

RAPPORT TECHNIQUE TECHNICAL REPORT

**CEI
IEC
909-1**

Première édition
First edition
1991-10

Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif

Partie 1:

Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit
dans les réseaux alternatifs triphasés
conformément à la CEI 909

Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems

Part 1:

Factors for the calculation of short-circuit currents
in three-phase a.c. systems according to IEC 909



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 909-1: 1991

AVA Documents
Document Sharing Hub

Validité de la présente publication

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 la date de reconfirmation de la publication sont disponibles auprès du Bureau Central de la CEI.

Les renseignements relatifs à ces révisions, à l'établissement des éditions révisées et aux amendements peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et dans les documents ci-dessous:

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 50: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI), qui se présente sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande. Voir également le dictionnaire multilingue de la CEI.

Les termes et définitions figurant dans la présente publication ont été soit tirés du VEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Symboles graphiques et littéraux

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera:

- la CEI 27: *Symboles littéraux à utiliser en électro-technique;*
- la CEI 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles;*
- la CEI 617: *Symboles graphiques pour schémas;*

et pour les appareils électromédicaux,

- la CEI 878: *Symboles graphiques pour équipements électriques en pratique médicale.*

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit tirés de la CEI 27, de la CEI 417, de la CEI 617 et/ou de la CEI 878, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Publications de la CEI établies par le même comité d'études

L'attention du lecteur est attirée sur les listes figurant à la fin de cette publication, qui énumèrent les publications de la CEI préparées par le comité d'études qui a établi la présente publication.

Validity of this publication

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 the date of the reconfirmation of the publication is available from the IEC Central Office.

Information on the revision work, the issue of revised editions and amendments may be obtained from IEC National Committees and from the following IEC sources:

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
Published yearly
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC 50: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field. Full details of the IEV will be supplied on request. See also the IEC Multilingual Dictionary.

The terms and definitions contained in the present publication have either been taken from the IEV or have been specifically approved for the purpose of this publication.

Graphical and letter symbols

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications:

- IEC 27: *Letter symbols to be used in electrical technology;*
- IEC 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets;*
- IEC 617: *Graphical symbols for diagrams;*

and for medical electrical equipment,

- IEC 878: *Graphical symbols for electromedical equipment in medical practice.*

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC 27, IEC 417, IEC 617 and/or IEC 878, or have been specifically approved for the purpose of this publication.

IEC publications prepared by the same technical committee

The attention of readers is drawn to the end pages of this publication which list the IEC publications issued by the technical committee which has prepared the present publication.

RAPPORT TECHNIQUE TECHNICAL REPORT

**CEI
IEC
909-1**

Première édition
First edition
1991-10

Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif

Partie 1:

Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit
dans les réseaux alternatifs triphasés
conformément à la CEI 909

Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems

Part 1:

Factors for the calculation of short-circuit currents
in three-phase a.c. systems according to IEC 909

© CEI 1991 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 pro-
cédé, 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.

Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembe Genève, Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE XB

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



Documents

Document Sharing Hub

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	4
Articles	
Section 1: Généralités	
1.1 Domaine d'application et objet	6
1.2 Références normatives	6
1.3 Application des facteurs	6
1.4 Symboles et indices	8
Section 2: Facteurs utilisés dans la CEI 909	
2.1 Facteur de tension c relatif à la source de tension équivalente au point de court-circuit	12
2.2 Facteurs de correction d'impédance K (K_G , K_{PST}) utilisés pour le calcul des impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production	26
2.3 Facteur κ utilisé pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit	60
2.4 Facteur μ utilisé pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé	84
2.5 Facteur λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) utilisé pour le calcul du courant de court-circuit permanent	96
2.6 Facteur q utilisé pour le calcul du courant de court-circuit coupé des moteurs asynchrones	108
2.7 Evaluation de la contribution des moteurs asynchrones ou des groupes des moteurs asynchrones (moteurs équivalents) au courant de court-circuit symétrique initial	120
Annexe A - Bibliographie	142

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
Clause	
Section 1: General	
1.1 Scope and object	7
1.2 Normative references	7
1.3 Application of the factors	7
1.4 Symbols, subscripts and superscripts	9
Section 2: Factors used in IEC 909	
2.1 Factor c for the equivalent source at the short-circuit location	13
2.2 Impedance correction factors K (K_G , K_{PSU}) when calculating the short-circuit impedances of generators and power-station units	27
2.3 Factor κ for the calculation of the peak short-circuit current	61
2.4 Factor μ for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current	85
2.5 Factor λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) for the calculation of the steady-state short-circuit current	97
2.6 Factor q for the calculation of the short-circuit breaking current of asynchronous motors	109
2.7 Statement of the contribution of asynchronous motors or groups of asynchronous motors (equivalent motors) to the initial symmetrical short-circuit current	121
Annex A - Bibliography	143

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alternatifs triphasés conformément à la CEI 909

AVANT-PROPOS

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

La présente partie de la CEI 909, qui a le statut de Rapport technique, a été établie par le Comité d'Etudes n° 73 de la CEI: Courants de court-circuit.

Le texte de cette partie est issu des documents suivants:

Règle des Six Mois	Rapport de vote
73(BC)13	73(BC)14

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

Le présent rapport est un Rapport technique de type 2. Il ne doit pas être considéré comme Norme internationale. Il sera procédé à un nouvel examen de ce rapport deux ans au plus tard après sa publication avec la faculté d'en prolonger la validité pendant deux autres années, de le transformer en Norme internationale ou de l'annuler.

L'annexe A est donnée uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**SHORT-CIRCUIT CURRENT CALCULATION
IN THREE-PHASE A.C. SYSTEMS****Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents
in three-phase a.c. systems according to IEC 909**

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

This part of IEC 909, which has the status of a Technical Report, has been prepared by IEC Technical Committee No. 73: Short-circuit currents.

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

Six Months' Rule	Report on Voting
73(CO)13	73(CO)14

Full information on the voting for the approval of this part can be found in the Voting Report indicated in the above table.

This report is a Technical Report of type 2. It is not to be regarded as an International Standard. A review of this report will be carried out not later than two years after its publication, with the options of: extension for a further two years, conversion into an International Standard, or withdrawal.

Annex A is for information only.

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

Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alternatifs triphasés conformément à la CEI 909

Section 1: Généralités

1.1 Domaine d'application et objet

Le présent Rapport technique de la CEI a pour objet d'indiquer l'origine et l'application, dans les limites nécessaires, des facteurs utilisés pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité dans le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 909.

Ce rapport technique constitue donc un complément à la CEI 909. Il ne modifie pas, cependant, les bases de la procédure de calcul normalisée définie dans cette publication.

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 Références normatives

Les normes suivantes contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui en est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 909. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Toute norme est sujette à révision, et les parties prenantes des accords fondés sur la présente partie de la CEI 909 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des normes indiquées ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur à un moment donné.

CEI 38: 1983, *Tensions normales de la CEI*.

CEI 865: 1986, *Calcul des effets des courants de court-circuit*.

CEI 909: 1988, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif*.

1.3 Application des facteurs

1.3.1 Facteurs de tension 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 (article 2.1).

SHORT-CIRCUIT CURRENT CALCULATION IN THREE-PHASE A.C. SYSTEMS

Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents in three-phase a.c. systems according to IEC 909

Section 1: General

1.1 Scope and object

This IEC Technical Report aims to show 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 909.

Thus this technical report is an addition to IEC 909. It does not, however, change the basis for standardized calculation procedure given in that publication.

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

1.2 Normative references

The following standards contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 909. At the time of publication, the editions indicated were valid. All standards are subject to revision, and parties to agreement based on this part of IEC 909 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the standards indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 38: 1983, *IEC standard voltages*.

IEC 865: 1986, *Calculation of the effects of short-circuit currents*.

IEC 909: 1988, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems*.

1.3 Application of the factors

1.3.1 Factors c

The 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. (clause 2.1)

1.3.2 Facteurs K

Les facteurs de correction d'impédance K_G et K_{PSU} sont utilisés pour calculer les impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production (article 2.2).

1.3.3 Facteur κ

Ce facteur permet de calculer la valeur de crête du courant de court-circuit (article 2.3).

1.3.4 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 (articles 2.4, 2.5 et 2.6).

1.3.5 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit 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 (article 2.7).

1.4 Symboles et indices

Les symboles et indices suivants sont utilisés en plus de ceux définis dans la CEI 909.

1.4.1 Symboles

E	Tension derrière la réactance synchrone longitudinale d'une machine synchrone, voir figure 16
E	Erreur
E'	Tension derrière la réactance transitoire longitudinale d'une machine synchrone, voir figure 16
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 ($I_G = 0$) par rapport à I_f
I^b	Courant de branche (courant de charge) avant le court-circuit
I_f	Courant de champ d'une machine synchrone
I''_{kU^b}	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 réduites 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}

1.3.2 Factors K

The impedance correction factors K_G and K_{PSU} are introduced when calculating the short-circuit impedances of generators and power-station units (clause 2.2).

1.3.3 Factor κ

The peak short-circuit current is calculated by using this factor (clause 2.3).

1.3.4 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 short-circuit (clauses 2.4, 2.5 and 2.6).

1.3.5 Contribution of asynchronous motors to the initial short-circuit current

Derivation and validity of relevant equations for checking the contribution of asynchronous motors or groups of asynchronous motors to the short-circuit current (clause 2.7).

1.4 Symbols, subscripts and superscripts

The following symbols, subscripts and superscripts are used in addition to those already defined in IEC 909.

1.4.1 Symbols

E	Voltage behind synchronous direct axis reactance of a synchronous machine, see figure 16
E	Error
E'	Voltage behind transient direct axis reactance of a synchronous machine, see figure 16
E''_Q	Subtransient voltage behind impedance of a network feeder connected at Q
$E_0(I_f)$	Terminal voltage of a saturated synchronous machine at no-load ($I_G = 0$) as a function of I_f
I^b	Branch current (load current) before the short circuit
I_f	Field current of a synchronous machine
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 constant T''_{dN} and T''_{qN}

$T_{\mu q}$	Constante de temps calculée à l'aide du produit $\mu \cdot q$ (2.6.2)
t_p	Temps écoulé entre l'apparition d'un court-circuit et la crête i_p 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

1.4.2 Indices inférieurs

0	A vide (T''_{d0})
A.C.	Courant alternatif
ad	Admissible
D.C.	Courant continu
d	Longitudinal (voir q)
IEC	Conformément à la CEI 909, par exemple $K_{PSU(IEC)}$
i	Interne
L	Charge
N	Réseau
q	Transversal (voir d)
S	Méthode de superposition (S)
t_r	Rapport de transformation constant ($t = t_r = \text{const}$; par exemple $K_{PSU(tr)}$)
t	Rapport de transformation ($t \neq t_r$).

