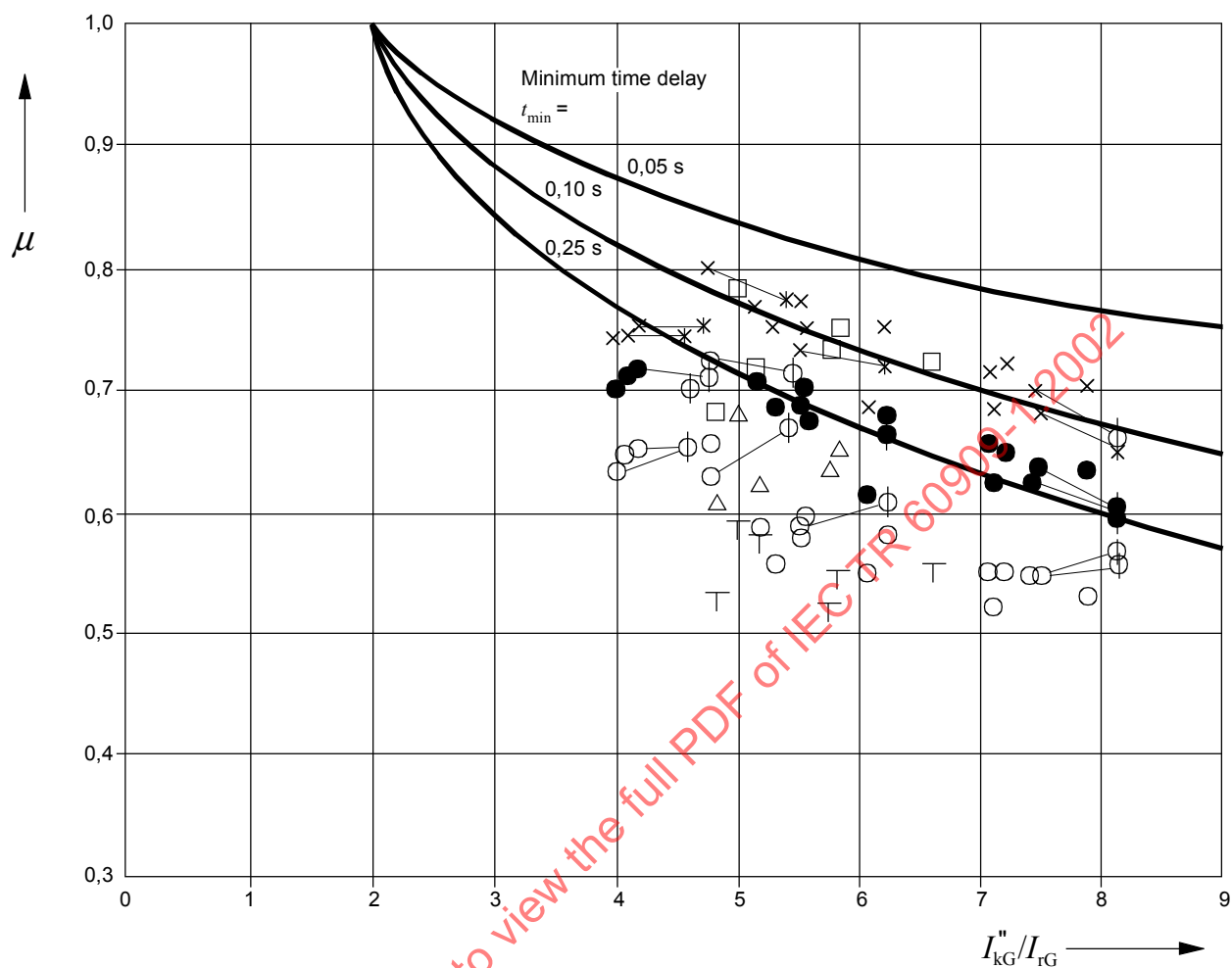
Alternateurs à pôles saillants:

- $\square$ $t_{\min} = 0,05 \text{ s}$
 Δ $t_{\min} = 0,10 \text{ s}$
 T $t_{\min} = 0,25 \text{ s}$
- à vide

$\times - \times$; $\bullet - \bullet$; $\circ - \phi$

Lignes de raccordement entre les mesures à vide et les calculs effectués à la charge assignée

Figure 30 – Décroissance du courant de court-circuit symétrique (facteur μ) déterminé à partir de mesures effectuées dans des stations d'essai et à partir de calculs [5]



Turbine generators:

$\times$ $t_{\min} = 0,05 \text{ s}$
 $\bullet$ $t_{\min} = 0,10 \text{ s}$
 $\circ$ $t_{\min} = 0,25 \text{ s}$

no-load condition

$\times$ $t_{\min} = 0,05 \text{ s}$
 $\bullet$ $t_{\min} = 0,10 \text{ s}$
 ϕ $t_{\min} = 0,25 \text{ s}$

rated-load condition
(calculated)

Salient pole generators:

$\square$ $t_{\min} = 0,05 \text{ s}$
 Δ $t_{\min} = 0,10 \text{ s}$
 T $t_{\min} = 0,25 \text{ s}$

no-load condition

$\times - \times$; $\bullet - \bullet$; $\circ - \phi$

Connection lines between measurements at no-load conditions and calculations at rated-load conditions

Figure 30 – Decay of the symmetrical short-circuit current (factor μ) based on test measurements and calculations [5]

2.6 Facteur λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) utilisé pour le calcul du courant de court-circuit permanent

2.6.1 Généralités

Le comportement type dans le temps d'un courant de court-circuit symétrique dû à un court-circuit proche d'un alternateur est décrit à la figure 2 de la CEI 60909-0. Le courant de court-circuit symétrique initial I_k'' se transforme en quelques secondes en un courant de court-circuit permanent I_k avec $I_k < I_k''$. La décroissance dépend alors de la méthode d'excitation et de réglage de tension ainsi que, dans une large mesure, de la saturation et de la tension d'excitation la plus élevée possible $U_{f\max}$ (CEI 60909-0, 4.6.1.1). La composante continue décroissante du courant de court-circuit est égale à zéro avant que le courant de court-circuit symétrique permanent ne soit atteint.

