

NF C10-120, NF EN 60909-0

SEPTEMBRE 2016

www.afnor.org

Ce document est à usage exclusif et non collectif des clients STANDARDS WEBPORT. Toute mise en réseau, reproduction et rediffusion, sous quelque forme que ce soit, même partielle, sont strictement interdites.

This document is intended for the exclusive and non collective use of STANDARDS WEBPORT (Standards on line) customers. All network exploitation, reproduction and re-dissemination, even partial, whatever the form (harcopy or media), is strictly prohibited.



**DOCUMENT PROTÉGÉ
PAR LE DROIT D'AUTEUR**

Droits de reproduction réservés. Sauf prescription différente, 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 accord formel.

Contacteur :
AFNOR – Norm'Info
11, rue Francis de Pressensé
93571 La Plaine Saint-Denis Cedex
Tél : 01 41 62 76 44
Fax : 01 49 17 92 02
E-mail : norminfo@afnor.org

afnor

WEBPORT

Pour : VINCI Energies

le : 02/01/2023 à 18:10

Diffusé avec l'autorisation de l'éditeur

Distributed under licence of the publisher

norme française

NF EN 60909-0
30 septembre 2016

Indice de classement : **C 10-120**

ICS : 17.220.01; 29.240.20

Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif

Partie 0 : Calcul des courants

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

D : Kurzschlussströme in Drehstromnetzen –
Teil 0: Berechnung der Ströme

Norme française homologuée

par décision du Directeur Général d'AFNOR.

Remplace la norme homologuée NF EN 60909-0, d'août 2002 qui reste en vigueur jusqu'en juin 2019.

Correspondance

La Norme européenne EN 60909-0:2016 a le statut d'une Norme française et reproduit intégralement la Norme internationale IEC 60909-0:2016.

Résumé

Le présent document est applicable au calcul des courants de court-circuit

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

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

Le présent document établit une procédure générale, réalisable et concise conduisant à des résultats qui sont en général d'une précision acceptable.

Descripteurs

Courants de court-circuit, courant alternatif, réseau électrique, courant triphasé, caractéristique, calcul, matériel électrique, transformateur, moteur synchrone, moteur asynchrone, ligne électrique aérienne, câble électrique.

Modifications

Par rapport au document remplacé, révision technique qui inclut les modifications majeures suivantes :

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

Corrections

La norme

La norme est destinée à servir de base dans les relations entre partenaires économiques, scientifiques, techniques et sociaux.

La norme par nature est d'application volontaire. Référencée dans un contrat, elle s'impose aux parties. Une réglementation peut rendre d'application obligatoire tout ou partie d'une norme.

La norme est un document élaboré par consensus au sein d'un organisme de normalisation par sollicitation des représentants de toutes les parties intéressées. Son adoption est précédée d'une enquête publique.

La norme fait l'objet d'un examen régulier pour évaluer sa pertinence dans le temps.

Toute norme est réputée en vigueur à partir de la date présente sur la première page.

Pour comprendre les normes

L'attention du lecteur est attirée sur les points suivants :

Seules les formes verbales **doit et doivent** sont utilisées pour exprimer une ou des exigences qui doivent être respectées pour se conformer au présent document. Ces exigences peuvent se trouver dans le corps de la norme ou en annexe qualifiée de "normative". Pour les méthodes d'essai, l'utilisation de l'infinitif correspond à une exigence.

Les expressions telles que, **il convient et il est recommandé** sont utilisées pour exprimer une possibilité préférée mais non exigée pour se conformer au présent document. Les formes verbales **peut et peuvent** sont utilisées pour exprimer une suggestion ou un conseil utiles mais non obligatoires, ou une autorisation.

En outre, le présent document peut fournir des renseignements supplémentaires destinés à faciliter la compréhension ou l'utilisation de certains éléments ou à en clarifier l'application, sans énoncer d'exigence à respecter. Ces éléments sont présentés sous forme de **notes ou d'annexes informatives**.

Commission de normalisation

Une commission de normalisation réunit, dans un domaine d'activité donné, les expertises nécessaires à l'élaboration des normes françaises et des positions françaises sur les projets de norme européenne ou internationale. Elle peut également préparer des normes expérimentales et des fascicules de documentation.

Si vous souhaitez commenter ce texte, faire des propositions d'évolution ou participer à sa révision, adressez-vous à norminfo@afnor.org.

La composition de la commission de normalisation qui a élaboré le présent document est donnée ci-après. Lorsqu'un expert représente un organisme différent de son organisme d'appartenance, cette information apparaît sous la forme : organisme d'appartenance (organisme représenté).

En l'absence de commission de normalisation compétente et après avoir sollicité l'avis des acteurs socio-économiques concernés, le présent document a été homologué comme norme française.

AVANT-PROPOS NATIONAL

Ce document constitue la version française complète de la Norme européenne EN 60909-0:2016 qui reproduit le texte de la publication IEC 60909-0:2016.

Les modifications du CENELEC (dans le présent document, l'annexe ZA uniquement) sont signalées par un trait vertical dans la marge gauche du texte.

Cette Norme française fait référence à des Normes internationales. Quand une Norme internationale citée en référence a été entérinée comme Norme européenne, ou bien quand une Norme d'origine européenne existe, la Norme française issue de cette Norme européenne est applicable à la place de la Norme internationale.

Le Comité Français s'est abstenu au CENELEC sur le projet d'EN 60909-0, le 18 mars 2015.

NORME EUROPÉENNE
EUROPÄISCHE NORM
EUROPEAN STANDARD

EN 60909-0

Juin 2016

ICS 17.220.01; 29.240.20

Remplace EN 60909-0:2001

Version française

**Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés
à courant alternatif -
Partie 0: Calcul des courants
(IEC 60909-0:2016)**

Kurzschlussströme in Drehstromnetzen -
Teil 0: Berechnung der Ströme
(IEC 60909-0:2016)

Short-circuit currents in three-phase a.c. systems -
Part 0: Calculation of currents
(IEC 60909-0:2016)

La présente Norme Européenne a été adoptée par le CENELEC le 2016-03-03. Les membres du CENELEC sont tenus de se soumettre au Règlement Intérieur du CEN/CENELEC, qui définit les conditions dans lesquelles doit être attribué, sans modification, le statut de norme nationale à cette Norme Européenne.

Les listes mises à jour et les références bibliographiques relatives à ces normes nationales peuvent être obtenues auprès du CEN-CENELEC Management Centre ou auprès des membres du CENELEC.

La présente Norme Européenne existe en trois versions officielles (allemand, anglais, français). Une version dans une autre langue faite par traduction sous la responsabilité d'un membre du CENELEC dans sa langue nationale, et notifiée au CEN-CENELEC Management Centre, a le même statut que les versions officielles.

Les membres du CENELEC sont les comités électrotechniques nationaux des pays suivants: Allemagne, Ancienne République yougoslave de Macédoine, Autriche, Belgique, Bulgarie, Chypre, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Malte, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République Tchèque, Roumanie, Royaume-Uni, Slovaquie, Slovénie, Suède, Suisse et Turquie.



Comité Européen de Normalisation Electrotechnique
Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung
European Committee for Electrotechnical Standardization

CEN-CENELEC Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Bruxelles

© 2016 CENELEC Tous droits d'exploitation sous quelque forme et de quelque manière que ce soit réservés dans le monde entier aux membres du CENELEC.

Réf. n° EN 60909-0:2016 F

Avant-propos européen

Le texte du document 73/172/CDV, future édition 2 de l'IEC 60909-0, préparé par le CE 73 de l'IEC, "Courants de court-circuit", a été soumis au vote parallèle IEC-CENELEC et approuvé par le CENELEC en tant que EN 60909-0:2016.

Les dates suivantes sont fixées:

- date limite à laquelle ce document doit être mis en application au niveau national par publication d'une norme nationale identique ou par entérinement (dop) 2016-12-10
- date limite à laquelle les normes nationales conflictuelles doivent être annulées (dow) 2019-06-10

Ce document remplace l'EN 60909-0:2001.

L'attention est appelée sur le fait que certains des éléments du présent document peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. Le CENELEC [et/ou le CEN] ne saurait [sauraient] être tenu[s] pour responsable[s] de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et averti de leur existence.