1.4.3 Indices supérieurs

b	Avant
'	Transitoire

$T_{\mu q}$	Time constant calculated with the product $\mu \cdot q$ (2.6.2)
t_p	Time from the beginning of a short circuit until the peak short-circuit current i_p
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 Subscripts

0	No load (T''_{d0})
A.C.	Alternating current
ad	Admissible
D.C.	Direct current
d	Direct axis (see q)
IEC	According to IEC 909, for example $K_{PSU(IEC)}$
i	Internal
L	Load
N	Network
q	Quadrature axis (see d)
S	Superposition method (S)
t_r	Constant transformation ratio ($t = t_r = \text{const}$; e.g. $K_{PSU(tr)}$)
t	Transformation ratio ($t \neq t_r$).

1.4.3 Superscripts

b	Before
'	Transient

Section 2: Facteurs utilisés dans la CEI 909

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 909 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 à l'article 6 de la CEI 909, 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 sont donnés dans le tableau I de la CEI 909. Il est nécessaire d'introduire le facteur de tension c pour diverses raisons (CEI 909, 3.16):

- variations de la tension dans l'espace et dans le temps;
- changements de prises des transformateurs;
- non-prise en compte des charges et des capacités dans les calculs selon l'article 6 de la CEI 909, voir 2.1.3;
- comportement subtransitoire des alternateurs, des groupes de production (article 2.2) 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 2.2.6 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 909, figures 1 et 2) qui sont:

Section 2: Factors used in IEC 909

2.1 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 currents) 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 state of the network before the short circuit occurs.

The variations during operation in a three-phase a.c. system are very large. Therefore it is difficult to find the special load flow condition that leads either to a maximum or to a minimum short-circuit current at the different locations of the system. 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 909 therefore recommends a calculation method with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location. This method, described in clause 6 of IEC 909, is an approximation method without special conditions of operation. The aim of this method 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 factor $c = c_{\max}$ or $c = c_{\min}$ for the calculation of the maximum or the minimum short-circuit currents. These factors are given in table I of IEC 909. The introduction of the factor c is necessary for various reasons (IEC 909, 3.16):

- voltage variation depending on time and place;
- changing of transformer taps;
- omitting loads and capacitances by calculations according to clause 6 of IEC 909, (2.1.3);
- the subtransient behaviour of generators, power-station units (clause 2.2) and motors.

The meaning of the factor c is illustrated for a simple model of a radial network in 2.1.4. Furthermore results of extended calculations given in 2.2.6 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 909, figures 1 and 2):

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

Si l'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.

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 en est que 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 l'on a la même tension de service au point de court-circuit.

Pour résoudre 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 [8]. Ce point est étudié plus en détail en 2.2.6.

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 à l'article 6 de la CEI 909. Cette méthode, qui repose normalement sur les données assignées du matériel électrique, est beaucoup plus simple que la méthode de superposition.

En utilisant 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 909, 11.5.3). 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 909, 8.3.2.5, 11.5.3.5 et article 13). 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 accordée. (CEI 909, 8.3.1 et 11.4). La figure 3 de la CEI 909 montre un exemple d'application de ce calcul utilisant une source de tension équivalente au point de court-circuit F.

Le facteur $c_{\max}$ ou $c_{\min}$ est utilisé comme indiqué dans le tableau I de la CEI 909. En rapport avec ces facteurs $c_{\max}$ ou $c_{\min}$, il faut également tenir compte des valeurs des courants de court-circuit maximal ou minimal $I''_{kQ\max}$ ou $I''_{kQ\min}$, pour les réseaux d'alimentation (CEI 909, article 2 et paragraphe 12.2.3.1). Il convient également de tenir compte des conditions particulières dans le calcul de $I''_{k\min}$ (CEI 909, 9.3). 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. On pourra également obtenir, grâce aux facteurs de correction d'impédance, (CEI 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 et 11.5.3.8) les valeurs réelles des courants de court-circuit partiels, même si l'on doit accepter, dans une certaine mesure, certains compromis, voir 2.2.6.

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

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.

The superposition method gives the short-circuit current only related to the one load flow presupposed. Therefore this method 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 [8]. Further information is given in 2.2.6.

2.1.3 Equivalent voltage source at the short-circuit location and 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 clause 6 of IEC 909. This method, which is normally based only on the rated data of the electrical equipment, is an essential simplification compared to the superposition method.

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 909, 11.5.3). All the shunt capacitances and the shunt admittances (loads), except those of the motors, are to be omitted in the positive and negative-sequence system (IEC 909, 8.3.2.5, 11.5.3.5 and clause 13). 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 grounded networks (IEC 909, 8.3.1 and 11.4). An example for the application of the calculation using the equivalent voltage source at the short-circuit location F is given in figure 3 of IEC 909.

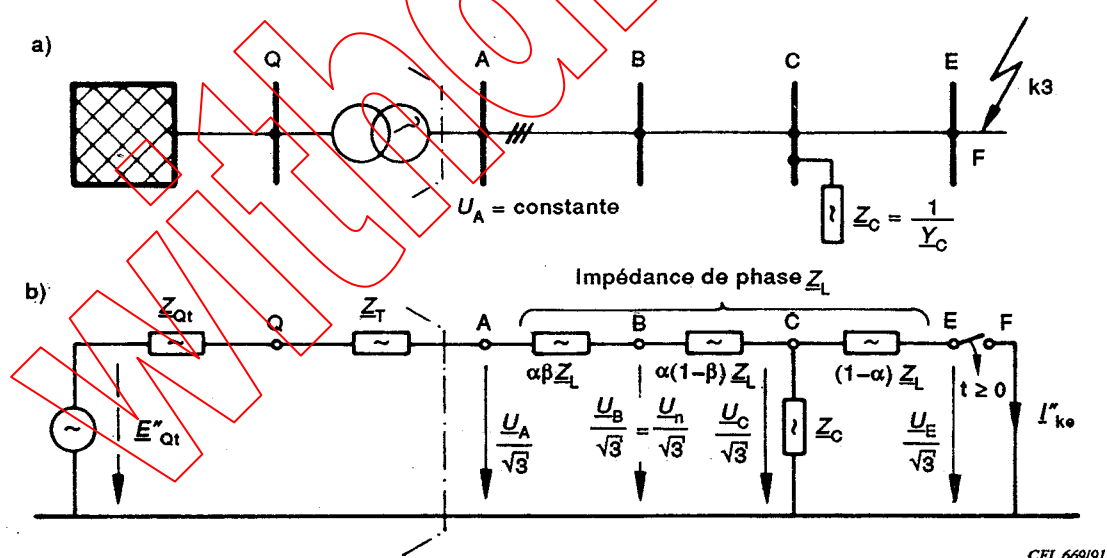
The factor $c_{\max}$ or $c_{\min}$ is introduced according to table I of IEC 909. Corresponding to $c_{\max}$ or $c_{\min}$, the maximum or the minimum short-circuit current $I''_{kQ\max}$ or $I''_{kQ\min}$, must be introduced for the network feeders (IEC 909, clause 2 and subclause 12.2.3.1). Special conditions are to be considered when calculating $I''_{k\min}$ (IEC 909, 9.3). The introduction of the factor c aims to find 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 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 and 11.5.3.8) realistic values for the partial short-circuit currents are also obtained, even though compromises are necessary to a certain extent, see 2.2.6.

Le paragraphe suivant traite de la fiabilité de la méthode utilisant une 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 $\Delta i''_k$, voir l'équation (13).

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 plus 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 [9,14]. D'autres remarques sur la relation qui existe entre les facteurs de correction d'impédance des alternateurs et des groupes de production et le facteur de tension c dans des réseaux maillés sont données en 2.2.6.

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



- a) Modèle alternatif triphasé (réseau radial non maillé)
- b) Schéma de circuit équivalent, système direct, avant et après le court-circuit au point F

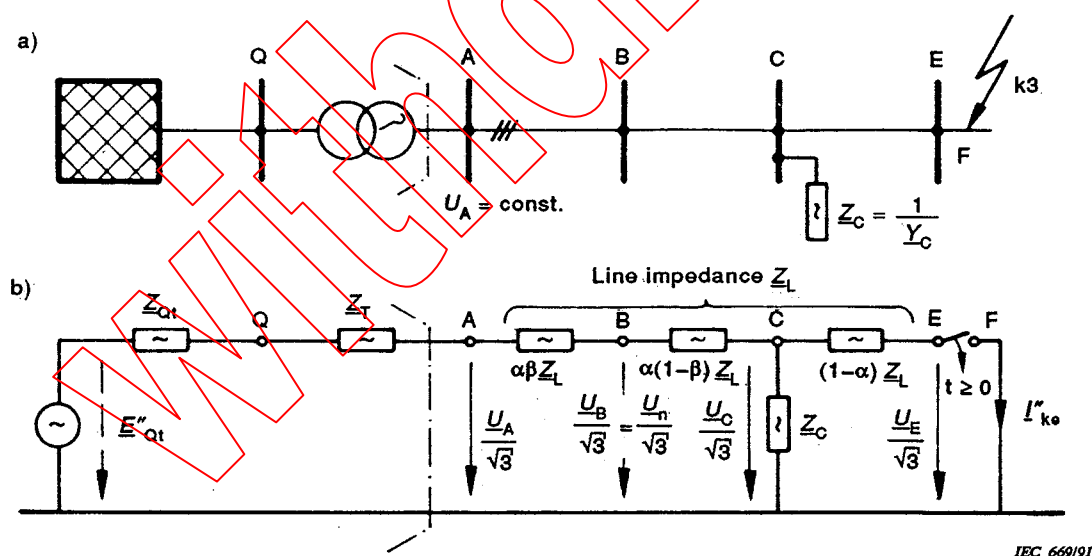
Figure 1 - Modèle pour établir la relation entre les chutes de tension Δu et l'écart du courant de court-circuit $\Delta i''_k$

The following subclause 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 voltage drops Δu and the maximum possible deviations $\Delta i_k''$, see equation (13).

2.1.4 A simple model illustrating the meaning of factor c

The following simple model in figure 1 illustrates the fundamental meaning of the 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 drops Δu and the factor c are given in [9,14]. Further comments on the relation between the impedance correction factors of generators and power-station units and the factor c in meshed networks are described in 2.2.6.

The positive-sequence system of the model network of figure 1a) is given in figure 1b). It is presumed that the voltage U_A at the beginning of the line is constant. The consumer load is concentrated and simulated through the shunt impedance Z_C at the variable location C between the line impedances αZ_L and $(1-\alpha)Z_L$ with $0 \leq \alpha \leq 1$.



- a) Three phase a.c. model (radial non-meshed network)
- b) Equivalent circuit diagram, positive sequence system, before and after the short circuit at F

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

On suppose que la tension U_B , au point variable B ($0 \leq \beta \leq 1$), est égale à la tension nominale du réseau, U_n .