Dans la plupart des cas, il est intéressant de connaître le courant de court-circuit permanent maximal $I_{k\max}$ (CEI 60909-0, équation (78)):

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

Le courant $I_{k\max}$ d'un alternateur est rapporté à I_{rG} du fait de son effet thermique. La valeur du facteur $\lambda_{\max}$ dépend de la relation I_k'' / I_{rG} et de la valeur à la saturation $x_{dsat} = X_{dsat} / Z_{rG}$ de la réactance synchrone longitudinale (CEI 60909-0, figures 18 et 19). La relation $I_{k\max} / I_k''$ de l'alternateur à considérer permet de calculer les contraintes thermiques du matériel électrique conformément à 4.8 de la CEI 60909-0, à l'aide des facteurs m et n (voir 2.8).

Le nombre de données qu'il convient de prendre en compte pour le calcul de $I_{k\max}$ est beaucoup plus important que dans le cas du calcul du courant alternatif symétrique coupé I_b (voir 2.5.1). Les paramètres suivants sont également importants:

- la réactance synchrone en particulier longitudinale (X_d);
- la saturation du fer en particulier du rotor;
- l'efficacité du réglage de tension;
- la tension d'excitation maximale possible $U_{f\max}$ produite par le dispositif d'excitation et généralement exprimée par rapport à la tension d'excitation U_{fr} au fonctionnement assigné avec $u_{f\max} = U_{f\max} / U_{fr}$.

Compte tenu du fait que les turbo-alternateurs et les machines à pôles saillants ont des réactances synchrones X_d totalement différentes et qu'ils sont généralement équipés de systèmes d'excitation de type différent, il est nécessaire d'utiliser des facteurs $\lambda_{\max}$ différents pour les turbo-alternateurs (CEI 60909-0, figure 18) et les machines à pôles saillants (CEI 60909-0, figure 19).

Des précautions particulières sont nécessaires en ce qui concerne les machines synchrones avec des excitateurs statiques alimentés aux bornes (CEI 60909-0, 4.5.1). On peut également appliquer les courbes $\lambda_{\max}$ (CEI 60909-0, figures 18 et 19) dans le cas d'excitateurs statiques alimentés aux bornes, si le court-circuit se produit côté haute tension du transformateur d'un groupe de production ou dans un réseau, et si la tension d'excitation maximale est choisie en fonction de la réduction de la tension aux bornes pendant le court-circuit.

Il est intéressant de connaître la valeur du courant de court-circuit permanent minimal $I_{k\min}$, en particulier pour le choix et le réglage des dispositifs de protection des réseaux d'énergie (CEI 60909-0, équation (79)):

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

2.6 Factor λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) for the calculation of the steady-state short-circuit current

2.6.1 General

The typical time behaviour of a symmetrical short-circuit current in the case of a near-to-generator short circuit is described in IEC 60909-0, figure 2. The initial symmetrical short-circuit current I_k'' changes in a few seconds to the steady-state short-circuit current I_k with $I_k < I_k''$. The decay depends on the method of excitation and voltage regulation and to a high degree on the saturation and the highest possible excitation voltage $U_{f\max}$ (IEC 60909-0, 4.6.1.1). The decaying d.c. component of the short-circuit current is zero before the symmetrical steady-state short-circuit current is reached.

In most cases the maximum steady-state short-circuit current $I_{k\max}$ is of interest (IEC 60909-0, equation (78)):

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

The current $I_{k\max}$ of one generator is referred to I_{rG} by reason of its thermal effect. The factor $\lambda_{\max}$ depends on the relation I_k'' / I_{rG} and the saturated value $x_{dsat} = X_{dsat} / Z_{rG}$ of the direct-axis synchronous reactance (IEC 60909-0, figures 18 and 19). The relation $I_{k\max} / I_k''$ of the relevant generator is used to find the thermal stresses of electrical equipment in accordance with IEC 60909-0, 4.8, using the factors m and n (see 2.8).

The amount of data to be taken into account for the calculation of $I_{k\max}$ is considerably greater than in the case of the calculation of the symmetrical a.c. breaking current I_b (see 2.5.1). The following additional parameters are of influence:

- the synchronous reactance particularly in the direct axis (X_d);
- the iron saturation particularly of the rotor;
- the effectiveness of voltage regulation;
- the maximum possible excitation voltage $U_{f\max}$ produced by the excitation equipment and usually referred to the excitation voltage U_{fr} at rated operation with $u_{f\max} = U_{f\max} / U_{fr}$.

Since cylindrical rotor generators and salient-pole machines differ widely with respect to their synchronous reactances X_d and are fitted with different types of excitation equipment, separate factors $\lambda_{\max}$ are required for cylindrical rotor generators (IEC 60909-0, figure 18) and salient-pole machines (IEC 60909-0, figure 19).

Special considerations are necessary for synchronous machines with terminal-fed static exciters (IEC 60909-0, 4.5.1). The $\lambda_{\max}$ -curves (IEC 60909-0, figures 18 and 19) may be applied also in the case of terminal-fed static exciters, if the short circuit occurs at the high-voltage side of the unit transformer of a power station unit or in the network, and if the maximum excitation voltage is chosen with respect to the reduction of the terminal voltage during the short circuit.

The minimum short-circuit current $I_{k\min}$ is of interest in particular for the selection and setting of protection devices in power systems (IEC 60909-0, equation (79)):

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

La valeur du facteur $\lambda_{\min}$ est donnée par les figures 18 et 19 de la CEI 60909-0, pour une excitation constante à vide en partant de l'hypothèse qu'il n'y a pas de régulateur de tension installé ou en service.

Dans le cas d'alternateurs avec excitation "compound", il est nécessaire que le constructeur donne des informations et précise les précautions particulières à respecter (CEI 60909-0, 4.6.1.2).

Les hypothèses faites plus haut relatives au calcul du facteur λ ne sont pas toujours remplies dans la pratique. Lorsqu'on calcule $I_{k\max}$, on peut obtenir des écarts plus importants entre les valeurs réelles et les valeurs calculées que dans le cas de I_k'' et I_b .

Si le court-circuit est alimenté par plusieurs alternateurs, ceux-ci peuvent se trouver en rupture de synchronisme avant que le courant de court-circuit permanent ne soit atteint, en particulier dans le cas de réseaux maillés. Dans ces cas, on ne peut évaluer qu'approximativement le courant de court-circuit permanent tel qu'indiqué en 4.6.3 de la CEI 60909-0.

Dans le cas extrême d'asynchronisme, le courant de court-circuit permanent maximal peut même être supérieur au courant de court-circuit symétrique initial.

La valeur de $I_{k\min}$ peut également être très différente des valeurs réelles obtenues dans la pratique.