SOMMAIRE

Avant-propos européen.....	2
1 Domaine d'application.....	7
2 Références normatives	8
3 Termes et définitions	8
4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs	14
4.1 Généralités.....	14
4.2 Symboles	14
4.3 Indices	16
4.4 Indices supérieurs	17
5 Caractéristiques des courants de court-circuit: méthode de calcul	17
5.1 Généralités.....	17
5.2 Hypothèses de calcul	21
5.3 Méthode de calcul	21
5.3.1 Source de tension équivalente au point de court-circuit	21
5.3.2 Composantes symétriques	23
6 Impédances de court-circuit des matériels électriques	24
6.1 Généralités.....	24
6.2 Réseaux d'alimentation	24
6.3 Transformateurs	26
6.3.1 Transformateurs à deux enroulements	26
6.3.2 Transformateurs à trois enroulements	27
6.3.3 Facteurs de correction d'impédance pour transformateurs de réseau à deux et trois enroulements	28
6.4 Lignes aériennes et câbles	30
6.5 Réactances de limitation de court-circuit	31
6.6 Machines synchrones	31
6.6.1 Alternateurs synchrones	31
6.6.2 Moteurs et compensateurs synchrones	32
6.7 Groupes de production	32
6.7.1 Groupes de production avec changeur de prise en charge	32
6.7.2 Groupe de production sans changeur de prise en charge	34
6.8 Groupes de production éoliens	35
6.8.1 Généralités	35
6.8.2 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone	35
6.8.3 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone à double alimentation	36
6.9 Groupes de production avec convertisseur grande capacité	37
6.10 Moteurs asynchrones	37
6.11 Moteurs à convertisseur statique	38
6.12 Capacités et charges non rotatives	38
7 Calcul du courant de court-circuit initial	38
7.1 Généralités.....	38
7.1.1 Vue générale	38
7.1.2 Courants de court-circuit maximal et minimal	44
7.1.3 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit.....	44

7.2	Courant de court-circuit initial triphasé	45
7.2.1	Généralités	45
7.2.2	Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge	46
7.2.3	Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge	48
7.3	Court-circuit entre phases	49
7.4	Court-circuit entre phases avec mise à la terre	50
7.5	Court-circuit monophasé	51
8	Calcul du courant de court-circuit de crête	52
8.1	Court-circuit triphasé.....	52
8.1.1	Court-circuit à alimentation unique et courts-circuits multiples à alimentation unique	52
8.1.2	Court-circuit à alimentation multiple	53
8.2	Court-circuit entre phases	54
8.3	Court-circuit entre phases avec mise à la terre	55
8.4	Court-circuit monophasé	55
9	Calcul du courant symétrique coupé	55
9.1	Court-circuit triphasé.....	55
9.1.1	Courant symétrique coupé de machines synchrones	55
9.1.2	Courant symétrique coupé de machines asynchrones	57
9.1.3	Courant symétrique coupé des groupes de production avec alternateur asynchrone à double alimentation	59
9.1.4	Courant symétrique coupé des groupes de production avec convertisseur grande capacité	59
9.1.5	Courant symétrique coupé de réseau d'alimentation	59
9.1.6	Courant symétrique coupé en cas de courts-circuits multiples à alimentation unique	59
9.1.7	Courant symétrique coupé en cas de court-circuit à alimentation multiple	60
9.2	Courts-circuits dissymétriques	61
10	Composante continue des courants de court-circuit.....	61
11	Calcul du courant de court-circuit permanent.....	62
11.1	Généralités	62
11.2	Court-circuit triphasé.....	62
11.2.1	Courant de court-circuit permanent d'un alternateur synchrone ou d'un groupe de production	62
11.2.2	Courant de court-circuit permanent de moteur ou d'alternateur asynchrone	65
11.2.3	Courant de court-circuit permanent de groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation	65
11.2.4	Courant de court-circuit permanent de groupe de production éolien avec convertisseur grande capacité.....	65
11.2.5	Courant de court-circuit permanent de réseau d'alimentation	65
11.2.6	Courant de court-circuit permanent en cas de multiples courts-circuits à alimentation unique	65
11.2.7	Courant de court-circuit permanent de courts-circuits à alimentation multiple	66
11.3	Courts-circuits dissymétriques	66

12	Courts-circuits de transformateur du côté basse tension, si une phase est ouverte côté haute tension	66
13	Court-circuit aux bornes des moteurs asynchrones	68
14	Intégrale de Joule et courant de court-circuit thermique équivalent	69
	Annexe A (normative) Formules pour le calcul des facteurs m et n	72
	Annexe B (informative) Matrices d'admittance nodale et d'impédance nodale	73
	Annexe ZA (normative) Références normatives à d'autres publications internationales avec les publications européennes correspondantes	77
	Bibliographie.....	78

Figure 1	– Courant relatif à un court-circuit éloigné de tout alternateur composante alternative constante (tracé schématique)	18
Figure 2	– Courant relatif à un court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante (tracé schématique)	19
Figure 3	– Caractérisation des courts-circuits et de leurs courants.....	20
Figure 4	– Représentation du calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' suivant la procédure de la source de tension équivalente	22
Figure 5	– Schéma du réseau et schéma de circuit équivalent pour réseaux d'alimentation	25
Figure 6	– Transformateur à trois enroulements (exemple)	28
Figure 7	– Schéma pour déterminer le type de court-circuit (Figure 3) pour le courant de court-circuit initial le plus élevé rapporté au courant de court-circuit triphasé initial lorsque les angles d'impédance des impédances séquentielles $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ et $Z_{(0)}$ sont identiques	40
Figure 8	– Exemples de courts-circuits à alimentation unique	42
Figure 9	– Exemple de courts-circuits multiples à alimentation unique	42
Figure 10	– Exemples de courts-circuits à alimentation multiple.....	43
Figure 11	– Courants de court-circuit et courants de court-circuit partiels pour les courts-circuits triphasés entre alternateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge, ou au point de liaison vers le transformateur auxiliaire d'un groupe de production et au niveau du jeu de barres auxiliaire A	47
Figure 12	– Facteur κ pour les circuits en série en fonction du rapport R/X ou X/R	52
Figure 13	– Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b	57
Figure 14	– Facteur q pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé de moteurs asynchrones.....	58
Figure 15	– Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} pour turboalternateurs	63
Figure 16	– Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} pour les alternateurs à pôles saillants	64
Figure 17	– Courts-circuits au secondaire des transformateurs, si une phase (fusible) est ouverte du côté haute tension d'un transformateur Dyn5	67
Figure 18	– Facteur m pour l'effet calorifique de la composante continue du courant de court-circuit (pour la programmation, la formule de calcul de m est donnée à l'Annexe A)	70
Figure 19	– Facteur n pour l'effet calorifique de la composante alternative du courant de court-circuit (pour la programmation, la formule de calcul de n est donnée à l'Annexe A)	71
Figure B.1	– Formulation de la matrice d'admittance nodale	73
Figure B.2	– Exemple	74

Tableau 1 – Facteur de tension c	23
Tableau 2 – Importance des courants de court-circuit.....	39
Tableau 3 – Facteurs α et β pour le calcul des courants de court-circuit au moyen de la Formule (96), rapport de transformation assigné $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$	68
Tableau 4 – Calcul des courants de court-circuit des moteurs asynchrones dans le cas d'un court-circuit aux bornes	69
Tableau B.1 – Impédances de matériel électrique rapportées au côté 110 kV.....	75

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

Partie 0: Calcul des courants

1 Domaine d'application

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2 Références normatives

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

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

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

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

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

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

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

3 Termes et définitions

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

3.1

court-circuit

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

3.1.1

court-circuit entre phases

court-circuit biphasé

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

3.1.2

court-circuit phase-terre

court-circuit monophasé

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

3.2

courant de court-circuit

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

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

3.3

courant de court-circuit présumé

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

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

3.4

courant de court-circuit symétrique

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

3.5

courant de court-circuit symétrique initial

I_k''

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

VOIR: Figures 1 et 2

3.6

puissance de court-circuit symétrique initiale

S_k''

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

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

3.7

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

i_{DC}

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

3.8

valeur de crête du courant de court-circuit

i_p

valeur instantanée maximale possible du courant de court-circuit présumé

VOIR: Figures 1 et 2

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

3.9

courant de court-circuit symétrique coupé

I_b

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

3.10

courant de court-circuit permanent

I_k

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

VOIR: Figures 1 et 2

3.11

courant symétrique à rotor bloqué

I_{LR}

valeur efficace du courant symétrique d'un moteur asynchrone alimenté sous sa tension assignée U_{rM} à fréquence assignée et dont le rotor est bloqué

3.12

circuit électrique équivalent

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

3.13

tension nominale d'un réseau

U_n

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

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

3.14

source de tension équivalente

$cU_n/\sqrt{3}$

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

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

3.15

facteur de tension

c

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

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

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

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

3.16

court-circuit éloigné d'un alternateur

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

VOIR: Figure 1

3.17

court-circuit proche d'un alternateur

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

VOIR: Figure 2

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

3.18

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

3.18.1

impédance de court-circuit directe

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

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

Note 1 à l'article: Voir 5.3.2.