Les relations suivantes doivent être utilisées:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} \right| - 1 \quad (1a)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} \right| - 1 \quad (1b)$$

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

où:

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

e est l'indice de la valeur exacte du courant de court-circuit.

On peut résoudre les équations suivantes donnant la tension avant le court-circuit en considérant $U_A/\sqrt{3}$ comme une valeur constante:

$$U_A = U_B \frac{\alpha Z_L + Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (3)$$

$$U_C = U_B \frac{Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (4)$$

Avec $U_E/\sqrt{3} = U_C/\sqrt{3}$ avant le court-circuit ($t < 0$) et $U_B/\sqrt{3} = U_n/\sqrt{3}$, les chutes de tension relatives définies par l'équation (1) peuvent être exprimées de la façon suivante:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} \right| - 1 = \left| \frac{1 + \alpha Z_L Y_C}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} \right| - 1 \quad (5)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} \right| - 1 = \left| \frac{1}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} \right| - 1 \quad (6)$$

La valeur exacte du courant de court-circuit symétrique initial se calcule de la façon suivante:

$$I_{ke}'' = I_A \frac{Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C} \quad (7)$$

$$\text{avec } I_A = \frac{U_A}{\sqrt{3}} \frac{1}{\alpha Z_L + \frac{(1 - \alpha) Z_L Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C}} \quad (8)$$

It is assumed that at the variable location B ($0 \leq \beta \leq 1$) the voltage U_B is equal to the nominal system voltage U_n .

The following relations shall be used:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} - 1 \right| \quad (1a)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} - 1 \right| \quad (1b)$$

$$\Rightarrow \Delta u = \text{Max} \{ \Delta u_A, \Delta u_E \}$$

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

where

a is the index for the approximation of the short-circuit current;

e is the index for the exact value of the short-circuit current.

The following equations can be derived giving the voltage condition before the short circuit, taking $U_A/\sqrt{3}$ as a constant value:

$$U_A = U_B \frac{\alpha Z_L + Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (3)$$

$$U_C = U_B \frac{Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (4)$$

With $U_E/\sqrt{3} = U_C/\sqrt{3}$ before the short-circuit ($t < 0$) and $U_B/\sqrt{3} = U_n/\sqrt{3}$, the relative voltage drops of equation (1) can be expressed as follows:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} - 1 \right| = \left| \frac{1 + \alpha Z_L Y_C}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} - 1 \right| \quad (5)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} - 1 \right| = \left| \frac{1}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} - 1 \right| \quad (6)$$

The exact value of the initial symmetrical short-circuit current is calculated as follows:

$$I_{ke}'' = I_A \frac{Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C} \quad (7)$$

$$\text{with } I_A = \frac{U_A}{\sqrt{3}} \frac{1}{\alpha Z_L + \frac{(1 - \alpha) Z_L Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C}} \quad (8)$$

Si l'on introduit la valeur I_A obtenue par l'équation (8) dans l'équation (7) et si l'on prend $Z_C = 1/Y_C$:

$$I''_{ke} = \frac{U_A}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha (1 - \alpha) Z_L Y_C} \quad (9)$$

On peut calculer l'approximation I''_{ka} avec $Z_C = \infty$ (ou $Y_C = 0$) et $U_n = U_B$ de la façon suivante, à partir de la figure 1b), en utilisant l'équation (3), mais sans le facteur de tension c :

$$I''_{ka} = \frac{U_B}{\sqrt{3} Z_L} = \frac{U_A}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C}{1 + \alpha Z_L Y_C} \quad (10)$$

et donc:

$$\Delta i''_k = \left| \frac{I''_{ka}}{I''_{ke}} \right| - 1 = \left| \frac{[1 + \alpha(1 - \beta) Z_L Y_C] [1 + \alpha(1 - \alpha) Z_L Y_C]}{1 + \alpha Z_L Y_C} \right| - 1 \quad (11)$$

Le produit $Z_L Y_C$ peut s'écrire:

$$Z_L Y_C = Z_L e^{j\gamma} Y_C e^{-j\varphi} = Z_L Y_C e^{j(\gamma - \varphi)} = Z_L Y_C e^{j\eta} \quad (12)$$

$$\text{avec } Z_L = R_L + jX_L = Z_L e^{j\gamma} \quad \text{et} \quad Y_C = G - jB = Y_C e^{-j\varphi}$$

Introducing $\underline{I}_A$ from equation (8) to equation (7) and using $\underline{Z}_C = 1/\underline{Y}_C$:

$$\underline{I}_{ke}'' = \frac{\underline{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha (1 - \alpha) \underline{Z}_L \underline{Y}_C} \quad (9)$$

The approximation $\underline{I}_{ka}''$ with $\underline{Z}_C = \infty$ (or $\underline{Y}_C = 0$) and $U_n = U_B$ is found as follows from figure 1b) using equation (3), but without factor c :

$$\underline{I}_{ka}'' = \frac{\underline{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_L} = \frac{\underline{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_L} \cdot \frac{1 + \alpha (1 - \beta) \underline{Z}_L \underline{Y}_C}{1 + \alpha \underline{Z}_L \underline{Y}_C} \quad (10)$$

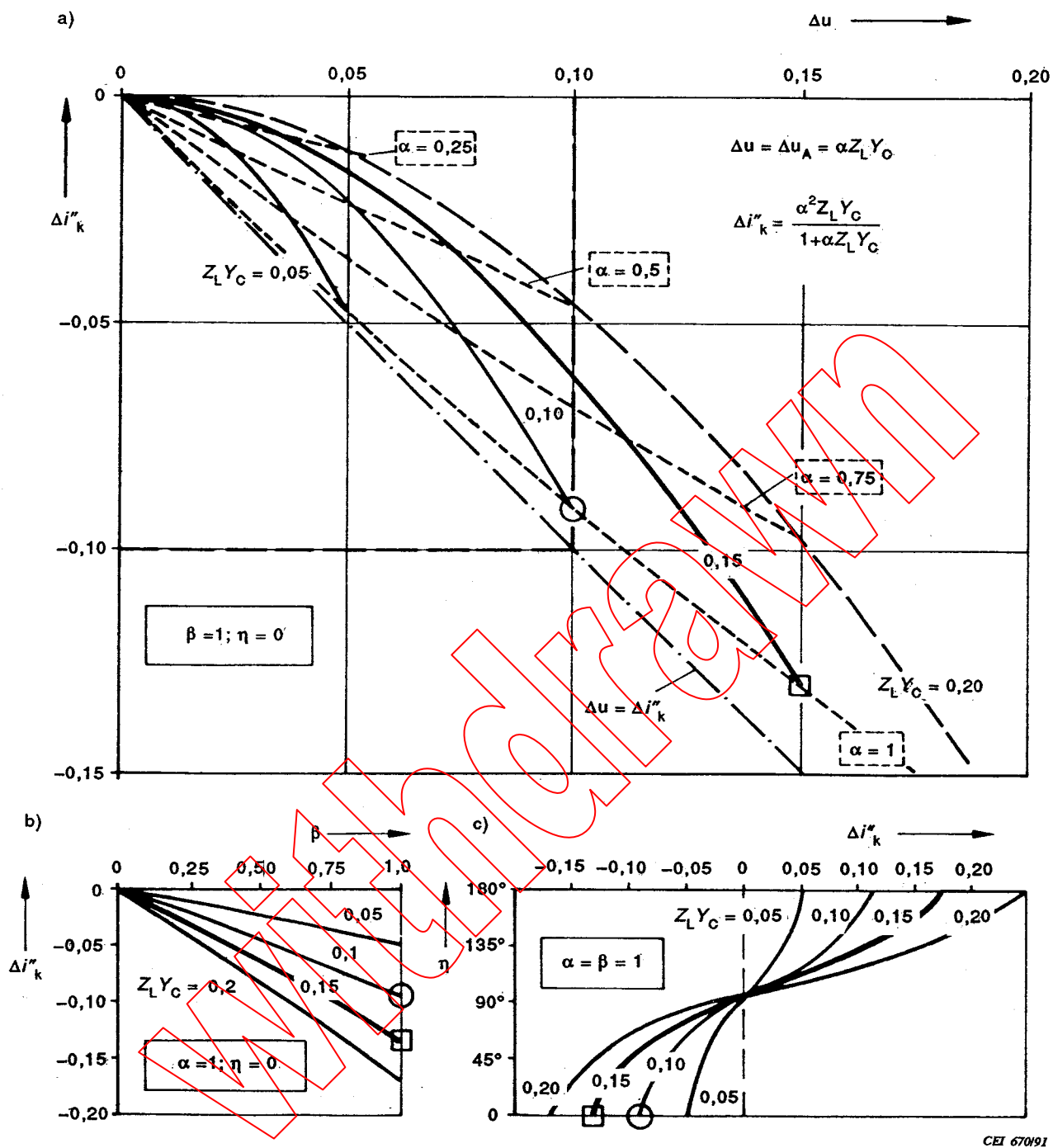
and therefore:

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{\underline{I}_{ka}''}{\underline{I}_{ke}''} \right| - 1 = \left| \frac{[1 + \alpha(1 - \beta) \underline{Z}_L \underline{Y}_C] [1 + \alpha(1 - \alpha) \underline{Z}_L \underline{Y}_C]}{1 + \alpha \underline{Z}_L \underline{Y}_C} \right| - 1 \quad (11)$$

The product $\underline{Z}_L \underline{Y}_C$ can be written as:

$$\underline{Z}_L \underline{Y}_C = \underline{Z}_L e^{j\gamma} \underline{Y}_C e^{-j\varphi} = \underline{Z}_L \underline{Y}_C e^{j(\gamma - \varphi)} = \underline{Z}_L \underline{Y}_C e^{j\eta} \quad (12)$$

$$\text{with } \underline{Z}_L = R_L + jX_L = \underline{Z}_L e^{j\gamma} \quad \text{and} \quad \underline{Y}_C = G - jB = \underline{Y}_C e^{-j\varphi}$$