2.6.2 Influence de la saturation du fer

2.6.2.1 Méthode de la courbe caractéristique (réactance de Potier)

La réactance de Potier correspond à la différence entre deux courbes de saturation, l'une étant réalisée à vide, l'autre au courant assigné avec un facteur de puissance nul. La caractéristique à vide représentée à la figure 31 montre la relation entre la tension $E_0(I_f)$ et le courant de champ I_f d'une machine synchrone non chargée ($I_G = 0$). Cette caractéristique est d'évidence non linéaire. La caractéristique de charge $U_L(I_f)$ représentée à la figure 31 pour le courant assigné I_{rG} à $\cos \varphi_G = 0$ est également non linéaire. Dans le cas où $U_L = 0$, il y a un court-circuit aux bornes. On peut alors supposer que l'on a une linéarité totale.

Si on soustrait le courant de champ I_{fkr} , ce qui est nécessaire dans le cas d'un court-circuit aux bornes avec I_{rG} , du courant de champ $I_f(U_L)$ au point A de la figure 31, le résultat obtenu est dû à la saturation du circuit magnétique. Si on suppose en outre que tout le flux de fuite de l'alternateur à l'extérieur du fer est directement proportionnel à I et indépendant de U_L , on obtient le circuit équivalent de la figure 32.

Au vu du circuit représenté par la figure 32, on constate que $E_0 - U_L = X_p I$ est égale à la différence entre la tension à la source et la tension aux bornes. La réactance réelle X_p est appelée réactance de Potier [2] et [4]. La valeur de X_p est obtenue en traçant une ligne tangente à la courbe de la caractéristique à vide de la figure 31 passant par le point d'origine et une droite BC parallèle à cette tangente, passant par le point B. Les deux triangles hachurés ADC et A'D'C' sont égaux. La hauteur des triangles de la figure 31 est:

$$X_p / Z_{rG} = X_p I_{rG} / (U_{rG} / \sqrt{3})$$

Il est très facile de mesurer la caractéristique à vide $E_0(I_f)$ dans une station d'essai. Des courbes caractéristiques standard sont parfois utilisées dans les documents, celles-ci dépendant toutefois de la conception des circuits magnétiques des machines synchrones.

La valeur de la réactance de Potier X_p se situe entre la réactance de fuite du stator X_σ (pôles non saturés, la saturation étant entièrement au niveau de la denture) et la réactance transitoire X_d' (la saturation étant entièrement au niveau des pôles, les dents n'étant pas saturées): $X_\sigma < X_p < X_d'$ [4]. On sait par expérience que les relations $X_p \approx 0,82 X_d'$ ou $X_p \approx X_p'' + 0,63 (X_d' - X_p'')$ sont suffisamment précises.

The factor $\lambda_{\min}$ is given in IEC 60909-0, figures 18 and 19, for constant no-load excitation under the assumption that no voltage regulator is provided or active.

In the case of generators with compound excitation special considerations and information from the manufacturer are necessary (IEC 60909-0, 4.6.1.2).

The above-mentioned assumptions made to find the factor λ are not always fulfilled in practice. When calculating $I_{k\max}$ larger deviations may occur between the real and the calculated values than in the case of I_k'' and I_b .

If the short circuit is fed from more than one generator, the generators may fall out of synchronism before the steady-state short-circuit current is reached, especially in meshed networks. In these cases the steady-state short-circuit current can be estimated only roughly as described in IEC 60909-0, 4.6.3.

In extreme cases of asynchronism the maximum steady-state short-circuit current may even be higher than the initial symmetrical short-circuit current.

The value of $I_{k\min}$ may also deviate considerably from real values obtained in practice.

2.6.2 Influence of iron saturation

2.6.2.1 Characteristic curve method (Potier reactance)

The Potier reactance is found as the difference between two saturation curves, one taken at no load, and the other taken at rated current, zero power factor. The no-load characteristic in figure 31 describes the relationship between the voltage $E_0(I_f)$ and the field current I_f for an unloaded synchronous machine ($I_G = 0$). This characteristic is clearly non-linear. The load characteristic $U_L(I_f)$ in figure 31 for the rated current I_{rG} at $\cos \varphi_G = 0$ has a similar non-linear form. In the case of $U_L = 0$ a terminal short circuit exists. In this case complete linearity can be assumed.

On subtraction of the field current I_{kf} , required in the case of a terminal short circuit with I_{rG} , from the field current $I_f(U_L)$ at point A of figure 31, the remainder is due to the saturation of the magnetic circuit. If it is further assumed that all leakage flux in the generator, external to the iron, is directly proportional to I and is independent of U_L , the equivalent circuit of figure 32 is obtained.

From the circuit of figure 32 it can be seen that $E_0 - U_L = X_p I$ is the difference value between the source and the terminal voltage. The effective reactance X_p is called the Potier reactance [2] and [4]. The value of X_p is found on drawing a tangent to the no-load characteristic of figure 31 passing through the origin and by drawing a parallel BC thereto passing through point B. The hatched triangles ADC and A'D'C' are congruent. The height of the triangles in figure 31 is:

$$X_p / Z_{rG} = X_p I_{rG} / (U_{rG} / \sqrt{3})$$

The no-load characteristic $E_0(I_f)$ can easily be measured in the testing station. Standard characteristic curves are sometimes used in the literature, but specific curves are dependent on the design of the magnetic circuits of the synchronous machine.

The value of the Potier reactance X_p lies between the stator leakage reactance X_σ (no saturation in the poles, all saturation being in the teeth) and the transient reactance X_d' (all saturation in the poles, and the teeth are unsaturated): $X_\sigma < X_p < X_d'$ [4]. Experience has shown that either the relationship $X_p \approx 0,82 X_d'$ or the relationship $X_p \approx X_d'' + 0,63 (X_d' - X_d'')$ is sufficiently accurate.