3.18.2

impédance de court-circuit

\underline{Z}_k

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

3.18.3

impédance de court-circuit inverse

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

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

Note 1 à l'article: Voir 5.3.2.

3.18.4

impédance de court-circuit homopolaire

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

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

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

3.19 **impédances de court-circuit d'un matériel électrique**

3.19.1 **impédance de court-circuit directe**

$\underline{Z}_{(1)}$
<matériel électrique> rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit de la phase correspondante du matériel électrique alimenté par un réseau direct symétrique de tensions

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

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

3.19.2 **impédance de court-circuit inverse**

$\underline{Z}_{(2)}$
<matériel électrique> rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit de la phase correspondante d'un matériel électrique alimenté par un réseau inverse symétrique de tensions

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

3.19.3 **impédance de court-circuit homopolaire**

$\underline{Z}_{(0)}$
<matériel électrique> rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit d'une phase d'un matériel électrique alimenté par une source de tension alternative, lorsque les trois conducteurs de ligne servent en parallèle pour le courant de sortie et qu'un quatrième conducteur et/ou la terre sert de conducteur commun de retour

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

3.20 **réactance subtransitoire**

X_d''
réactance effective d'une machine synchrone à l'instant d'apparition du court-circuit

Note 1 à l'article: Pour les calculs de courant de court-circuit, la valeur de X_d'' correspondant au circuit magnétique saturé est utilisée.

3.21 **retard minimal**

t_{\min}
temps le plus court s'écoulant entre l'apparition du courant de court-circuit et la séparation d'ouverture des contacts du premier pôle de l'appareil de connexion

Note 1 à l'article: Le temps t_{\min} est la somme du retard minimal de fonctionnement d'un relais de protection et du temps d'ouverture le plus court d'un disjoncteur. Il ne comprend pas les temps réglables des dispositifs de déclenchement.

3.22 **courant de court-circuit équivalent thermique**

I_{th}
valeur efficace d'un courant ayant le même effet thermique et la même durée que le courant de court-circuit réel, qui peut contenir un composant continu et peut diminuer dans le temps

3.23

courant de court-circuit maximal

i_{kWDmax}

<alternateur asynchrone à double alimentation> courant de court-circuit maximal instantané d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation en cas de court-circuit triphasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.24

courant de court-circuit maximal

I_{kPFmax}

<convertisseur grande capacité> courant permanent maximal d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité en cas de court-circuit triphasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.25

courant de source maximal

I_{skPF}

<convertisseur grande capacité, triphasé> valeur efficace du courant de source maximal d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité et régulation de courant en cas de court-circuit triphasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.26

courant de source maximal

$I_{(1)sk2PF}$

<convertisseur grande capacité, deux phases> valeur efficace du courant de source maximal (réseau direct) d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité et régulation de courant en cas de court-circuit entre phases ou de court-circuit entre phases avec mise à la terre sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.27

courant de source maximal

$I_{(1)sk1PF}$

<convertisseur grande capacité, monophasé> valeur efficace du courant de source maximal (réseau direct) d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité et régulation de courant en cas de court-circuit monophasé sur le côté de haute tension du transformateur de groupe

3.28

impédances de la matrice d'impédances nodale

$Z_{(1)ii}$, $Z_{(2)ii}$, $Z_{(0)ii}$

<auto admittance> éléments diagonaux de la matrice d'impédance nodale directe, inverse ou homopolaire pour le point de court-circuit i

Note 1 à l'article: Voir l'Annexe B.

3.29

impédances de la matrice d'impédances nodale

$Z_{(1)ij}$

<admittance mutuelle> éléments de la matrice d'impédance nodale directe, où i est le nœud du court-circuit et j le nœud auquel est connecté le côté de haute tension d'un groupe de production avec convertisseur grande capacité

Note 1 à l'article: Voir l'Annexe B.

4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs

4.1 Généralités

Les formules de la présente norme sont données sans mention d'unités. Les symboles représentent des grandeurs physiques ayant à la fois des valeurs numériques et des dimensions indépendantes des unités, à condition de choisir un système d'unités cohérent, tel que le système international d'unités (SI). Les symboles des grandeurs complexes sont soulignés, par exemple $\underline{Z} = R + jX$.

4.2 Symboles

A	Valeur initiale de la composante continue i_{DC}
\underline{a}	Opérateur complexe
a	Rapport entre le courant de court-circuit dissymétrique et le courant de court-circuit triphasé
c	Facteur de tension
$U_n/\sqrt{3}$	Source de tension équivalente (valeur efficace)
f	Fréquence (50 Hz ou 60 Hz)
I_b	Courant de court-circuit symétrique coupé (valeur efficace)
I_k	Courant de court-circuit permanent (valeur efficace)
I_{kP}	Courant de court-circuit permanent aux bornes (pôles) d'un alternateur à excitation "compound"
I_k''	Courant de court-circuit symétrique initial (valeur efficace)
I_{LR}	Courant symétrique d'un moteur asynchrone à rotor bloqué
I_r	Courant assigné du matériel électrique
I_{th}	Équivalent thermique du courant de court-circuit
i_{DC}	Composante continue du courant de court-circuit
i_p	Valeur de crête du courant de court-circuit
K	Facteur de correction des impédances
m	Facteur pour l'effet thermique de la composante continue
n	Facteur pour l'effet thermique de la composante alternative
p	Paire de bornes d'un moteur asynchrone
p_G	Plage de régulation de la tension alternateur
p_T	Plage de réglage de la tension transformateur
P_{krT}	Pertes totales des enroulements d'un transformateur au courant assigné
P_{rM}	Puissance active assignée d'un moteur asynchrone ($P_{rM} = S_{rM} \cos(\varphi_{rM}) \eta_{rM}$)
q	Facteur pour le calcul du courant coupé des moteurs asynchrones
q_n	Section nominale
R resp. r	Résistance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
R_G	Résistance d'une machine synchrone
R_{Gf}	Résistance fictive d'une machine synchrone pour le calcul de i_p
S_k''	Puissance de court-circuit symétrique initiale (voir 3.6)
S_r	Puissance apparente assignée d'un matériel électrique
t_{min}	Retard minimal

t_r	Rapport de transformation assigné (changeur de prise en position principale); $t_r \geq 1$
T_k	Durée du courant de court-circuit
U_m	Tension la plus élevée entre phases pour le matériel (valeur efficace)
U_n	Tension nominale entre phases d'un réseau (valeur efficace)
U_r	Tension assignée entre phases (valeur efficace)
u_{kr}	Tension de court-circuit assignée d'un transformateur, en pourcentage
u_{kR}	Tension de court-circuit d'une réactance de limitation de court-circuit, en pourcentage
u_{Rr}	Composante résistive assignée de la tension de court-circuit d'un transformateur, en pourcentage
u_{Xr}	Composante réactive assignée de la tension de court-circuit d'un transformateur, en pourcentage
$U_{(1)}, U_{(2)}, U_{(0)}$	Tensions dans les réseaux direct, inverse et homopolaire
X resp. x	Réactance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
X_d resp. X_q	Réactance synchrone en phase, respectivement en quadrature
X_{dP}	Réactance fictive d'un alternateur à excitation "compound" lors d'un court-circuit permanent aux bornes (pôles)
X_d'' resp. X_q''	Réactance subtransitoire saturée d'une machine synchrone en phase, respectivement en quadrature
x_d	Réactance synchrone non saturée, valeur réduite
$x_{d \text{ sat}}$	Réactance synchrone saturée, valeur réduite, réciproque du rapport de court-circuit saturé à vide
Z resp. z	Impédance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
Z_k	Impédance de court-circuit d'un réseau à courant alternatif triphasé
$Z_{(1)}$	Impédance de court-circuit direct
$Z_{(2)}$	Impédance de court-circuit inverse
$Z_{(0)}$	Impédance de court-circuit homopolaire
η	Rendement des moteurs asynchrones
κ	Facteur relatif au calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit
λ	Facteur relatif au calcul du courant de court-circuit permanent
μ	Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés
μ_{WA}	Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone
μ_{WD}	Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation
μ_0	Perméabilité absolue du vide, $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-4}$ H/km
ρ	Résistivité
φ	Angle de phase
ϑ_e	Température du conducteur à l'extinction du court-circuit
01	Référence neutre directe
02	Référence neutre inverse
00	Référence neutre homopolaire