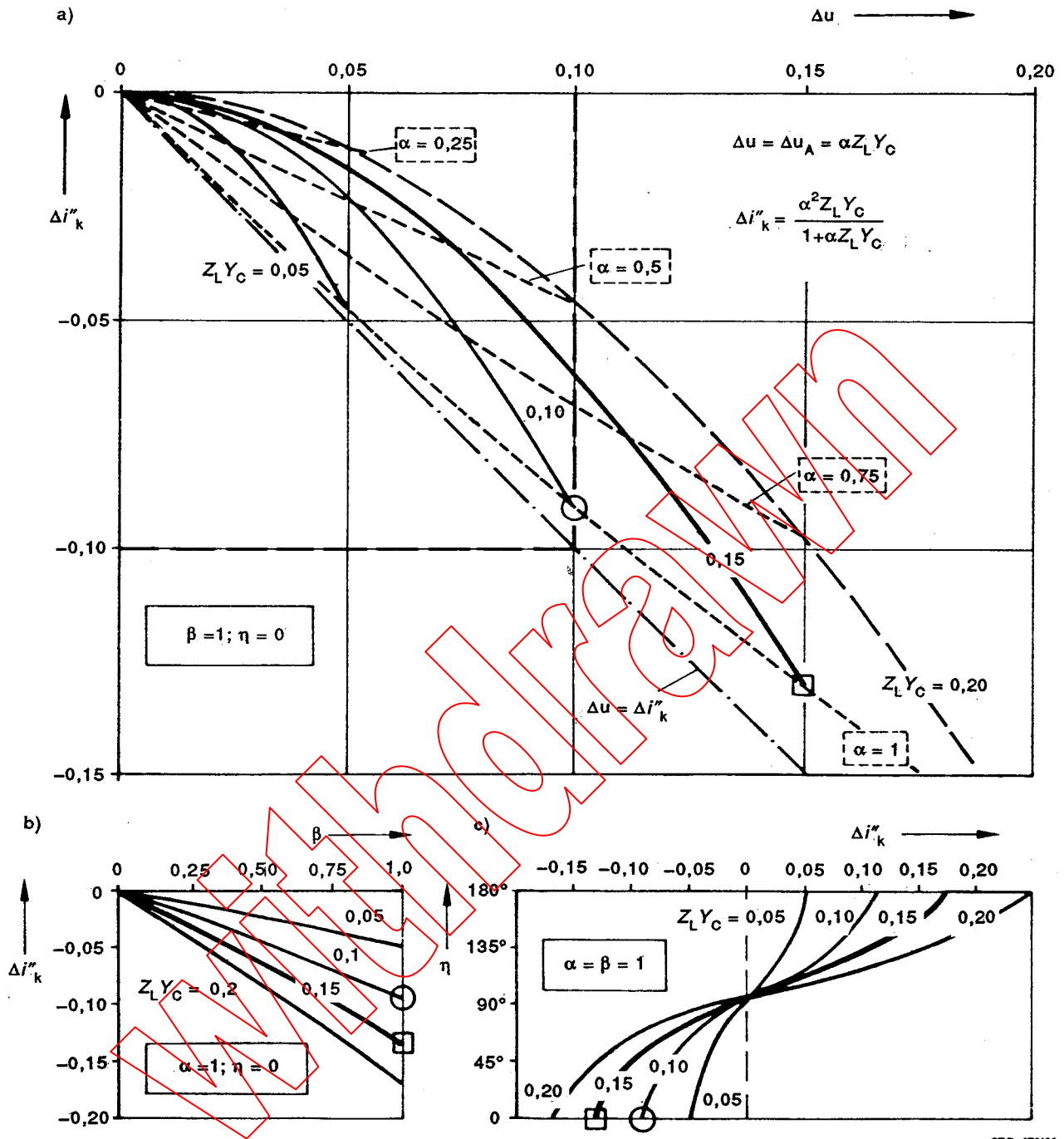


a) $\Delta i''_k = f(\Delta u, \alpha)$ avec $\Delta u = \Delta u_A$ et $\beta = 1, \eta = 0$

b) $\Delta i''_k = f(\beta, Z_L Y_C)$ avec $\alpha = 1, \eta = 0$

c) $\Delta i''_k = f(\eta, Z_L Y_C)$ avec $\alpha = \beta = 1$

Figure 2 - Calcul de $\Delta i''_k$ selon l'équation (11) pour différents paramètres



a) $\Delta i''_k = f(\Delta u, \alpha)$ with $\Delta u = \Delta u_A$ et $\beta = 1, \eta = 0$

b) $\Delta i''_k = f(\beta, Z_L Y_C)$ with $\alpha = 1, \eta = 0$

c) $\Delta i''_k = f(\eta, Z_L Y_C)$ with $\alpha = \beta = 1$

Figure 2 - Calculation of $\Delta i''_k$ according to equation (11)
for different parameters

On peut déduire de la figure 2 les résultats suivants

- Les écarts négatifs maximaux $\Delta i''_k$ sont obtenus avec l'équation (11) pour $\alpha = \beta = 1$ et $\eta = 0$. La charge de la consommation $Z_C = 1/Y_C$ est placée à l'extrémité de la ligne ($\alpha = 1$). La tension aux bornes de la charge de la consommation est égale à U_n ($\beta = 1$; $\Delta u_E = 0$). L'angle du produit complexe $Z_L Y_C$ est égal à zéro ($\eta = 0$), la consommation est donc inductive.
- Les valeurs absolues des écarts négatifs $\Delta i''_k$ sont inférieurs aux chutes de tension relatives $\Delta u = \Delta u_A$:

$$|\Delta i''_k| < \Delta u \quad (13)$$

- L'équation suivante peut être définie pour les plus grands écarts négatifs possibles $\Delta i''_{kmax}$ à $\alpha = 1$ (voir figure 2), selon la baisse de tension $\Delta u_{ad} = \Delta u_A$ admissible (voir équation (5)):

$$\Delta i''_{kmax} = \frac{1}{1 + \Delta u_{ad}} - 1 \quad (14)$$

La ligne brisée ($\alpha = 1$) sur la figure 2a) correspond à cette équation.

De plus, on peut obtenir, à partir de la figure 2a), la relation suivante entre Δu_{ad} et le produit $Z_L Y_C$ ($\eta = 0$):

$$Z_L Y_C \leq \Delta u_{ad} \quad (15)$$

L'équation (14) s'applique aussi bien pour les valeurs positives Δu que pour les valeurs négatives, et l'on obtient par conséquent les conditions suivantes:

$\Delta u_{ad} = \pm 5 \%$	$-0,048 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,053$
$\Delta u_{ad} = \pm 10 \%$	$-0,091 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,111$
$\Delta u_{ad} = \pm 15 \%$	$-0,130 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,176$

Comme on peut le voir en [9], il s'agit là du cas le plus défavorable, y compris par rapport aux résultats obtenus pour des réseaux maillés et des transports à longue distance jusqu'à environ 400 km.

Le facteur $c = c_{max}$ (CEI 909, article 6 et tableau I) tient compte de ces résultats ($c_{max} = 1,1$ pour les réseaux moyenne et haute tensions et $c_{max} = 1,05$ pour les réseaux basse tension), si l'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 38, 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).

The following results can be derived from figure 2:

- The largest negative deviations $\Delta i_k''$ from equation (11) occur in the case $\alpha = \beta = 1$ and $\eta = 0$. The consumer load $Z_C = 1/Y_C$ is at the end of the line ($\alpha = 1$). The voltage at the consumer load is equal to U_n ($\beta = 1$; $\Delta u_E = 0$). The angle of the complex product $Z_L Y_C$ is equal to zero ($\eta = 0$), i.e. the consumer is inductive.
- The absolute values of the negative deviations $\Delta i_k''$ are smaller than the relative voltage drops $\Delta u = \Delta u_A$:

$$|\Delta i_k''| < \Delta u \quad (13)$$

- The following equation can be established for the largest possible negative deviations $\Delta i_{kmax}''$ at $\alpha = 1$ (see figure 2), depending on the admissible voltage drop $\Delta u_{ad} = \Delta u_A$ (see equation (5)):

$$\Delta i_{kmax}'' = \frac{1}{1 + \Delta u_{ad}} - 1 \quad (14)$$

The broken line ($\alpha = 1$) in figure 2a) corresponds to this equation.

Furthermore, the following relation between Δu_{ad} and the product $Z_L Y_C$ ($\eta = 0$) can be derived from figure 2a):

$$Z_L Y_C \leq \Delta u_{ad} \quad (15)$$

Equation (14) is valid for positive values Δu as well as for negative values, consequently the following conditions are found:

$$\Delta u_{ad} = \pm 5 \% : -0,048 \leq \Delta i_{kmax}'' \leq 0,053$$

$$\Delta u_{ad} = \pm 10 \% : -0,091 \leq \Delta i_{kmax}'' \leq 0,111$$

$$\Delta u_{ad} = \pm 15 \% : -0,130 \leq \Delta i_{kmax}'' \leq 0,176$$

It can be shown [9] 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 909, clause 6 and table I) takes into account these results ($c_{max} = 1,1$ for medium and high-voltage networks and $c_{max} = 1,05$ for low-voltage networks), considering that the highest voltage in a normal system does not differ, on average, by more than +5 % (LV) or +10 % (HV) approximately from the nominal voltage U_n (IEC 38, table III note 2). In a normal system of Series I (50 Hz or 60 Hz systems), the highest voltage 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.)

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 baisses de tension supérieures à 10 %. C'est pourquoi, on utilise des facteurs de correction d'impédance (voir article 2.2) dans le calcul des impédances de court-circuit de ce matériel électrique (CEI 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 et 11.5.3.8).

La baisse de tension relative des transformateurs de réseau est normalement inférieure à 10 %, même si la tension de court-circuit u_{kr} atteint des valeurs allant jusqu'à 20 %. Pour les transformateurs équipés d'un changeur de prises, il suffit donc, en général, de déterminer l'impédance de court-circuit Z_T pour la position principale (CEI 909, 8.3.2.2, note).

2.2 Facteurs de correction d'impédance K (K_G , K_{PSU}) utilisés 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 convient d'introduire les facteurs de correction d'impédance K_G (2.2.2) pour les alternateurs et K_{PSU} (2.2.3) pour les groupes de production 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) est différent du rapport des tensions en service des réseaux de part et d'autre du transformateur. Les facteurs de correction K_G et K_{PSU} sont donnés dans la CEI 909, 11.5.3.6 et 11.5.3.8. En ce qui concerne le facteur K_{PSU} une note supplémentaire attire l'attention de l'utilisateur sur les conditions préalables nécessaires (2.2.3).

Il y a lieu de tenir compte de certaines précautions particulières et d'utiliser des facteurs de correction d'impédance dans le calcul du courant de court-circuit et du courant de court-circuit partiel dus à un court-circuit entre l'alternateur et le transformateur du groupe. 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 11.5.3.6 et 11.5.3.8 de la CEI 909 correspondent aux courants de court-circuit partiels maximaux ($c = c_{max}$). Le facteur c_{max} doit être pris dans le tableau I de la CEI 909, en fonction des tensions U_{rG} lorsqu'on utilise l'équation (22) et de la tension U_{nQ} coté haute tension du transformateur du groupe lorsqu'on utilise les équations (32) et (36). 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 (2.2.6).

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-excité) 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

Special conditions may occur in the case of generators and power-station units with high values of x'_d and u_k which lead to voltage drops greater than 10 %. Therefore impedance correction factors (see clause 2.2) are given for the calculation of the short-circuit impedances of this electrical equipment (IEC 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 and 11.5.3.8).