Il est donc possible, à partir de la courbe de la caractéristique à vide $E_0(I_f)$ et de la réactance de Potier X_p , de calculer le courant de court-circuit permanent relatif à un court-circuit à alimentation unique, quelles que soient les valeurs du courant de champ I_f et la réactance du réseau X_N (voir figure 29). La figure 32 conduit à l'équation suivante:

$$I_k = \frac{E_0(I_f)}{X_p + X_N} \quad (85)$$

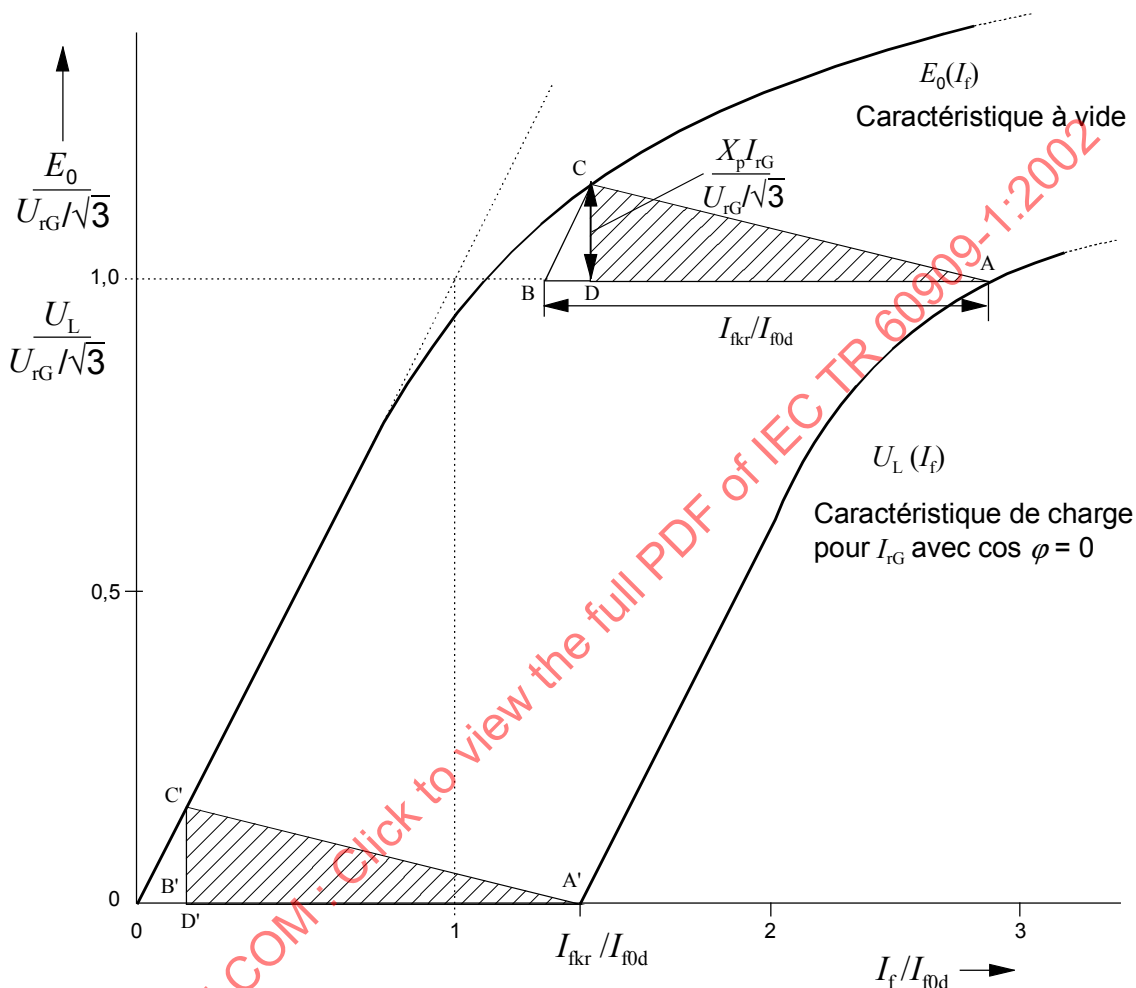


Figure 31 – Méthode de la courbe de saturation permettant de calculer la réactance de Potier X_p conformément à [4]

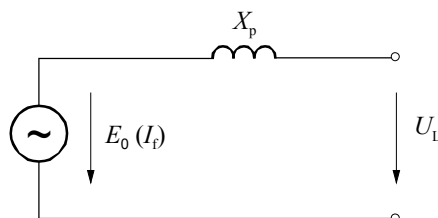


Figure 32 – Circuit équivalent avec la tension de source $E_0(I_f)$ et la réactance de Potier X_p

A partir de la relation $I_{kG}''(X_d'' + X_N) = E''$ on obtient la valeur suivante pour le facteur λ :

$$\lambda = \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{E_0(I_f)}{(X_p - X_d'')I_{rG} + E'' \cdot I_{rG} / I_{kG}''} \quad (86)$$

On the basis of the no-load characteristic curve $E_0(I_f)$ and the Potier reactance X_p , the steady-state short-circuit current in the case of a single-fed short circuit for any value of the field current I_f and the network reactance X_N (see figure 29) may be calculated. Figure 32 leads to the following equation:

$$I_k = \frac{E_0(I_f)}{X_p + X_N} \quad (85)$$

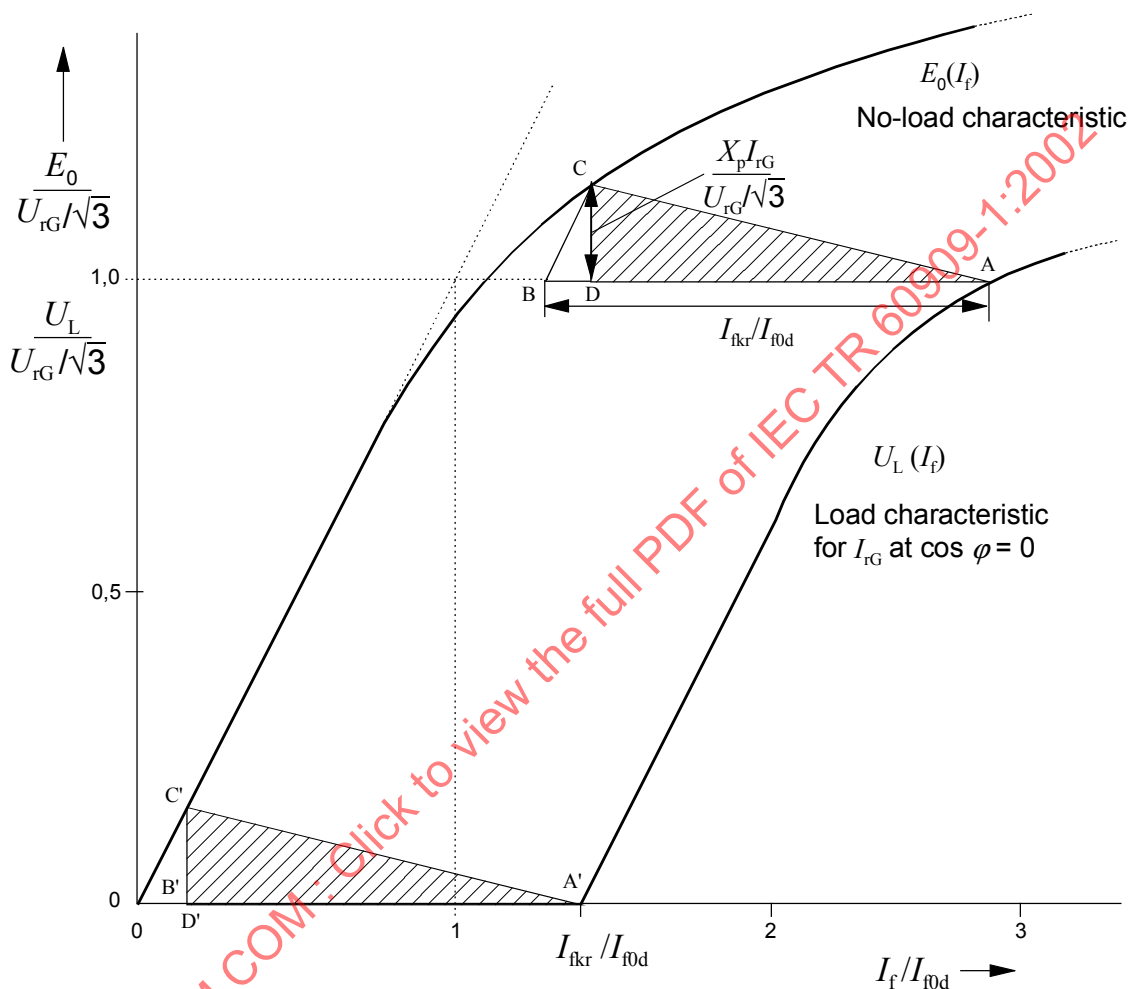


Figure 31 – Characteristic saturation curve method to find the Potier reactance X_p in accordance with [4]

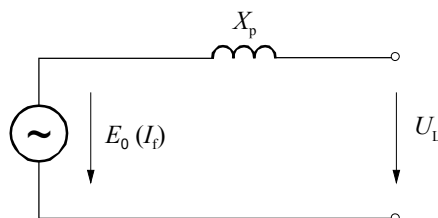


Figure 32 – Equivalent circuit with the source voltage $E_0(I_f)$ and the Potier reactance X_p

On the basis of the relationship $I_{kG}''(X_d'' + X_N) = E''$ the following result is obtained for the factor λ :

$$\lambda = \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{E_0(I_f)}{(X_p - X_d'')I_{rG} + E'' \cdot I_{rG} / I_{kG}''} \quad (86)$$

La valeur de $E_0(I_f)$ est fonction de la réactance synchrone X_d uniquement dans le cas de $\lambda_{\max}$ pour le calcul de $I_{k\max}$ (CEI 60909-0, figures 18 et 19).

2.6.2.2 Méthode de calcul simplifiée de λ

Compte tenu du nombre important d'hypothèses requises pour la méthode de la courbe caractéristique (voir 2.6.2.1) et des limites des calculs relatifs aux courants de court-circuit permanents alimentés par un seul alternateur, il est utile de simplifier la méthode de calcul. On a donc utilisé la méthode suivante pour déterminer les courbes de λ (CEI 60909-0, figures 18 et 19).

Si on se base sur la figure 31, la tension à la source E_0 d'un courant de champ donné I_f et la réactance de Potier X_p sont réduites du fait de la saturation. Ces deux influences se compensent mutuellement en partie, comme le montre la figure 32. Il semble donc possible de ne pas en tenir compte [8]. En conséquence, l'équation (85) est remplacée par la suivante:

$$I_k = \frac{u_{f\max} E_r}{X_{dsat} + X_N} \quad (87)$$

et on obtient, à la place de l'équation (86), la relation suivante:

$$\begin{aligned} \lambda = \lambda_{\max} &= \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{u_{f\max} E_r}{(X_{dsat} - X_d'') I_{rG} + E'' I_{rG} / I_{kG}} \\ &= \frac{u_{f\max} \sqrt{1 + 2 x_{dsat} \sin \varphi_{rG} + x_{dsat}^2}}{x_{dsat} x_d'' + (1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}) I_{rG} / I_{kG}} \end{aligned} \quad (88)$$

où pour les machines synchrones

- E'' est la tension interne subtransitoire (CEI 60909-0, 1.3.16);
- E_r est la tension interne permanente au fonctionnement assigné à U_{rG} , I_{rG} et $\cos \varphi_{rG}$;
- $u_{f\max} = U_{f\max} / U_{fr}$, la tension d'excitation maximale possible;
- U_{fr} est la tension d'excitation au fonctionnement assigné;
- X_d'' est la réactance subtransitoire (CEI 60909-0, 1.3.21);
- X_{dsat} est la valeur à la saturation de la réactance synchrone (CEI 60909-0, 4.6.1.1);
- I_{kG}'' / I_{rG} est le rapport du courant de court-circuit symétrique initial au courant assigné;
- x_{dsat} , x_d'' sont rapportées par unités (voir les équations (89) et (90)).

La tension subtransitoire interne est calculée avec une bonne approximation à l'aide de l'équation suivante:

$$E'' = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} + I_{rG} X_d'' \sin \varphi_{rG} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} (1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}) \quad (89)$$

La tension interne assignée est obtenue comme suit:

$$E_r = \sqrt{\left(\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} \right)^2 + (I_{rG} X_{dsat})^2 + 2 \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} I_{rG} X_{dsat} \sin \varphi_{rG}} \quad (90)$$

$E_0(I_f)$ is dependent on the synchronous reactance X_d only in the case of $\lambda_{\max}$ for the calculation of $I_{k\max}$ (IEC 60909-0, figures 18 and 19).

2.6.2.2 Simplified method for the calculation of λ

In view of the large number of assumptions required for the characteristic curve method in 2.6.2.1 and the limitation of the calculation to the steady-state short-circuit currents which are fed by one generator only, it is useful to simplify the method of calculation. The following method was used to find the λ -curves (IEC 60909-0, figures 18 and 19).