4.3 Indices

(1)	Composante directe
(2)	Composante indirecte
(0)	Composante homopolaire
AC	Courant alternatif
DC	Courant continu
f	Fictif
k ou k3	Court-circuit triphasé (voir Figure 3a)
k1	Court-circuit monophasé, phase-neutre ou phase-terre (voir Figure 3d)
k2	Court-circuit entre phases (voir Figure 3b)
k2EL2	Court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c)
k2EL3	Court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c)
kE2E	Court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c)
max	Maximal
min	Minimal
n	Valeur nominale
r	Valeur assignée
s	Courant source
t	Valeur transformée
AT	Transformateur auxiliaire
B	Jeu de barres
E	Terre
F	Position du court-circuit
G	Alternateur
HT	Haute tension, côté haute tension d'un transformateur
K	Impédances corrigées avec les facteurs de correction d'impédance K_T , K_G , K_S ou K_{TO}
LV	Basse tension, côté basse tension d'un transformateur
L	Ligne
LR	Rotor bloqué
L1, L2, L3	Phases d'un réseau triphasé à courant alternatif
M	Moteur asynchrone ou groupe de moteurs asynchrones
MO	Sans moteur
MV	Tension moyenne, côté moyenne tension d'un transformateur
N	Neutre d'un réseau à courant alternatif triphasé, nœud d'un alternateur ou d'un transformateur
P	Alternateur avec excitation "compound"
PF	Groupe de production avec convertisseur grande capacité
PFO	Sans sources de courant de groupes de production avec convertisseurs grande capacité
PV	Groupe de production photovoltaïque
Q	Point de liaison à une alimentation
R	Réactance de limitation de court-circuit

S	Groupe de production (alternateur et transformateur avec changeur de prise en charge)
SO	Groupe de production (alternateur et transformateur avec rapport de transformation constant ou connexions à circuit ouvert)
T	Transformateur
WA	Groupe de production éolien avec alternateur asynchrone
WD	Groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation
WF	Groupe de production éolien avec convertisseur grande capacité

4.4 Indices supérieurs

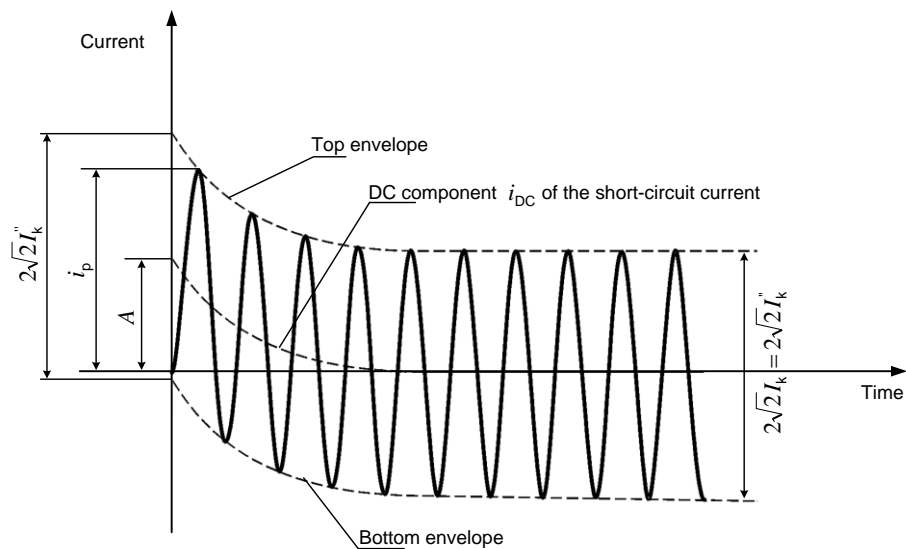
"	Valeur (initiale) subtransitoire
'	Résistance ou réactance par unité de longueur
b	Avant le court-circuit

5 Caractéristiques des courants de court-circuit: méthode de calcul

5.1 Généralités

Il convient que le calcul complet des courants de court-circuit fournisse les courbes des courants en fonction du temps au point de court-circuit, depuis l'apparition du court-circuit jusqu'à son extinction (voir Figures 1 et 2), correspondant à la valeur instantanée de la tension avant le court-circuit.

NOTE Dans les réseaux réels, le courant de court-circuit peut s'écarter de la forme d'onde des Figures 1 et 2.



IEC

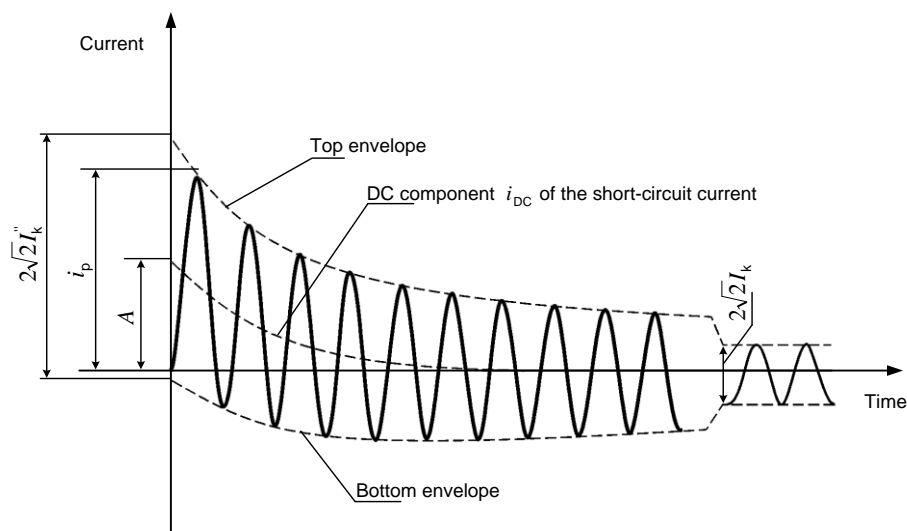
Anglais	Français
Current	Courant
Top envelope	Enveloppe supérieure
Bottom envelope	Enveloppe inférieure
Time	Temps

- I_k'' courant de court-circuit symétrique initial
 i_p valeur de crête du courant de court-circuit
 I_k courant de court-circuit permanent
 i_{DC} composante continue du courant de court-circuit
 A valeur initiale de la composante continue i_{DC}

**Figure 1 – Courant relatif à un court-circuit éloigné de tout alternateur
composante alternative constante (tracé schématique)**

Dans la plupart des cas pratiques, une telle détermination n'est pas nécessaire. Selon l'application des résultats, il est intéressant de connaître la valeur efficace de la composante alternative symétrique et la valeur de crête du courant de court-circuit i_p après l'apparition d'un court-circuit. La valeur i_p la plus élevée dépend de la constante de temps de décroissance de la composante apériodique et de la fréquence f , c'est-à-dire du rapport R/X ou X/R de l'impédance de court-circuit Z_k , et elle est atteinte si le court-circuit commence au zéro de tension. i_p dépend également de la décroissance de la composante symétrique alternative du courant de court-circuit.

Dans les réseaux maillés, il y a plusieurs constantes de temps de courant continu. C'est pourquoi une méthode simple pour calculer i_p et i_{DC} ne peut pas être donnée. Des méthodes particulières pour calculer i_p avec une précision suffisante sont indiquées à l'Article 8.