The relative voltage drop of network transformers is normally smaller than 10 %, even if the short-circuit voltage u_{kr} reaches values up to 20 %. Therefore it is in general sufficient also for transformers with tap-changer to determine the short-circuit impedance Z_T for the main position (IEC 909, 8.3.2.2, note).

2.2 Impedance correction factors K (K_G , K_{PSU}) when calculating the short-circuit impedances of generators 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 the maximum partial short-circuit current, too. It is necessary to introduce impedance-correction factors K_G (2.2.2) for generators and K_{PSU} (2.2.3) for power-station units in addition to the factor c_{max} especially if the subtransient reactances x'_d of generators are high and the transformation ratio of the unit transformers (with or without a tap changer) is different from the ratio of the system voltages during operation on both sides of the transformer. The correction factors K_G and K_{PSU} are given in IEC 909, 11.5.3.6 and 11.5.3.8. In the case of K_{PSU} an additional note is given which draws attention to the special conditions applying (2.2.3).

Special considerations and impedance-correction factors are necessary for the calculation of the short-circuit current and the partial short-circuit current in the case of a short circuit between generator and transformer of a power station unit. Normally these calculations are made only once during the construction of the power station.

The impedance correction factors given in 11.5.3.6 and 11.5.3.8 of IEC 909 are derived for the maximum partial short-circuit currents ($c = c_{max}$). The factors c_{max} should be taken from table I of IEC 909 in accordance with the voltages U_{rG} when using equation (22), in accordance with the voltage U_{nQ} at the high-voltage side of the unit transformer when using the equations (32) and (36). Additional calculations in meshed networks have shown that these correction factors are also adequate when calculating short-circuit currents at different locations (2.2.6).

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 or within the underexcited

une charge partielle ou dans la zone sous-excité est généralement négligée. On peut donc obtenir une estimation approximative des courants de court-circuit à l'aide des indications données en 9.3 et 12.4 de la CEI 909 et des facteurs de correction d'impédance donnés pour les alternateurs et groupes de production, même si l'on obtient ceux-ci à partir de calculs pour le cas du fonctionnement assigné.

2.2.2 Facteur de correction K_G

On utilise le facteur de correction d'impédance K_G pour calculer l'impédance $Z_G = R_G + jX_d''$ d'un alternateur directement raccordé à un réseau basse ou moyenne tension (sans transformateur de groupe) comme le montre la figure 3 (CEI 909, 11.5.3.6 et 12.4).

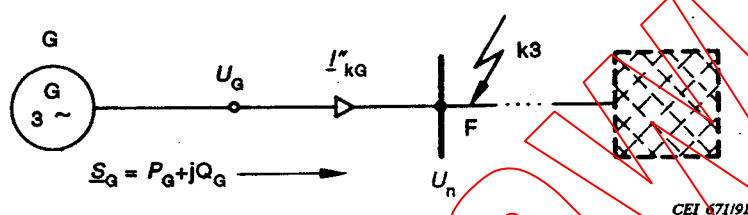
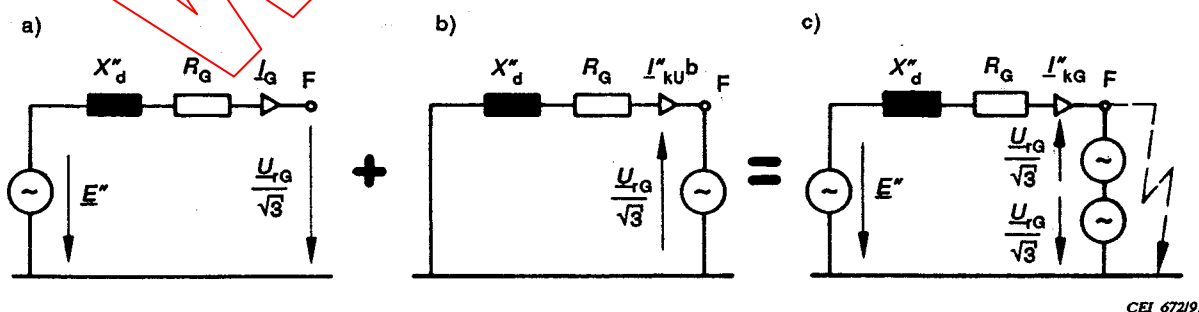


Figure 3 - Courant de court-circuit partiel I''_{kG} d'un alternateur raccordé directement à un réseau

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 turbo-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: $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$.

La figure 4 indique la procédure de calcul du courant de court-circuit partiel I''_{kG} par la méthode de superposition.



- Conditions de fonctionnement normales avec une tension contrôlée $U_G = U_{rG}$
- Introduction de la tension avant le court-circuit $\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}}$ au point de court-circuit, dans le sens opposé
- Superposition des circuits des figures a) et b) pour déterminer $I''_{kG} = I_G + I''_{kUb}$

Figure 4 - Calcul de I''_{kG} par la méthode de superposition

region is usually minimised. Therefore a rough estimation for minimum short-circuit currents may be found using the instructions given in 9.3 and 12.4 of IEC 909 and using the given impedance-correction factors for generators and power-station units, even though these are found from calculations for the case of rated operation.

2.2.2 Correction factor K_G

The impedance correction factor K_G is used for the impedance $Z_G = R_G + jX''_d$ of a generator directly connected to a low or a medium-voltage network (without unit transformer) as shown in figure 3 (IEC 909, 11.5.3.6 and 12.4).

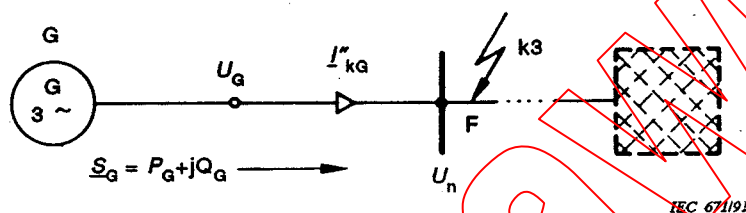
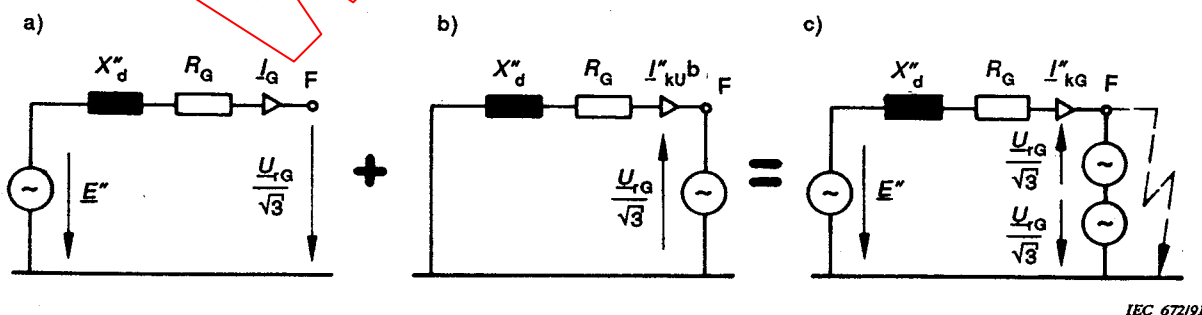


Figure 3 - Partial short-circuit current I''_{kG} of a generator directly connected to a network

The impedance correction factor K_G is derived from a phasor diagram for normal over-excited 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 turbine 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: $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$.

Figure 4 describes the procedure for the calculation of the partial short-circuit current I''_{kG} using the superposition method.



- Normal operation conditions with controlled voltage $U_G = U_{rG}$
- Introducing the pre short-circuit voltage $\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}}$ in the opposite direction at the short-circuit location
- Superposition of the circuit in the figures a) and b) to determine $I''_{kG} = I_G + I''_{kUb}$

Figure 4 - Calculation of I''_{kG} using the superposition method

Les courants I_G et I''_{kUb} sont obtenus à partir des figures 4a) et 4b) pour une tension $U_G = U_{rG}$, à l'aide des équations suivantes:

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

$$I''_{kUb} = \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} \quad (17)$$

L'indice U^b indique que l'on obtient le courant I''_{kUb} en introduisant la tension $U_{rG}/\sqrt{3}$ avant le court-circuit, dans le sens opposé.

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

$$I''_{kG} = I_G + I''_{kUb} = \frac{E'' - U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} + \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} = \frac{E''}{R_G + jX''_d} \quad (18)$$

D'autre part, si l'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 l'on prend $E'' = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G Z_G = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G) \cdot (R_G + jX''_d)$, on obtient le facteur de correction d'impédance K_G suivant:

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

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 - p.u.) de la réactance subtransitoire est introduite par les équations $x''_d = X''_d / Z_{rG}$ et $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ (CEI 909, 3.22, note).

The currents I_G and I''_{kUb} are derived from figures 4a) and 4b) at $U_G = U_{rG}$ as follows:

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

$$I''_{kUb} = \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} \quad (17)$$

The index U^b indicates that the current I''_{kUb} is found when introducing the voltage $U_{rG}/\sqrt{3}$ before the short circuit in the opposite direction.

The superposition according to figure 4c) leads to the partial short-circuit current I''_{kG} :

$$I''_{kG} = I_G + I''_{kUb} = \frac{E'' - U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} + \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} = \frac{E''}{R_G + jX''_d} \quad (18)$$

On the other hand, when applying the method using 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 $E'' = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G Z_G = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G) \cdot (R_G + jX''_d)$, the impedance-correction factor K_G is found:

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

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 p.u. value of the subtransient reactance is introduced with $x''_d = X''_d / Z_{rG}$ and $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ (IEC 909, 3.22, note).

On obtient le courant de court-circuit maximal I''_{kG} si le dénominateur sous c 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 l'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 l'on introduit $c = c_{\max}$ (CEI 909, tableau I) l'approximation de l'équation (21) prend alors la forme suivante (CEI 909, équation (36)):

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

Exemple: $S_{rG} = 10$ MVA; $U_{rG} = 10,5$ kV; $\cos \varphi_{rG} = 0,8$; $x''_d = 0,12$

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

Le calcul du courant de court-circuit partiel maximal selon l'équation (19) en prenant la valeur de K_G obtenue par l'équation (22) et $c = c_{\max} = 1,1$ (CEI 909, tableau I) donne $I''_{kG} = 4,900$ kA.

La valeur obtenue avec la méthode de superposition est: $I''_{kG(s)} = (0,759 - j 4,889)$ kA; $I''_{kG(s)} = 4,948$ 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 I''_{kG} si la tension U_G atteint la limite supérieure $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$.