On the basis of figure 31 both the source voltage E_0 for a given field current I_f and the Potier reactance X_p are reduced as a result of saturation. Both influences partially compensate for each other as shown in figure 32. It would thus appear possible to develop an equation without these effects [8]. As a result of this assumption equation (85) is replaced by the following equation:

$$I_k = \frac{u_{f\max} E_r}{X_{dsat} + X_N} \quad (87)$$

and instead of equation (86) the following relationship is found:

$$\begin{aligned} \lambda = \lambda_{\max} &= \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{u_{f\max} E_r}{(X_{dsat} - X_d'') I_{rG} + E'' I_{rG} / I_{kG}} \\ &= \frac{u_{f\max} \sqrt{1 + 2 x_{dsat} \sin \varphi_{rG} + x_{dsat}^2}}{x_{dsat} - x_d'' + (1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}) I_{rG} / I_{kG}} \end{aligned} \quad (88)$$

where for the synchronous machine

- E'' is the subtransient internal voltage (IEC 60909-0, 1.3.16);
- E_r is the steady-state internal voltage at rated operation U_{rG} , I_{rG} and $\cos \varphi_{rG}$;
- $u_{f\max} = U_{f\max}/U_{fr}$, the referred highest possible excitation voltage;
- U_{fr} is the excitation voltage at rated operation;
- X_d'' is the subtransient reactance (IEC 60909-0, 1.3.21);
- X_{dsat} is the saturated synchronous reactance (IEC 60909-0, 4.6.1.1);
- I_{kG}'' / I_{rG} is the initial symmetrical short-circuit current referred to the rated current;
- x_{dsat} , x_d'' are per unit quantities (see equations (89) and (90)).

The internal subtransient voltage is obtained to a good approximation:

$$E'' = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} + I_{rG} X_d'' \sin \varphi_{rG} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} (1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}) \quad (89)$$

The internal voltage for rated condition is found to be:

$$E_r = \sqrt{\left(\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}}\right)^2 + (I_{rG} X_{dsat})^2 + 2 \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} I_{rG} X_{dsat} \sin \varphi_{rG}} \quad (90)$$

$$\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} \sqrt{1 + x_{dsat}^2 + 2x_{dsat} \sin \varphi_{rG}}$$

où

$$x_d'' = X_d'' / Z_{rG}, \quad x_{dsat} = X_{dsat} / Z_{rG} \text{ avec } Z_{rG} = U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$$

Etant donné que dans le cas de l'alternateur particulier considéré un court-circuit proche de l'alternateur n'est possible que si $I_{kG} / I_{rG} > 2$ (CEI 60909-0, 1.3.18). Les courbes caractéristiques des figures 18 et 19 de la CEI 60909-0 et l'équation précédente (88) s'appliquent dans cette zone.

Les valeurs du facteur λ calculées conformément à la méthode de la courbe caractéristique (voir 2.6.2.1) et selon la méthode simplifiée [8] concordent si on prend les valeurs suivantes: $X_d'' = 0,2 Z_{rG}$ et $\cos \varphi_{rG} = 0,85$. On prend, pour le calcul des courbes de λ_{max} , les valeurs habituelles suivantes $u_{fmax} = U_{fmax} / U_{fr}$ (CEI 60909-0, figures 18 et 19):

Séries	1	2
Turbo-alternateurs	$u_{fmax} = 1,3$	$u_{fmax} = 1,6$
Machines à pôles saillants	$u_{fmax} = 1,6$	$u_{fmax} = 2,0$

Les valeurs du facteur λ_{max} étant clairement définies par les équations (88) à (90) comme se situant dans la plage $I_{kG} / I_{rG} > 2$, il n'est pas nécessaire de faire une approximation si on utilise des expressions numériques simplifiées, comme ceci était le cas pour les facteurs μ (CEI 60909-0, équation (70)) et q (CEI 60909-0, équation (73)).

2.7 Facteur q utilisé pour le calcul du courant de court-circuit coupé des moteurs asynchrones

2.7.1 Généralités

On utilise le facteur q conjointement avec le facteur μ (voir 2.5) pour calculer le courant de court-circuit symétrique coupé des moteurs asynchrones ou des groupes de moteurs asynchrones dans les réseaux moyenne et basse tension (CEI 60909-0, 4.5.2 et 4.7).

Dans le cas d'un court-circuit triphasé aux bornes, le courant de court-circuit symétrique des moteurs asynchrones décroît beaucoup plus rapidement que le courant de court-circuit des alternateurs synchrones. La constante de temps réelle T_{AC} augmente avec la racine carrée de la puissance active par paire de pôles (voir figure 35).

Le facteur q est donné par la figure 17 ou l'équation (73) de la CEI 60909-0, en fonction de P_{rM}/p et t_{min} . La valeur du facteur μ dans le produit μq (CEI 60909-0, équations (75) et (96)) tient compte de la distance entre le point de court-circuit et les bornes du moteur. Ce facteur μ est donné par la figure 16 ou l'équation (70) de la CEI 60909-0.

Lorsqu'on connaît la valeur du courant de court-circuit symétrique coupé I_b des moteurs asynchrones grâce à des mesures du court-circuit, il est possible de calculer la valeur du facteur q d'après l'équation (91).

On calcule le courant de court-circuit symétrique initial des moteurs asynchrones en utilisant la source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$ (CEI 60909-0, tableau 2) même si la tension interne des moteurs avant le court-circuit est inférieure à la tension aux bornes. Les raisons de ceci sont les suivantes:

- uniformité de la procédure de calcul dans tous les cas (CEI 60909-0, 2.3);
- la tension aux bornes du moteur asynchrone avant le court-circuit peut être supérieure à la tension assignée U_{rM} du moteur;.

$$\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} \sqrt{1 + x_{dsat}^2 + 2x_{dsat} \sin \varphi_{rG}}$$

where

$$x_d'' = X_d'' / Z_{rG}, \quad x_{dsat} = X_{dsat} / Z_{rG} \text{ with } Z_{rG} = U_{rG} / (\sqrt{3} I_{rG})$$

Since for the individual generator under consideration a near-to-generator short circuit is applicable for $I_{kG}'' / I_{rG} > 2$ only (IEC 60909-0, 1.3.18), the characteristic curves in IEC 60909-0, figures 18 and 19 and the above equation (88), apply to this region.

The factors λ calculated in accordance with the characteristic curve method (see 2.6.2.1) and in accordance with the simplified method [8] are in good agreement taking the values $X_d'' = 0,2 Z_{rG}$ and $\cos \varphi_{rG} = 0,85$. The following usual values for $u_{fmax} = U_{fmax} / U_{fr}$ are assumed for the calculation of the λ_{max} -curves (IEC 60909-0, figures 18 and 19):

Series	1	2
Cylindrical rotor generators	$u_{fmax} = 1,3$	$u_{fmax} = 1,6$
Salient-pole machines	$u_{fmax} = 1,6$	$u_{fmax} = 2,0$

Since the factor λ_{max} is clearly defined by equation (88) through (90) in the range $I_{kG}'' / I_{rG} > 2$, it need not be approximated by simplified numerical expressions as in the case of the factors μ (IEC 60909-0, equation (70)) and q (IEC 60909-0, equation (73)).