IEC

Anglais	Français
Current	Courant
Top envelope	Enveloppe supérieure
DC component i_{DC} of the short-circuit current	Composante continue i_{DC} des courants de court-circuit
Time	Temps
Bottom envelope	Enveloppe inférieure

- I_k'' courant de court-circuit symétrique initial
 i_p valeur de crête du courant de court-circuit
 I_k courant de court-circuit permanent
 i_{DC} composante continue du courant de court-circuit
 A valeur initiale de la composante continue i_{DC}

Figure 2 – Courant relatif à un court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante (tracé schématique)

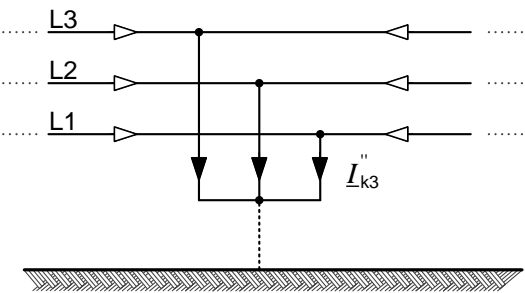


Figure 3a – Court-circuit triphasé

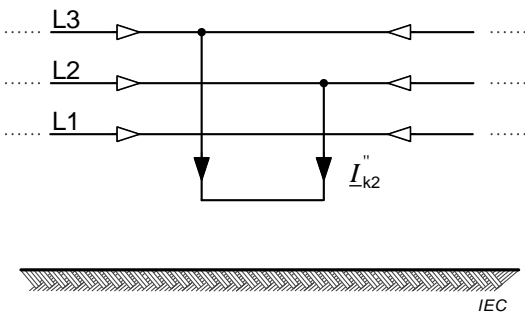


Figure 3b – Court-circuit entre phases

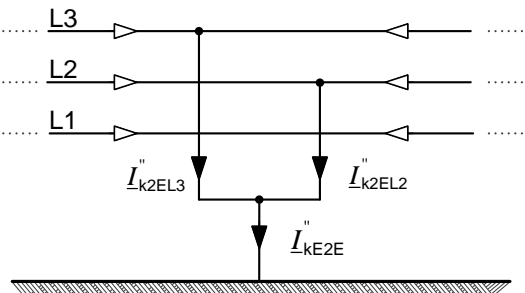


Figure 3c – Court-circuit entre phases
avec mise à la terre

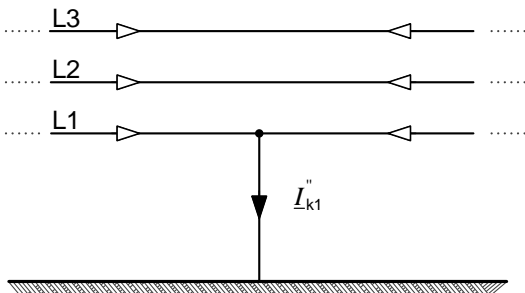


Figure 3d – Court-circuit monophasé

Short-circuit current

Partial short-circuit currents
in conductors and earth return

Anglais	Français
Short-circuit current	Courant de court-circuit
Partial short-circuit currents in conductors and earth return	Courants de court-circuit partiels dans les conducteurs et retour par la terre

Figure 3 – Caractérisation des courts-circuits et de leurs courants

5.2 Hypothèses de calcul

Le calcul des valeurs maximales et minimales des courants de court-circuit repose sur les simplifications énumérées ci-dessous.

- a) Il n'y a pas, pendant la durée du court-circuit, de modification du type de court-circuit concerné, c'est-à-dire qu'un court-circuit triphasé reste triphasé, de même qu'un court-circuit monophasé reste monophasé pendant toute la durée du court-circuit.
- a) Pendant la durée du court-circuit, il n'y a pas de modification dans le réseau concerné.
- b) L'impédance des transformateurs est rapportée au changeur de prise en position principale.
- c) Les résistances d'arc ne sont pas prises en compte.
- d) Les admittances en dérivation de charges non tournantes doivent être négligées dans les réseaux direct, inverse et homopolaire.
- e) Les capacités des lignes doivent être négligées dans les réseaux direct et inverse. Les capacités des lignes dans le réseau homopolaire doivent être prises en compte dans les réseaux mis à la terre à faible impédance ayant un coefficient de défaut à la terre (voir IEC 60027-1) supérieur à 1,4.
- f) Les admittances d'aimantation des transformateurs doivent être négligées dans les réseaux direct et inverse.

Bien que ces hypothèses ne se vérifient pas strictement pour les réseaux d'énergie considérés, le résultat du calcul remplit l'objectif qui consiste à donner des résultats qui sont généralement d'une précision acceptable.

Qu'il s'agisse de courts-circuits symétriques ou non, comme cela est représenté dans la Figure 3, les courants de court-circuit peuvent être calculés par application de composantes symétriques (voir 5.3.2).

Les impédances des matériels dans les réseaux superposés ou subordonnés doivent être divisées ou multipliées par le carré du rapport de transformation assigné t_r . Les tensions et courants doivent être convertis uniquement par le rapport de transformation assigné t_r . S'il y a plusieurs transformateurs avec des rapports de transformation assignés légèrement différents (t_{rT1} , t_{rT2} , ... t_{rTn}), entre deux réseaux, la valeur arithmétique moyenne peut être utilisée.

Pour les réseaux en unités ou les réseaux similaires, aucune transformation n'est nécessaire si ces réseaux sont cohérents, c'est-à-dire que $U_{rTHV}/U_{rTLV} = U_{nHV}/U_{nLV}$ pour chaque transformateur dans le réseau avec courants de court-circuit partiels. U_{rTHV}/U_{rTLV} n'est normalement pas égal à U_{nHV}/U_{nLV} (voir l'IEC TR 60909-2 et les exemples donnés dans l'IEC TR 60909-4).

5.3 Méthode de calcul

5.3.1 Source de tension équivalente au point de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul repose sur l'introduction d'une source de tension équivalente au point de court-circuit. La source de tension équivalente est la seule tension active du réseau. Toutes les alimentations du réseau, les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances internes (voir Article 6).

Dans tous les cas, le courant de court-circuit au point de court-circuit F peut être déterminé à l'aide d'une source de tension équivalente. Les données d'exploitation et les charges des consommateurs, la position des changeurs des transformateurs, l'excitation des alternateurs, etc., ne sont pas indispensables. Des calculs complémentaires pour les différentes charges envisageables au moment d'un court-circuit sont superflus.

La Figure 4 montre un exemple de source de tension équivalente au point de court-circuit F comme la seule tension active du réseau alimenté par un transformateur avec ou sans changeur de prise en charge. Toutes les autres tensions actives du réseau sont en court-circuit. C'est pourquoi l'alimentation du réseau de la Figure 4a est représentée par son impédance interne Z_{Qt} rapportée au côté BT du transformateur (voir 6.2) et le transformateur par son impédance rapportée au côté BT (voir 6.3). Les admittances en dérivation de la ligne, du transformateur et des charges non tournantes ne sont pas prises en considération conformément à 5.2 e) à g).

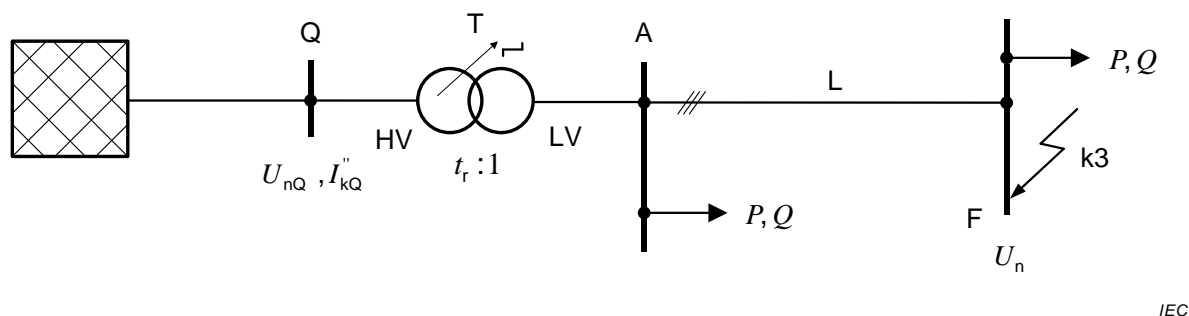


Figure 4a – Schéma de réseau

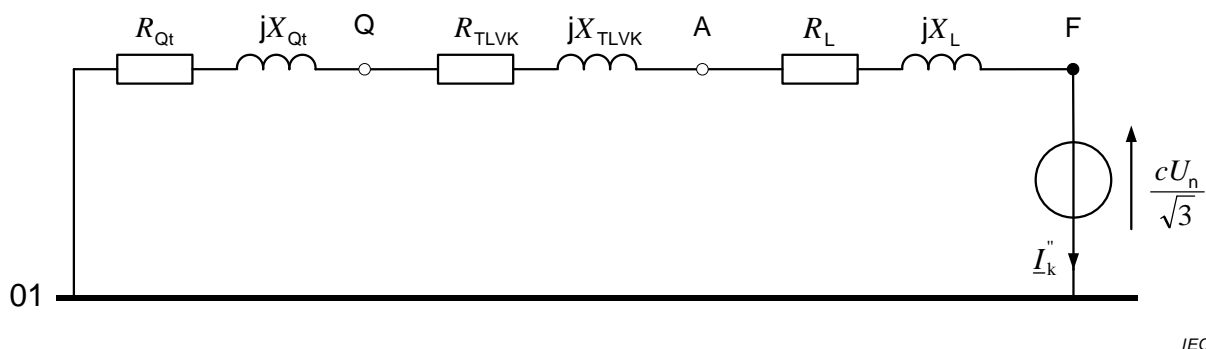


Figure 4b – Schéma du circuit équivalent du réseau direct

NOTE L'index (1) pour les impédances du réseau direct est omis. 01 représente la référence neutre directe. Les impédances du réseau d'alimentation et du transformateur sont converties du côté BT et cette dernière est également corrigée avec K_T (voir 6.3.3).