2.2.3 Facteur de correction K_{PSU}

Pour déterminer le facteur de correction d'impédance K_{PSU} (CEI 909, 11.5.3.8) des groupes de production, comme indiqué à la figure 5, il convient de tenir compte des points suivants:

- Le transformateur du groupe, selon les conditions nationales ou la configuration du réseau, soit est équipé d'un changeur de prises, soit a un rapport de transformation proportionnellement supérieur $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV} > U_{nQ}/U_{rG}$. Dans certains cas on utilise même une combinaison de ces deux dispositions pour évacuer la puissance active et réactive du groupe de production par une longue ligne de transport jusqu'au réseau.
- La tension assignée de l'alternateur peut être différente de celle du côté basse tension du transformateur du groupe ($U_{rG} \neq U_{rTLV}$) et la puissance apparente assignée de l'alternateur peut également être différente de celle du transformateur ($S_{rG} \neq S_{rT}$).

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 $c = c_{\max}$ (IEC 909, table I) the approximation of equation (21) then assumes the following form (IEC 909, equation (36)):

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

Example: $S_{rG} = 10$ MVA; $U_{rG} = 10,5$ kV; $\cos \varphi_{rG} = 0,8$; $x''_d = 0,12$

The generator feeds a system with the nominal voltage $U_n = 10$ kV (see figure 3).

The calculation of the maximum partial short-circuit current according to equation (19) with K_G found from equation (22) and $c = c_{\max} = 1,1$ (IEC 909, table I) leads to $I''_{kG} = 4,900$ kA.

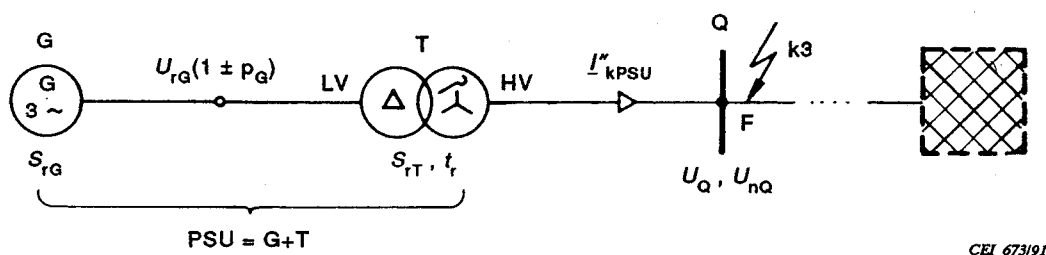
The value calculated with the superposition method is $I''_{kG(S)} = (0,759 - j 4,889)$ kA; $I''_{kG(S)} = 4,948$ kA. The approximation for I''_{kG} is about 1 % smaller than the value $I''_{kG(S)}$.

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 I''_{kG} is found, when the voltage U_G reaches the upper limit $U_G = U_{rG}(1 + p_G)$.

2.2.3 Correction factor K_{PSU}

The determination of the impedance correction factor K_{PSU} (IEC 909, 11.5.3.8) for power-station units according to figure 5 requires special considerations where:

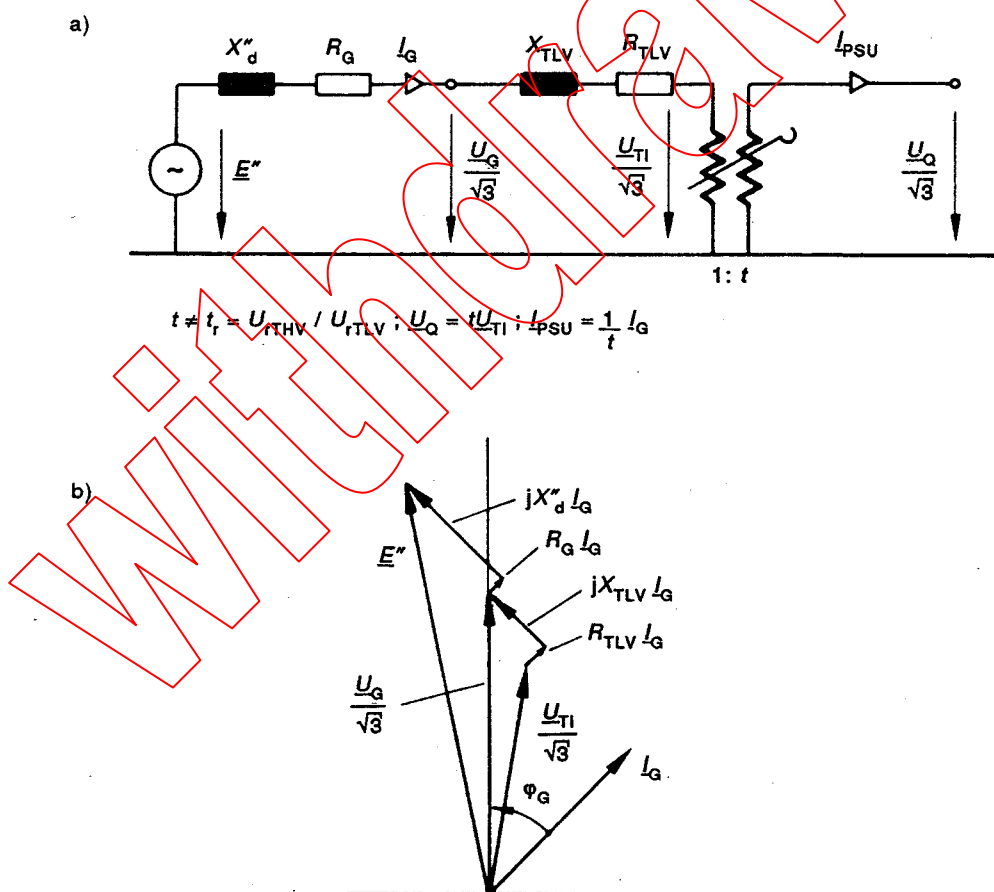
- The unit transformer, depending on national conditions or network configurations, is equipped either with a tap changer or with a correspondingly higher transformation ratio $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV} > U_{nQ}/U_{rG}$. In some cases even a combination of these two measures is used in order to deliver active and reactive power of the power-station unit via a long transmission line to the network.
- The rated voltages of the generator and the low-voltage side of the unit transformer may be different ($U_{rG} \neq U_{rTLV}$) and the rated apparent powers of generator and transformer may also differ ($S_{rG} \neq S_{rT}$).



CEI 673/91

Figure 5 - Courant de court-circuit symétrique partiel I''_{kPSU} , coté haute tension du transformateur d'un groupe de production (PSU)

Si l'on se base sur la simulation d'un groupe de production, indiquée à la figure 6, le facteur de correction K_{PSU} sera d'abord déterminé pour le cas d'un transformateur équipé d'un changeur de prises. Des précautions particulières concernant le cas où le transformateur n'est pas équipé d'un changeur de prises en charge, sont indiquées en 2.2.5.



CEI 674/91

- a) Schéma du circuit équivalent avec E'' , $Z_G = R_G + jX''_d$ et $Z_{TLV} = R_{TLV} + jX_{TLV}$ (système direct)
- b) Diagramme de phase en cas de fonctionnement en surexcitation

Figure 6 - Simulation d'un groupe de production (PSU)

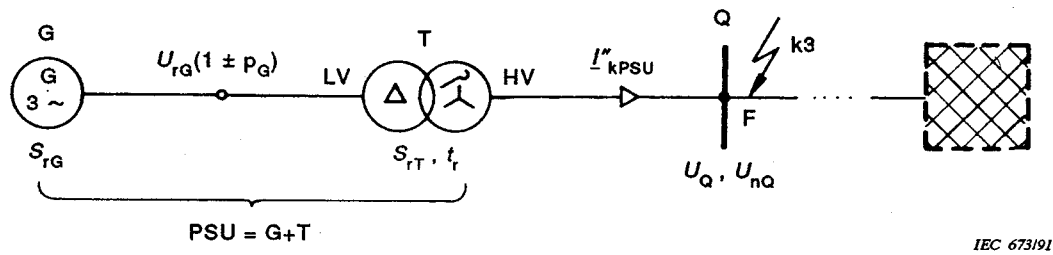
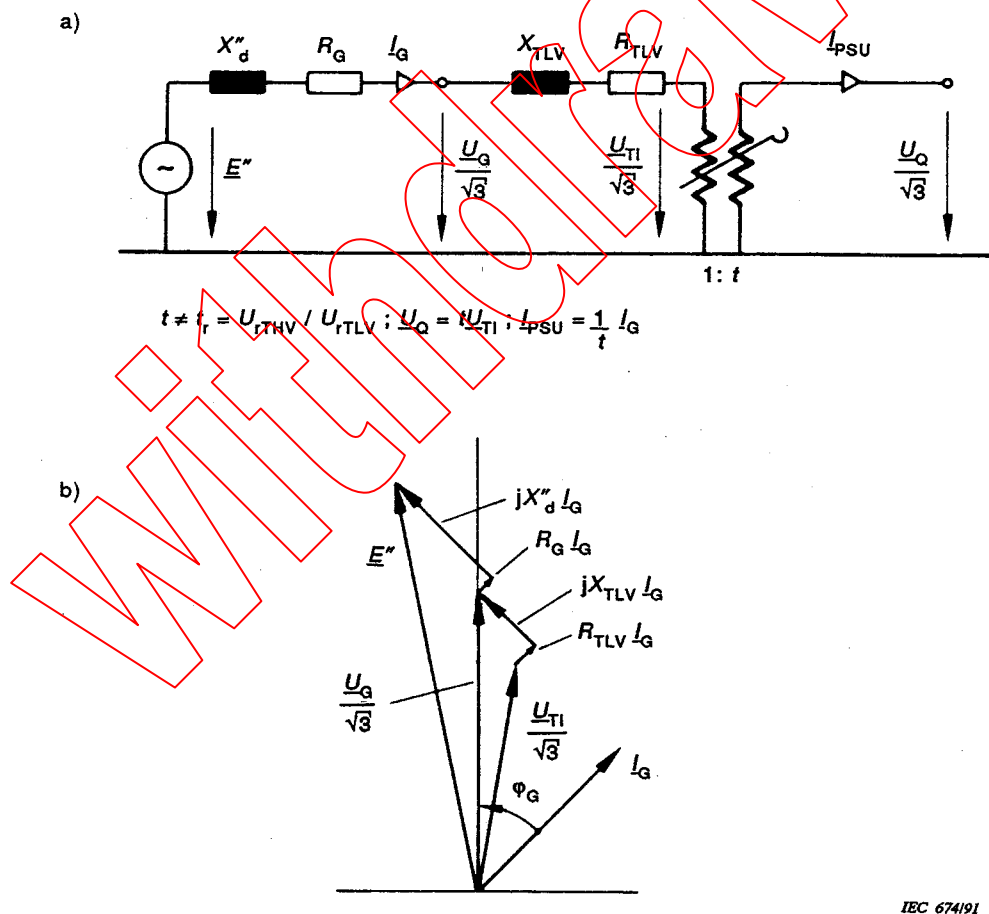


Figure 5 - Partial symmetrical short-circuit current I''_{kPSU} at the high voltage side of the unit transformer of a power station unit (PSU)

Based on the simulation of a power station unit, as shown in figure 6, the correction factor K_{PSU} will first be derived for the case of a tap changer in the unit transformer. Special consideration is given in 2.2.5 to the case where the unit transformer has no on-load tap changer.