2.7 Factor q for the calculation of the short-circuit breaking current of asynchronous motors

2.7.1 General

The factor q is used together with the factor μ (see 2.5) to determine the symmetrical short-circuit breaking current of asynchronous motors or groups of asynchronous motors in medium- and low-voltage networks (IEC 60909-0, 4.5.2 and 4.7).

The symmetrical short-circuit current of asynchronous motors in the case of a three-phase short circuit at the terminals decays considerably faster than the short-circuit current of synchronous generators. The effective time constant T_{AC} increases with the square root of the active power per pair of poles (see figure 35).

The factor q is given in IEC 60909-0, figure 17 or equation (73), depending on P_{rM}/p and t_{min} . The factor μ of the product μq (IEC 60909-0, equations (75) and (96)) takes into consideration the distance between the short-circuit location and the motor terminals. The factor μ is taken from IEC 60909-0, figure 16 or equation (70).

If the symmetrical short-circuit breaking current I_b of asynchronous motors is known from short-circuit measurements, it is possible to determine the factor q from equation (91).

The initial symmetrical short-circuit current of asynchronous motors is to be calculated with the equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$ (IEC 60909-0, table 2) although the internal voltage of the motor before the short circuit is smaller than the terminal voltage. The reasons for this are:

- unification of the calculation procedure in all cases (IEC 60909-0, 2.3);
- the voltage at the terminals of the asynchronous motor before the short circuit may be higher than the rated voltage U_{rM} of the motor;

- il est admis que le rapport I_{LR}/I_{rM} soit supérieur de 20 % à la valeur assignée indiquée par le fabricant. (Le rapport tient compte de la saturation des réactances des moteurs asynchrones. Il convient de tenir compte de cet effet, en particulier si les résultats des calculs transitoires sont comparés aux résultats trouvés avec la CEI 60909-0).

On doit utiliser, pour calculer le courant coupé dans les réseaux maillés dans le cas de moteurs asynchrones, les indications données par l'équation (75) de la CEI 60909-0, y compris dans le cas d'un court-circuit éloigné d'un alternateur avec $\mu_j = 0$. Si le court-circuit est un court-circuit loin du moteur avec $\mu_j = 1$, alors indépendante de la valeur q_j , prendre $1 - \mu_j q_j = 0$.

2.7.2 Calcul du facteur q

Pour calculer la valeur du facteur q (CEI 60909-0, figure 17 ou équation (73)), on procède à plusieurs mesures de court-circuit [5] et calculs transitoires [14] des courants de court-circuit coupés I_{bM} en prenant différentes valeurs de t_{min} (CEI 60909-0, 1.3.22):

$$q = \frac{I_{bM}}{\mu I_{kM}} \quad (91)$$

A la figure 33, le facteur q calculé à partir de l'équation (91) correspond à 8 moteurs basse tension avec $P_{rM} = (0,011...0,16)$ MW et à 20 moteurs moyenne tension avec $P_{rM} = (0,16...10,0)$ MW pour un retard minimal $t_{min} = 0,02$ s, 0,05 s, 0,10 s et $\geq 0,25$ s. Les principales caractéristiques de ces moteurs asynchrones sont données dans le tableau 4.