Figure 4 – Représentation du calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' suivant la procédure de la source de tension équivalente

En l'absence de normes nationales, il apparaît approprié de choisir un facteur de tension c conformément au Tableau 1, en considérant que la tension la plus élevée dans un réseau normal (sans perturbation) ne diffère pas, en moyenne, de plus d'environ +5 % (pour certains réseaux BT) ou +10 % (pour certains réseaux HT) de la tension nominale réseau U_n .

Tableau 1 – Facteur de tension c

Tension nominale du réseau U_n	Facteur de tension c pour le calcul des	
	courants de court-circuit maximaux c_{\max}^a	courants de court-circuit minimaux c_{\min}
Tension faible 100 V à 1 000 V (Tableau 1 de l'IEC 60038:2009)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^c 0,90 ^d
Haute tension ^b >1 kV à 230 kV (Tableaux 3 et 4 de l'IEC 60038:2009)	1,10	1,00
Haute tension ^{b, e} >230 kV (Tableau 5 de l'IEC 60038:2009)	1,10	1,00
^a Il convient que $c_{\max} U_n$ ne dépasse pas la tension U_m la plus élevée des matériels pour réseaux d'énergie. ^b Si aucune tension nominale n'est définie, il convient d'appliquer $c_{\max} U_n = U_m$ ou $c_{\min} U_n = 0,90 \cdot U_m$. ^c Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de ± 6 %, par exemple systèmes renommés de 380 V à 400 V. ^d Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de ± 10 %. ^e Pour les tensions nominales relatives à $U_m > 420$ kV, les facteurs de tension c ne sont pas définis dans la présente norme.		

5.3.2 Composantes symétriques

Dans les réseaux alternatifs triphasés, le calcul des valeurs des courants résultant de courts-circuits symétriques et dissymétriques est simplifié par l'utilisation de composantes symétriques. Le postulat retenu est que le matériel électrique ait une structure symétrique, par exemple dans le cas où les phases sont transposées. Les résultats du calcul de court-circuit sont également d'une précision acceptable dans le cas de lignes aériennes qui ne sont pas transposées.

En utilisant cette méthode, les courants dans chaque phase sont obtenus en ajoutant les courants relatifs aux trois composantes symétriques du réseau:

- le courant direct $\underline{I}_{(1)}$;
- le courant inverse $\underline{I}_{(2)}$;
- le courant homopolaire $\underline{I}_{(0)}$.

Si la phase L1 est prise comme référence, les courants \underline{I}_{L1} , \underline{I}_{L2} et \underline{I}_{L3} sont donnés par

$$\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{(1)} + \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad (1)$$

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

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

$$\text{où } \underline{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad \underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$$

Chacune des trois composantes symétriques du réseau possède son impédance propre.

Les types de courts-circuits dissymétriques suivants sont traités dans cette norme:

- court-circuit entre phases (voir Figure 3b),
- court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 3c),
- court-circuit monophasé (voir Figure 3d),

Pour les besoins de la présente norme, les impédances de court-circuit au point de court-circuit F doivent être distinguées des impédances de court-circuit propres à chaque matériel électrique.

Les valeurs des impédances directe et inverse peuvent différer les unes des autres dans le cas des machines tournantes et des groupes de production avec convertisseur grande capacité.

Sauf dans des cas particuliers, les impédances de court-circuit homopolaires au point de court-circuit diffèrent des impédances de court-circuit directe et inverse.

NOTE Voir l'IEC 62428.

6 Impédances de court-circuit des matériels électriques

6.1 Généralités

Pour les réseaux d'alimentation, les transformateurs, les lignes aériennes, les câbles et les réacteurs, les impédances de court-circuit directe et inverse sont égales: $Z_{(2)} = Z_{(1)}$.

Les impédances des alternateurs (G), des transformateurs de réseau (T), ainsi que des groupes de production (S) respectivement (SO) doivent être multipliées par les facteurs de correction d'impédance K_G , K_T et K_S ou K_{SO} lors du calcul des courants de court-circuit maximaux avec la source de tension équivalente au point de court-circuit conformément à la présente norme.

NOTE Des exemples d'introduction de facteurs de correction d'impédance sont donnés dans l'IEC TR 60909-4.

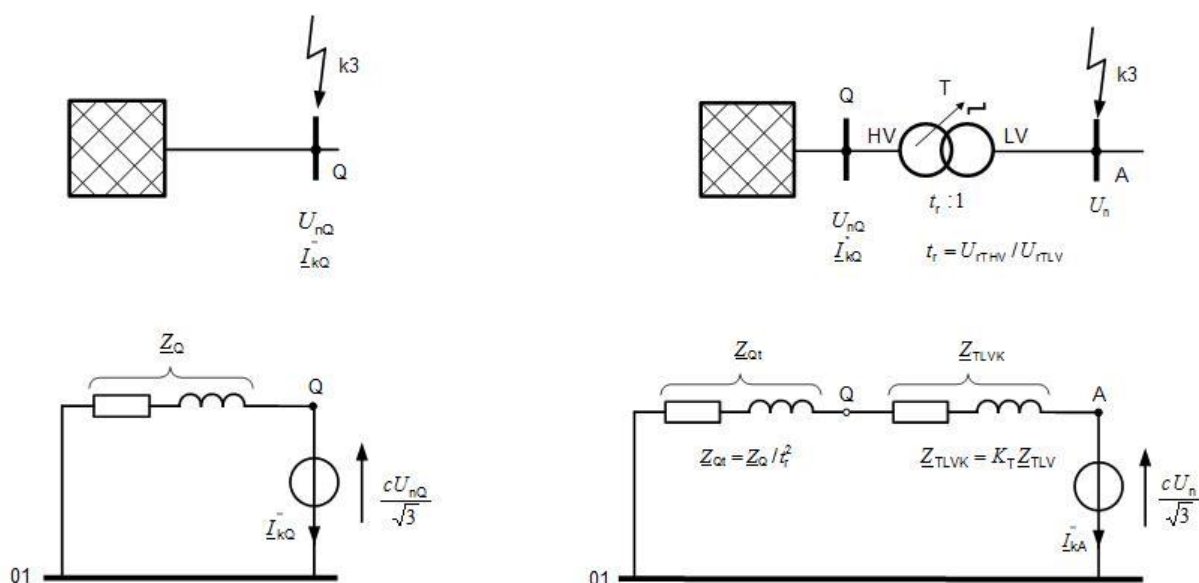
6.2 Réseaux d'alimentation

Si un court-circuit triphasé tel que celui indiqué à la Figure 5a est alimenté par un réseau dont seule la puissance de court-circuit symétrique initiale I_{kQ}'' au point de liaison Q est connue, alors il convient de déterminer l'impédance équivalente du réseau Z_Q (impédance de court-circuit directe) au point de liaison Q par l'égalité:

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

Si R_Q/X_Q est connu, alors X_Q doit être calculé comme suit:

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



IEC

Figure 5a – Sans transformateur

Fig. 5b – Avec transformateur

Figure 5 – Schéma du réseau et schéma de circuit équivalent pour réseaux d'alimentation

Si un court-circuit tel que celui indiqué à la Figure 5b est alimenté à travers un transformateur par un réseau haute tension dont seul le courant de court-circuit symétrique initial I_{kQ}'' au point de liaison Q est connue, alors l'impédance équivalente directe du réseau Z_{Qt} rapportée au côté basse tension du transformateur doit être déterminée par:

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

où

U_{nQ} est la tension nominale du réseau d'alimentation au point de liaison Q;

I_{kQ}'' est le courant de court-circuit symétrique initial du réseau d'alimentation au point de liaison Q;

c est le facteur de tension (voir Tableau 1) pour la tension nominale du réseau U_n ;

t_r est le rapport de transformation assigné pour lequel le changeur de prise en charge est en position principale.

Dans le cas de réseaux d'alimentation haute tension de tensions nominales supérieures à 35 kV alimentés par des lignes aériennes, l'impédance équivalente Z_Q peut être assimilée à une réactance, c'est-à-dire $Z_Q = 0 + jX_Q$. Dans d'autres cas, si aucune valeur précise n'est connue pour la résistance R_Q des réseaux d'alimentation, $R_Q = 0,1 X_Q$ où $X_Q = 0,995 Z_Q$ peut être remplacé. La résistance doit être prise en compte si le courant de crête de court-circuit i_p ou la composante continue i_{DC} doivent être calculés.