- Equivalent circuit diagram with E'' , $Z_G = R_G + jX''_d$ and $Z_{TLV} = R_{TLV} + jX_{TLV}$ in the positive sequence system
- Phasor diagram for overexcited operation

Figure 6 - Simulation of a power station unit (PSU)

On peut, avec la méthode de superposition, calculer (comme à la figure 4) aussi bien I_{PSU} (figure 6) que $I''_{\text{kPSU,U}^b}$. Pour obtenir $I''_{\text{kPSU,U}^b}$ il suffit d'introduire $\underline{U}_Q/\sqrt{3}$ au point de court-circuit, en sens opposé, et de prendre $\underline{E}'' = 0$.

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

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

avec $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}} = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$.

Le courant de court-circuit partiel I''_{kPSU} , côté haute tension du transformateur du groupe se calcule de la façon suivante:

$$I''_{\text{kPSU}} = I_{\text{PSU}} + I''_{\text{kPSU,U}^b} = \frac{1}{t} \cdot \frac{\underline{E}''}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}}} + \frac{1}{t} \cdot \frac{t_r^2 \underline{E}''}{t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T} \quad (25)$$

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

Si l'on ne connaît pas la charge du réseau, on ne peut connaître ni la tension $\underline{U}_Q$ ni le rapport de transformation $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$ du transformateur avec changeur de prises ($t \neq t_r = \underline{U}_{\text{rTHV}}/\underline{U}_{\text{rTLV}}$). On calcule la tension interne $\underline{E}''$ à partir de la figure 6b) en fonction de $\underline{U}_G$ ($\underline{U}_G/\sqrt{3} = \underline{U}_G/\sqrt{3}$) et du courant $\underline{I}_G = I_G(\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$ avant le court-circuit, à l'aide de l'équation suivante:

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

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

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

Using the superposition method (similar to figure 4), both the current I_{PSU} (figure 6) and $I''_{\text{kPSU,U}^b}$ can be found. $I''_{\text{kPSU,U}^b}$ is found by the introduction of $\underline{U}_Q/\sqrt{3}$ in the opposite direction at the short-circuit location and $\underline{E}'' = 0$.

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

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

with $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}} = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$.

The partial short-circuit current I''_{kPSU} at the high voltage side of the unit transformer is found as follows:

$$I''_{\text{kPSU}} = I_{\text{PSU}} + I''_{\text{kPSU,U}^b} = \frac{1}{t} \cdot \frac{\underline{E}''}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}}} = \frac{1}{t} \cdot \frac{t_r^2 \underline{E}''}{t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T} \quad (25)$$

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

Without knowing the load flow in the network, neither the voltage $\underline{U}_Q$ nor the transformation ratio $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$ of the unit transformer with tap changer ($t \neq t_r = \underline{U}_{\text{rTHV}}/\underline{U}_{\text{rTLV}}$) can be known. The internal voltage $\underline{E}''$ is found from figure 6b) depending on $\underline{U}_G$ ($\underline{U}_G/\sqrt{3} = \underline{U}_G/\sqrt{3}$) and the current $\underline{I}_G = I_G(\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$ before the short circuit:

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

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

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

Si l'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 $cU_n/\sqrt{3} = cU_{nQ}/\sqrt{3}$ au point de court-circuit F, on obtient l'équation suivante:

$$I''_{kPSU} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T) \underline{K}_{PSU}} \quad (28)$$

avec $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$, $\underline{Z}_T = \underline{Z}_{THV} = t_r^2 \underline{Z}_{TLV}$ et

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

Pour un grand nombre de groupes de production, des études portant sur le facteur de correction K_{PSU} , qui est fonction de U_Q , I_G et $\cos \varphi_G$, ont montré que, comme dans le cas des alternateurs directement raccordés au réseau, le facteur K_{PSU} atteint sa valeur minimale et donc I''_{kPSU} sa valeur maximale, si le groupe fonctionne à sa valeur assignée ($I_G = I_{rG}$; $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ et de même $\underline{S}_G = \underline{S}_{rG}$) [6, 10, 14]*. La figure 7 montre un exemple obtenu à partir de ces études. Pour un transformateur équipé d'un changeur de prises, la valeur maximale du courant de court-circuit est atteinte pour la valeur minimale de la tension U_Q , coté haute tension du transformateur, lorsque la tension $U_G = U_{rG}$ est constante.

* Les numéros entre crochets renvoient à l'annexe A: Bibliographie.

Introducing $\underline{E}''$ from equation (26) and using $\underline{U}_{Ti}/\sqrt{3}$ from equation (27) and the equivalent voltage source $c\underline{U}_n/\sqrt{3} = c\underline{U}_{nQ}/\sqrt{3}$ at the short-circuit location F, the following equation can be found:

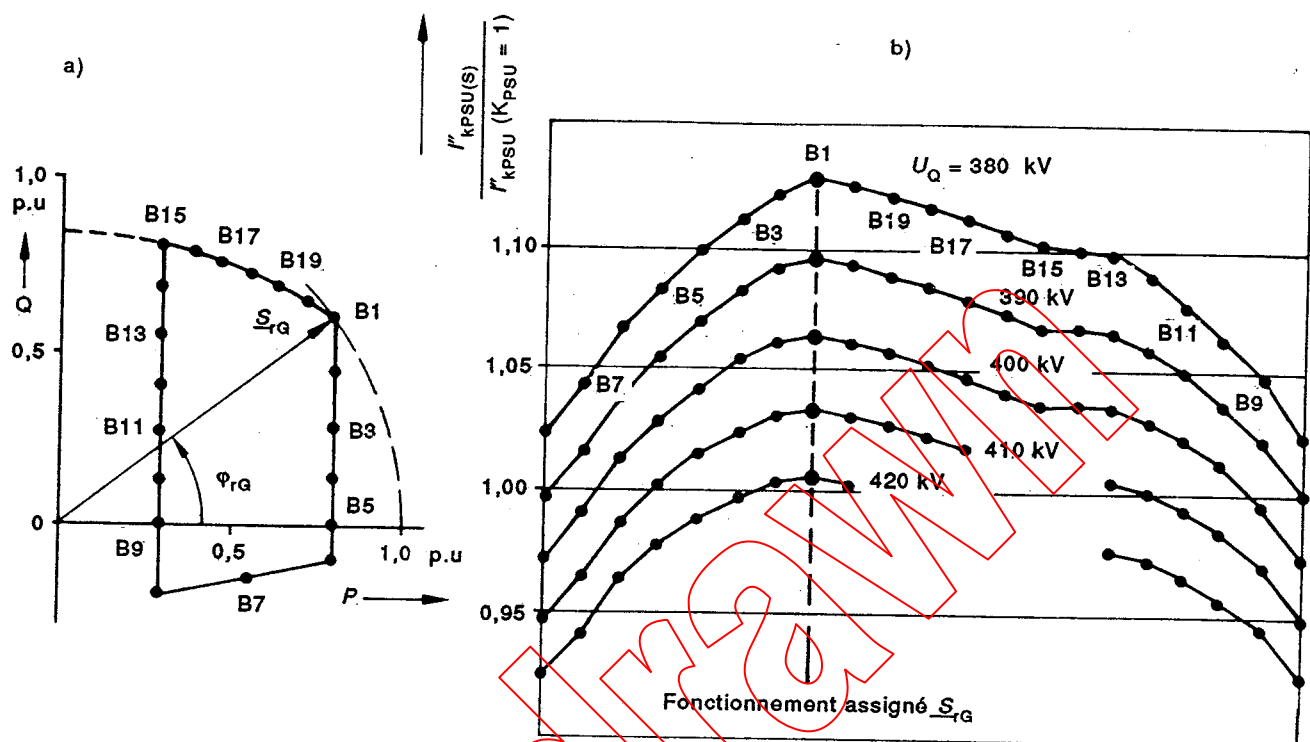
$$I''_{kPSU} = \frac{c\underline{U}_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T) \underline{K}_{PSU}} \quad (28)$$

with $t_r = \underline{U}_{rTHV}/\underline{U}_{rTLV}$, $\underline{Z}_T = \underline{Z}_{THV} = t_r^2 \underline{Z}_{TLV}$ and

$$\underline{K}_{PSU} = \frac{\underline{U}_{nQ} \underline{U}_Q}{\underline{U}_G^2} \cdot \frac{\underline{U}_{rTLV}^2}{\underline{U}_{rTHV}^2} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X''_d \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X''_d \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_{TLV} \cos \varphi_G + X_{TLV} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_{TLV} \cos \varphi_G - R_{TLV} \sin \varphi_G)} \quad (29)$$

For a large number of power-station units, investigations of the correction factor K_{PSU} , which depends on $\underline{U}_Q$, I_G and $\cos \varphi_G$, have shown that similar to the case of generators directly connected to the network, the factor K_{PSU} reaches its minimum and therefore I''_{kPSU} its maximum if the power-station unit is operated at its rated point ($I_G = I_{rG}$; $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ and correspondingly $\underline{S}_G = \underline{S}_{rG}$) [6,10,14]*. Figure 7 gives an example from these investigations. The maximum short-circuit current is reached for the lowest value $\underline{U}_Q$ at the high voltage side of the unit transformer with tap changer when the voltage $\underline{U}_G = \underline{U}_{rG}$ is constant.

* Numbers in brackets refer to annex A: Bibliography.