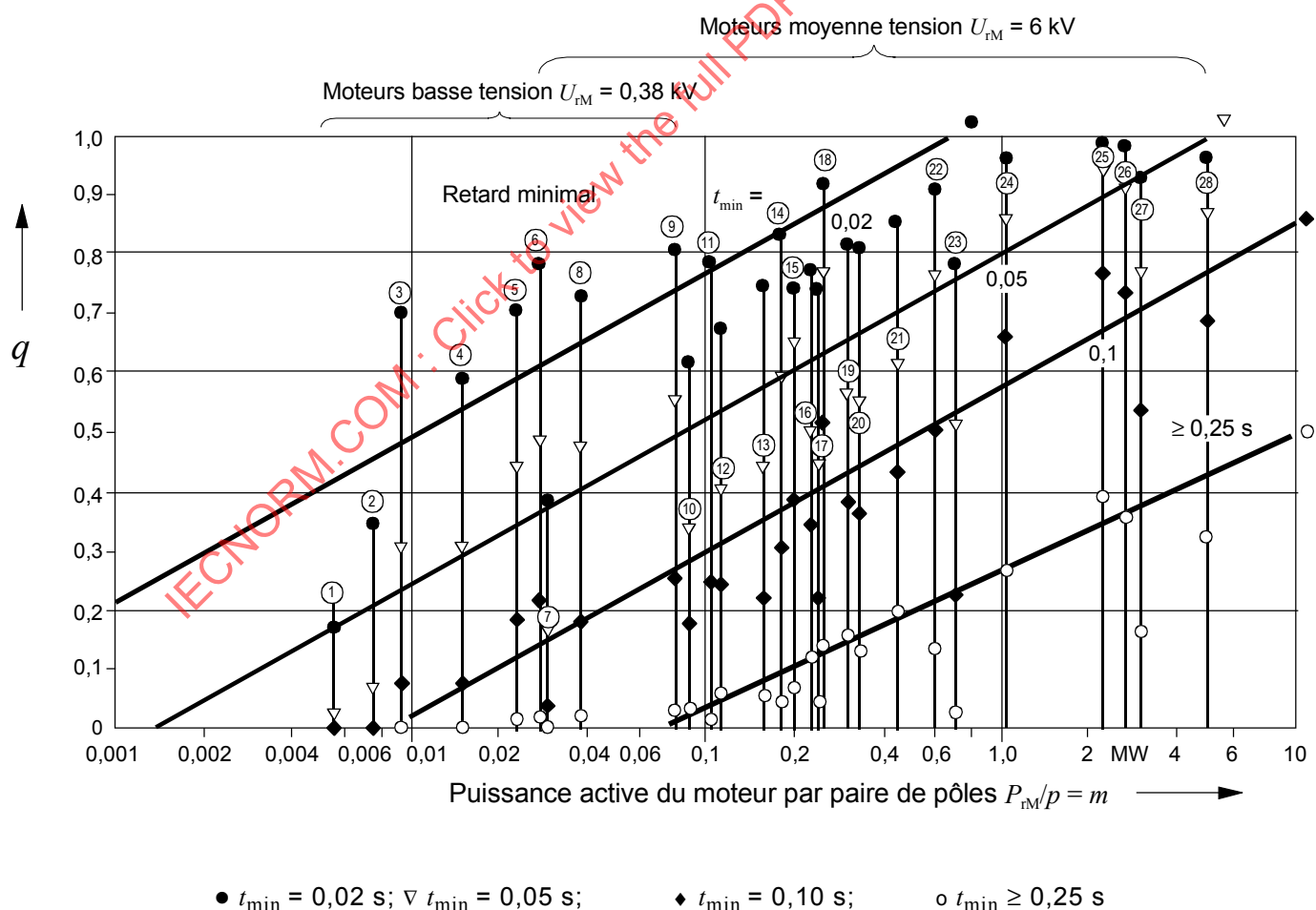


Figure 33 – Valeurs du facteur q obtenues à partir des valeurs mesurées et calculées de $I_{bM} = \mu q I_{kM}$, équation (91), pour différents valeurs de t_{min} comparées à $q = q_{IEC}$ (CEI 60909-0, figure 17)

- the ratio I_{LR}/I_{rM} is normally allowed to be 20 % higher than the rated value given by the manufacturer. (The ratio I_{LR}/I_{rM} takes care of the saturation of the reactances of asynchronous motors. This effect should be considered, especially if the results of transient calculations are compared the results found with IEC 60909-0).

When calculating the breaking current in meshed networks with asynchronous motors, IEC 60909-0, equation (75) shall be used, even in the case of a far-from-generator short circuit with $\mu_j = 0$. If the short circuit is a far-from-motor short circuit with $\mu_j = 1$, then, independent of the value q_j , take $1 - \mu_j q_j = 0$.

2.7.2 Derivation of factor q

To find the factor q (IEC 60909-0, figure 17 or equation (73)) several short-circuit measurements [5] and transient calculations [14] for short-circuit breaking currents I_{bM} at different times t_{min} (IEC 60909-0, 1.3.22) are used:

$$q = \frac{I_{bM}}{\mu I_{kM}''} \quad (91)$$

In figure 33 the factor q from equation (91) is given for 8 low-voltage motors with $P_{rM} = (0,011 \dots 0,16)$ MW and 20 medium-voltage motors with $P_{rM} = (0,16 \dots 10,0)$ MW at the minimum time delay $t_{min} = 0,02$ s, $0,05$ s, $0,10$ s and $\geq 0,25$ s. The main data of these asynchronous motors are given in table 4.

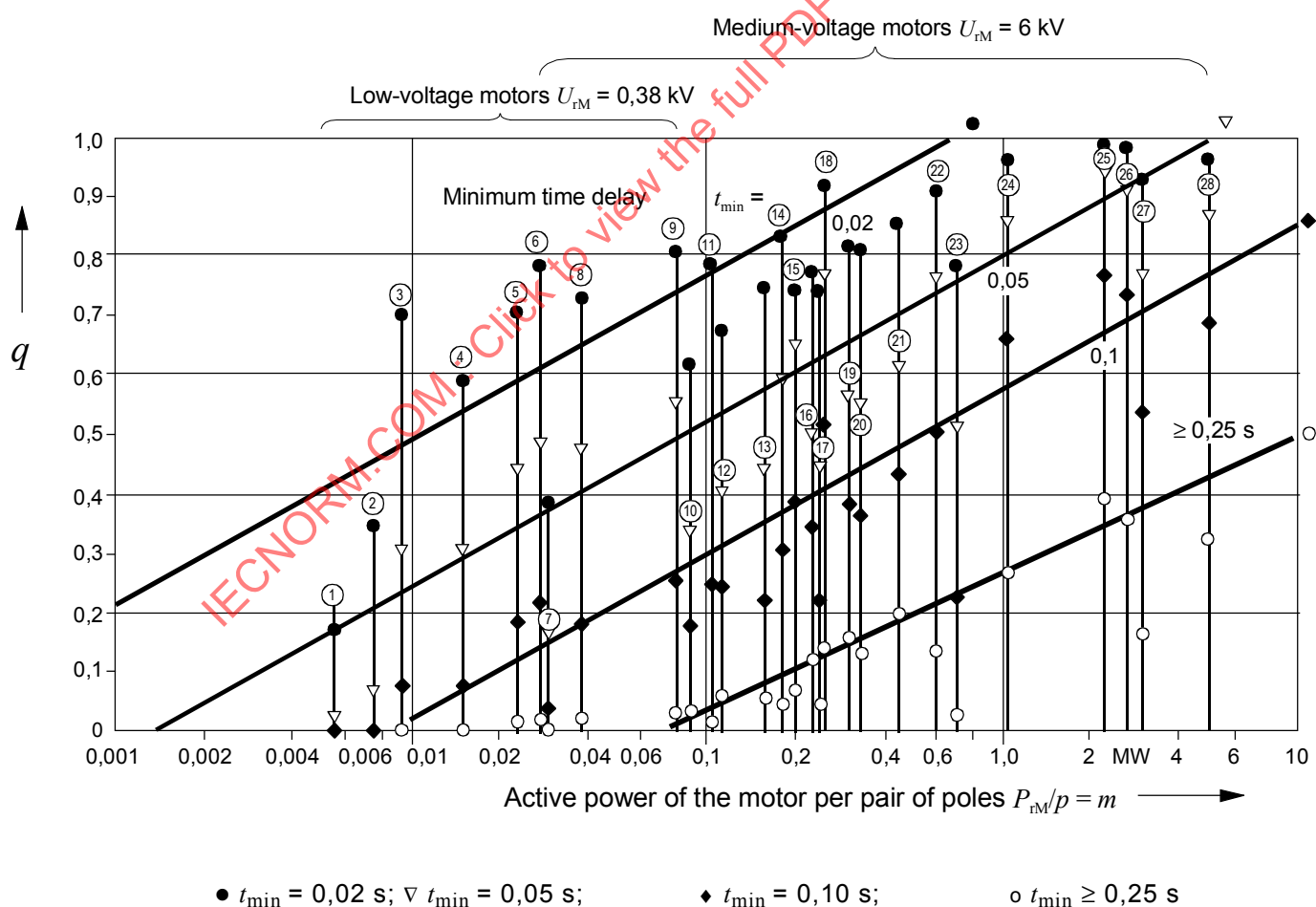


Figure 33 – Factor q from measured and calculated values of $I_{bM} = \mu q I_{kM}''$, equation (91), at different values t_{min} in comparison to $q = q_{IEC}$ (IEC 60909-0, figure 17)