Les courants de court-circuit symétriques initiaux $I_{kQ\max}''$ et $I_{kQ\min}''$ du côté haute tension du transformateur doivent être fournis par le distributeur ou par un calcul adéquat conformément à la présente norme.

Dans des cas particuliers, il peut être nécessaire de prendre en compte l'impédance de court-circuit homopolaire équivalente des lignes d'alimentation, selon la configuration d'enroulement et le nœud de mise à la terre du transformateur.

NOTE Voir par exemple les cas 6 et 8 du Tableau 1 de l'IEC TR 60909-4:2000.

6.3 Transformateurs

6.3.1 Transformateurs à deux enroulements

Les impédances de court-circuit directes des transformateurs à deux enroulements $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ avec et sans changeur de prise en charge peuvent être calculées à partir des valeurs assignées du transformateur comme suit:

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

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

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

où

U_{rT} est la tension assignée du transformateur du côté haute ou basse tension;

I_{rT} est le courant assigné du transformateur du côté haute ou basse tension;

S_{rT} est la puissance assignée apparente du transformateur;

P_{krT} est la perte totale des enroulements du transformateur pour le courant assigné;

u_{kr} est la tension de court-circuit pour le courant assigné, en pourcentage;

u_{Rr} est la composante résistive assignée de la tension de court-circuit, en pourcentage.

La composante résistive u_{Rr} peut être calculée à partir des pertes totales des enroulements P_{krT} pour le courant assigné I_{rT} , les deux étant rapportés au même côté du transformateur (voir la Formule (8)).

Le rapport R_T/X_T décroît généralement avec la taille du transformateur. Pour les gros transformateurs, la résistance est si faible que l'impédance peut être assimilée à la seule réactance pour le calcul des courants de court-circuit. La résistance doit être prise en compte si le courant de crête de court-circuit i_p ou la composante continue i_{DC} doivent être calculés.

Les données nécessaires au calcul de $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$ peuvent être obtenues sur la plaque signalétique. L'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$ peut être obtenue sur la plaque signalétique ou auprès du constructeur.

NOTE Les données réelles pour les transformateurs à deux enroulements utilisés comme transformateurs de réseau ou dans les centrales sont indiquées dans l'IEC TR 60909-2. Les montages d'impédance homopolaire pour le calcul des courants de court-circuit dissymétriques sont donnés dans l'IEC TR 60909-4.

6.3.2 Transformateurs à trois enroulements

Pour les transformateurs à trois enroulements, les impédances de court-circuit directes \underline{Z}_A , \underline{Z}_B et \underline{Z}_C correspondant à la Figure 6, peuvent être calculées à partir des trois impédances de court-circuit (rapportées à l'enroulement A du transformateur):

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

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

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

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

par les formules

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

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

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

où

U_{rTA}	est la tension assignée de la borne A;
S_{rTAB}	est la puissance apparente assignée entre les bornes A et B;
S_{rTAC}	est la puissance apparente assignée entre les bornes A et C;
S_{rTBC}	est la puissance apparente assignée entre les bornes B et C;
u_{RrAB} , u_{XrAB}	sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes A et B;
u_{RrAC} , u_{XrAC}	sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes A et C;
u_{RrBC} , u_{XrBC}	sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes B et C.

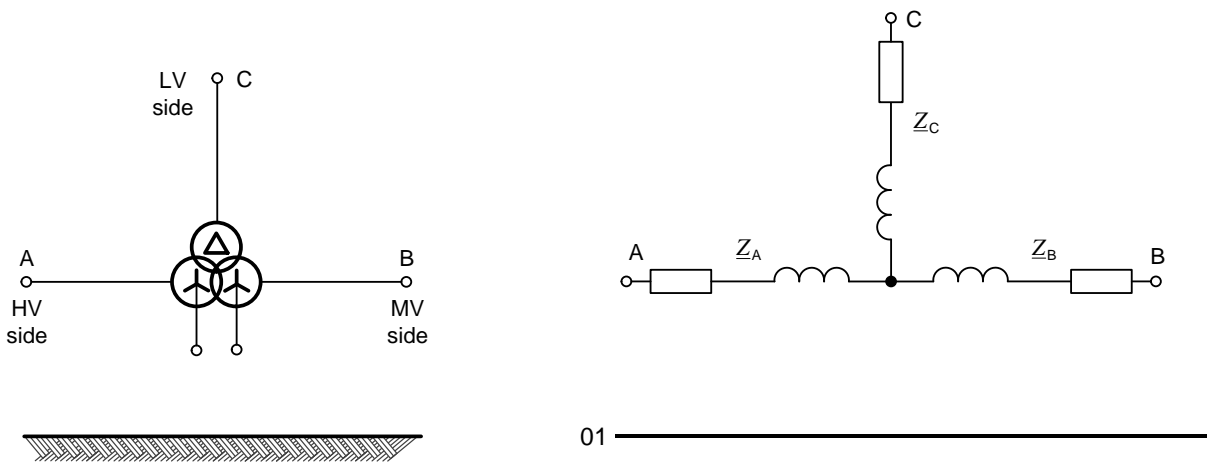


Figure 6a – Indication des couplages enroulements

Figure 6b – Schéma de circuit équivalent
(réseau direct)

Anglais	Français
LV, HV, MV side	Côté BT, HT, MT

Figure 6 – Transformateur à trois enroulements (exemple)

Les impédances homopolaires des transformateurs à trois enroulements peuvent être obtenues auprès du constructeur.

NOTE Des exemples d'impédances de transformateurs à trois enroulements sont donnés dans l'IEC TR 60909-2. Des informations complémentaires peuvent être trouvées dans l'IEC TR 60909-4.

6.3.3 Facteurs de correction d'impédance pour transformateurs de réseau à deux et trois enroulements

Un transformateur de réseau est un transformateur reliant deux réseaux de tensions différentes ou plus. Les facteurs de correction d'impédance doivent être appliqués uniquement pour le calcul des courants de court-circuit maximaux. Pour les courts-circuits dissymétriques, les facteurs de correction d'impédance doivent être appliqués également aux impédances inverse et homopolaire.

Pour les transformateurs de réseau à deux enroulements avec et sans changeur de prise en charge, un facteur de correction d'impédance K_T doit être introduit en plus de l'impédance évaluée conformément aux Formules (7) à (9): $Z_{TK} = K_T Z_T$ où $Z_T = R_T + jX_T$.

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

où x_T est la réactance relative du transformateur $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$ et c_{\max} du Tableau 1 correspond à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur du réseau. Ce facteur de correction ne doit pas être introduit pour les transformateurs de groupes de production (voir 6.7) et de groupes de production éoliens (voir 6.8).

Si les conditions de fonctionnement à long terme des transformateurs de réseau avant le court-circuit sont connues avec certitude, alors la Formule (12b) peut être utilisée à la place de la Formule (12a).

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

où

c_{\max} est le facteur de tension provenant du Tableau 1, correspondant à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur du réseau;

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

U^b est la tension de fonctionnement la plus élevée avant le court-circuit;

I_T^b est le courant de fonctionnement le plus élevé avant le court-circuit (il dépend de la configuration du réseau et de la philosophie de fiabilité applicable);

$\cos \phi_T^b$ est le facteur de puissance du transformateur avant le court-circuit.

Pour les transformateurs de réseau à trois enroulements avec et sans changeur de prise en charge, trois facteurs de correction d'impédance peuvent être trouvés en utilisant les valeurs relatives des réactances du transformateur (voir 6.3.2):

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

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

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

Avec les impédances Z_{AB} , Z_{AC} et Z_{BC} selon la Formule (10), les valeurs corrigées $Z_{ABK} = K_{TAB} Z_{AB}$, $Z_{ACK} = K_{TAC} Z_{AC}$ et $Z_{BCK} = K_{TBC} Z_{BC}$ peuvent être trouvées. À l'aide de ces impédances, les impédances équivalentes corrigées Z_{AK} , Z_{BK} et Z_{CK} doivent être calculées en utilisant la procédure donnée dans la Formule (11).

Les trois facteurs de correction d'impédance donnés dans la Formule (13) doivent être également introduits dans les réseaux inverse et homopolaire.

Les impédances entre un nœud et la terre doivent être introduites sans facteur de correction.