CEI 675/91

- a) Diagramme de puissance du turbo-alternateur avec limites de surexcitation et de sous-excitation; $P_{Gmin} = 0,4 P_{rG}$
- b) Relation entre $I''_{kPSU(s)}$ et la première approximation, suivant l'équation (28), obtenue par la méthode de superposition (S), en prenant $K_{PSU} = 1$

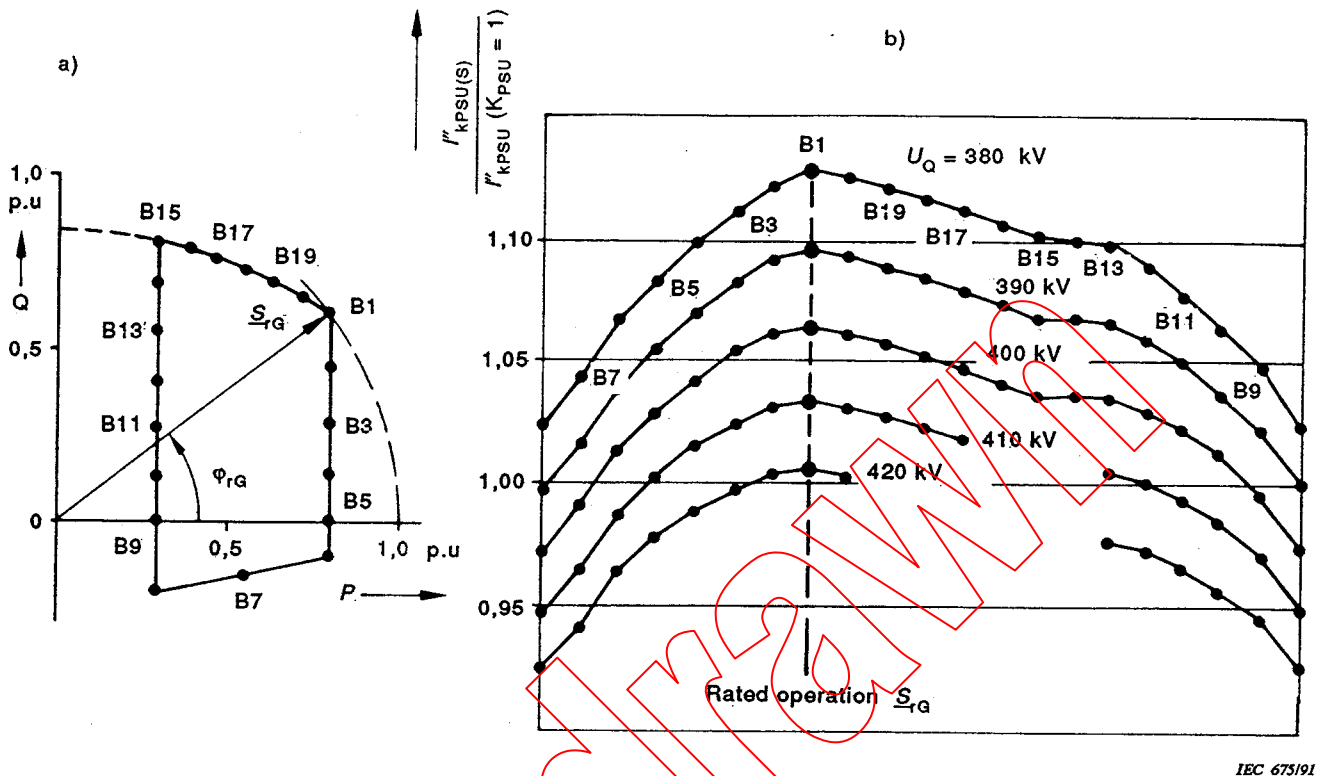
$$I''_{kPSU} (K_{PSU} = 1) = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} |r_f^2 Z_G + Z_T|}$$

donc $I''_{kPSU(s)} / I''_{kPSU} (K_{PSU} = 1) = 1/K_{PSU} \quad (29)$

Figure 7 - Courants de court-circuit partiels d'un groupe de production équipé d'un changeur de prises
(Exemple: $S_{rG} = S_{rT} = 1\,070$ MVA; $U_G = U_{rG} = U_{rTLV}$)

Si l'on prend $R_G \ll X''_d$ et $R_T \ll X_T$ et que l'on introduit les rapports suivants:

$$I_G = \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} ; x''_d = X''_d \frac{S_{rG}}{U_{rG}^2} ; x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rTLV}^2}$$



- a) Power chart of the turbine generator with limits of over and underexcited operation;
 $P_{Gmin} = 0,4 P_{rG}$
- b) The relation of $I''_{kPSU}(S)$, according to equation (28) found with the superposition method (S), to the first approximation with $K_{PSU} = 1$

$$I''_{kPSU}(K_{PSU} = 1) = \frac{cU_n Q}{\sqrt{3} |I_r^2 Z_G + Z_T|}$$

therefore $I''_{kPSU}(S) / I''_{kPSU}(K_{PSU} = 1) = 1/K_{PSU}$ (29)

Figure 7 - Partial short-circuit currents of a power-station unit with tap changer
 (Example: $S_{rG} = S_{rT} = 1\,070$ MVA; $U_G = U_{rG} = U_{rTLV}$)

Considering $R_G \ll X''_d$ and $R_T \ll X_T$ and introducing the following relations:

$$I_G = \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} ; x''_d = X''_d \frac{S_{rG}}{U_{rG}^2} ; x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rTLV}^2}$$

la valeur absolue du facteur de correction d'impédance obtenu à partir de l'équation (29) peut être simplifiée comme suit:

$$K_{\text{PSU}} \approx \frac{U_{\text{nQ}} U_{\text{Q}}}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{rTHV}}^2} \cdot \frac{c}{\sqrt{1 + x_{\text{d}}''^2 \left[\frac{U_{\text{rG}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rG}}} \right]^2 + 2x_{\text{d}}'' \left[\frac{U_{\text{rG}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rG}}} \right] \sin \varphi_{\text{G}}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + x_{\text{T}}^2 \left[\frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rT}}} \right]^2 - 2x_{\text{T}} \left[\frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rT}}} \right] \sin \varphi_{\text{G}}}} \quad (30)$$

Il est possible de simplifier encore cette équation si l'on considère la figure 7 et les études mentionnées plus haut [6, 10, 14]. Ces considérations montrent que le courant de court-circuit partiel maximal I''_{kPSU} est obtenu lors d'un fonctionnement proche de celui aux valeurs assignées ($S_{\text{G}} = S_{\text{rG}}$ et $\cos \varphi_{\text{G}} = \cos \varphi_{\text{rG}}$). Si l'on a en plus $S_{\text{rG}} = S_{\text{rT}}$, ce qui est valable dans la plupart des cas, et si l'on tient compte de $x_{\text{d}}'' < 1$ et $x_{\text{T}} < 1$, on obtient l'approximation suivante:

$$K_{\text{PSU}} \approx \frac{U_{\text{nQ}} U_{\text{Q}}}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{rTHV}}^2} \cdot \frac{c_{\text{max}}}{1 + (x_{\text{d}}'' - x_{\text{T}}) \sin \varphi_{\text{rG}}} \quad (31)$$

L'équation (31) comprend les tensions de fonctionnement U_{G} et U_{Q} . Toutefois, pour obtenir les résultats les plus défavorables dans le calcul des courants de court-circuit partiels maximaux I''_{kPSU} , il faut se rappeler qu'il n'y a pas de rapport direct entre U_{Q} et U_{G} dans le cas d'un transformateur avec changeur de prises. La valeur maximale de I''_{kPSU} est obtenue avec les tensions $U_{\text{G}} = U_{\text{Gmax}} = U_{\text{rG}} (1 + p_{\text{G}})$ et $U_{\text{Q}} = U_{\text{Qmin}}$. Dans la plupart des cas, lorsque l'alternateur fonctionne à la valeur assignée (S_{rG} , $\cos \varphi_{\text{rG}}$, surexcité), il semble suffisant, pour être dans la situation la plus défavorable, de prendre $U_{\text{Qmin}} = U_{\text{nQ}}$ au point de raccordement du groupe de production.

On sait, par expérience, que la tension de fonctionnement U_{Qmin} est normalement supérieure à U_{nQ} , si des puissances active et réactive sont fournies au réseau, telle que par exemple $U_{\text{Qmin}} \approx 1,05 U_{\text{nQ}}$.

Si l'on prend $U_{\text{Q}} = U_{\text{nQ}}$, pour obtenir la valeur du courant maximal I''_{kPSU} , valeur par excès, il n'est pas logique de prendre U_{G} supérieure à U_{rG} . Dans ce cas, l'équation (31) conduit à l'équation (44) de la CEI 909.

Afin de démontrer l'efficacité du facteur de correction obtenu, la figure 8 représente les courbes d'erreur-fréquence cumulée du calcul simplifié par rapport à la valeur obtenue par la méthode de superposition, pour 59 groupes de production avec ou sans changeur de prises (pour les groupes sans changeur de prises il est nécessaire d'effectuer des études complémentaires approfondies, comme indiqué en 2.2.5).

the absolute value of the impedance correction factor from equation (29) can be simplified in the following way:

$$K_{\text{PSU}} \approx \frac{U_{\text{nQ}} U_{\text{Q}}}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{rTHV}}^2} \cdot \frac{c}{\sqrt{1 + x_d''^2 \left[\frac{U_{\text{rG}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rG}}} \right]^2 + 2x_d'' \left[\frac{U_{\text{rG}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rG}}} \right] \sin \varphi_{\text{G}}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + x_T^2 \left[\frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rT}}} \right]^2 - 2x_T \left[\frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rT}}} \right] \sin \varphi_{\text{G}}}} \quad (30)$$

A further simplification is possible upon considering figure 7 and the above-mentioned investigations [6,10,14]. These considerations show that the maximum partial short-circuit current I''_{kPSU} is reached following an operation near to the rated point ($S_{\text{G}} = S_{\text{rG}}$ and $\cos \varphi_{\text{G}} = \cos \varphi_{\text{rG}}$). If in addition $S_{\text{rG}} = S_{\text{rT}}$, which is valid in most cases and taking into account $x_d'' < 1$ and $x_T < 1$, the following approximation is found:

$$K_{\text{PSU}} \approx \frac{U_{\text{nQ}} U_{\text{Q}}}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{rTHV}}^2} \cdot \frac{c_{\text{max}}}{1 + (x_d'' - x_T) \sin \varphi_{\text{rG}}} \quad (31)$$

Equation (31) includes the operating voltages U_{G} and U_{Q} . Nevertheless to find the most unfavourable results for the calculation of the maximum partial short-circuit currents I''_{kPSU} , it is necessary to remember that there is no immediate relation between U_{Q} and U_{G} in the case of a unit transformer with tap changer. The maximum of I''_{kPSU} is found for the voltages $U_{\text{G}} = U_{\text{Gmax}} = U_{\text{rG}} (1 + p_{\text{G}})$ and $U_{\text{Q}} = U_{\text{Qmin}}$. In most cases, if the generator is working at the rated point ($S_{\text{rG}}, \cos \varphi_{\text{rG}}$, overexcited), it seems sufficient to choose $U_{\text{Qmin}} = U_{\text{nQ}}$ at the connection point of the power-station unit as the most unfavorable case.

From operational experience it is known that U_{Qmin} is normally higher than U_{nQ} if active and reactive power are fed to the network, for instance $U_{\text{Qmin}} \approx 1,05 U_{\text{nQ}}$.

When $U_{\text{Q}} = U_{\text{nQ}}$ is assumed to find a result for the maximum current I''_{kPSU} which is on the conservative side, then it is not logical to choose U_{G} higher than U_{rG} . Under these assumptions therefore equation (31) leads to equation (44) of IEC 909.

In order to demonstrate the efficiency of the derived correction factor, figure 8 gives the cumulative-frequency-error curves of the simplified calculation compared to the value found from the superposition method for 59 power-station units with or without tap changer (for power station units without tap changer additional thorough considerations are necessary as given in 2.2.5).