NOTE Les circuits équivalents des systèmes directs et homopolaires sont donnés dans l'IEC TR 60909-4:2000, Tableau 1, points 4 à 7 pour les différents cas de nœuds de mise à la terre. De manière générale, les impédances $Z_{(0)A}$, $Z_{(0)B}$ ou $Z_{(0)C}$ sont similaires à $Z_{(1)A}$, $Z_{(1)B}$ ou $Z_{(1)C}$. Un exemple pour l'introduction des facteurs de correction de la Formule (13) pour les réseaux d'impédances directes et homopolaires des circuits équivalents est donné en 2.2 de l'IEC TR 60909-4:2000.

Si dans des cas spéciaux, par exemple dans le cas d'autotransformateurs avec changeur de prise en charge, les tensions de court-circuit des transformateurs u_{k+} en position $+p_T$ et u_{k-} en position $-p_T$ (voir l'IEC TR 60909-2) sont toutes deux très supérieures à la valeur u_{kr} , il peut ne pas être nécessaire d'introduire les facteurs de correction d'impédance K_T .

6.4 Lignes aériennes et câbles

Les impédances de court-circuit directes $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$ peuvent être calculées à partir des données relatives aux conducteurs, telles que les sections et distances entre axes des conducteurs.

Pour la mesure de l'impédance de court-circuit directe \underline{Z}_L et de l'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)L} = R_{(0)L} + jX_{(0)L}$, voir l'IEC TR 60909-4. Les impédances homopolaires peuvent parfois être évaluées à partir des rapports $R_{(0)L}/R_L$ et $X_{(0)L}/X_L$ (voir l'IEC TR 60909-2).

Les impédances \underline{Z}_L et $\underline{Z}_{(0)L}$ des câbles basse et haute tension peuvent être tirées de l'IEC TR 60909-2 ou de manuels ou de données fournis par les constructeurs.

Pour les températures supérieures à 20 °C, voir la Formule (32).

La résistance effective par unité de longueur R'_L des lignes aériennes à la température des conducteurs de 20 °C peut être calculée au moyen de la section nominale q_n et de la résistivité ρ :

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

Les valeurs suivantes de résistivité peuvent être utilisées:

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

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

Alliage d'aluminium $\rho = \frac{1}{31} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$

La réactance par unité de longueur X'_L des lignes aériennes peut être calculée en prenant pour hypothèse qu'il y a transposition, par:

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

où

d est la distance géométrique moyenne entre conducteurs ou entre axes de faisceaux:
 $d = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L2L3} \cdot d_{L3L1}}$;

r est le rayon d'un conducteur unique. Dans le cas de faisceaux de conducteurs, r doit être remplacé par $r_B = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$, où R est le rayon du faisceau (voir l'IEC TR 60909-2);

n est le nombre de conducteurs en faisceau; pour un seul conducteur $n = 1$;

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

6.5 Réactances de limitation de court-circuit

Les impédances de court-circuit directe, inverse et homopolaire sont égales, s'il y a symétrie géométrique. Les réactances de limitation du courant de court-circuit doivent être traitées comme faisant partie de l'impédance de court-circuit.

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

où

u_{kR} et I_{rR} sont données sur la plaque signalétique;

U_n est la tension nominale réseau.

6.6 Machines synchrones

6.6.1 Alternateurs synchrones

Dans le calcul des courants de court-circuit symétriques initiaux maximaux dans les réseaux alimentés directement par des alternateurs sans transformateurs intermédiaires, par exemple dans les réseaux industriels ou les réseaux basse tension, l'impédance suivante doit être utilisée dans le réseau direct.

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

avec le facteur de correction

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

où

\underline{Z}_{GK} est l'impédance subtransitoire corrigée de l'alternateur;

c_{\max} est le facteur de tension conformément au Tableau 1;

U_n est la tension nominale réseau;

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur;

R_G est la résistance de l'alternateur;

X_d'' est la réactance subtransitoire saturée de l'alternateur;

\underline{Z}_G est l'impédance subtransitoire de l'alternateur dans le réseau direct;

$\cos \varphi_{rG}$ est le facteur de puissance de l'alternateur dans les conditions assignées;

x_d'' est la réactance subtransitoire relative saturée de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$.

Si la tension aux bornes de l'alternateur est de façon permanente différente de U_{rG} , il peut être nécessaire d'introduire $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ à la place de U_{rG} dans la Formule (18), pour calculer les courants de court-circuit triphasés maximaux.

Pour les impédances de court-circuit des alternateurs synchrones dans les réseaux inverse et homopolaire, les données suivantes s'appliquent avec K_G pris dans la Formule (18):

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

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

Si X_q'' n'est pas connu, il est possible de prendre $X_{(2)G} = X_d''$.

Pour l'impédance de court-circuit des alternateurs synchrones dans les réseaux directs, ce qui suit s'applique avec K_G pris dans la Formule (18):

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

Si une impédance est introduite entre le point neutre de l'alternateur et la terre, le facteur de correction K_G ne doit pas être utilisé pour cette impédance.

Pour calculer le courant de court-circuit minimal, utiliser $K_G = 1$.

La nécessité de calculer des courants de court-circuit minimaux peut intervenir en raison d'un fonctionnement en sous-excitation des alternateurs (condition de faible charge dans les réseaux de câbles ou dans les réseaux comprenant des lignes aériennes de grande longueur, des stations d'hydropompage). Dans ce cas, une prise en compte spécifique qui sort du domaine d'application et de la procédure de la présente norme doit être prise en considération (voir par exemple 2.2.1 de l'IEC TR 60909-1:2002).

6.6.2 Moteurs et compensateurs synchrones

Pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' , la valeur de crête du courant de court-circuit i_p , le courant de court-circuit symétrique coupé I_b , et le courant de court-circuit permanent I_k , les moteurs et compensateurs synchrones sont traités comme des générateurs synchrones.

Si les moteurs synchrones ont une régulation de tension, ils sont traités comme les générateurs synchrones. Dans le cas contraire, des considérations spécifiques sont nécessaires.

6.7 Groupes de production

6.7.1 Groupes de production avec changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit maximaux des groupes de production (S) avec changeurs de prise en charge, la formule suivante est utilisée pour l'impédance de l'ensemble du groupe de production pour les courts-circuits du côté haute tension du transformateur de groupe (voir Figure 8c):

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

avec le facteur de correction

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

où

Z_{SK} est l'impédance corrigée du groupe de production avec changeur de prise en charge rapportée au côté haute tension;

Z_G est l'impédance subtransitoire de l'alternateur, $Z_G = R_G + jX_d''$, voir 6.6.1;

Z_{THV} est l'impédance du transformateur de groupe rapportée au côté haute tension (sans facteur de correction K_T);

U_{nQ} est la tension nominale du réseau au point de liaison à l'alimentation Q du groupe de production;

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur;

$\cos \varphi_{rG}$ est le facteur de puissance de l'alternateur dans les conditions assignées;

x_d'' est la réactance subtransitoire relative saturée de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$;

x_T est la réactance relative saturée du transformateur de groupe en position principale du changeur de prise en charge: $x_T = X_T/(U_{rT}^2/S_{rT})$;

t_r est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe: $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$.

Pour calculer le courant de court-circuit minimal, utiliser $K_S = 1$.

Si la tension minimale de fonctionnement $U_{Qmin}^b \geq U_{nQ}$ du côté haute tension du transformateur de groupe du groupe de production est bien établie à partir d'une longue expérience de fonctionnement du réseau, le produit $U_{nQ} \cdot U_{Qmin}^b$ peut être utilisé à la place de U_{nQ}^2 dans la Formule (22).

La tension de fonctionnement aux bornes de l'alternateur est, par hypothèse, égale à U_{rG} . Si la tension U_G est supérieure de façon permanente à U_{rG} , alors il convient d'introduire $U_{Gmax} = U_{rG}(1+p_G)$ à la place de U_{rG} , avec par exemple, $p_G = 0,05$.

Si un fonctionnement en sous-excitation du groupe de production est momentanément envisagé (par exemple jusqu'à un certain niveau, en particulier dans une centrale de pompage) alors ce n'est que pour le calcul des courants de court-circuit dissymétriques avec mise à la terre (voir Figures 3c et 3d) que l'application de K_S conformément à la Formule (22) peut conduire à des résultats plutôt en deçà de la vérité. Dans ce cas des considérations particulières sont nécessaires, par exemple la méthode de superposition.

En calculant le courant de court-circuit partiel I_{kS}'' du côté haute tension de la plupart des transformateurs ou de l'élément de court-circuit total au point de court-circuit côté haute tension d'un groupe de production, il n'est pas nécessaire de tenir compte de la contribution des moteurs reliés au transformateur existant pour le calcul du court-circuit I_{kS}'' .

NOTE L'IEC TR 60909-4 donne dans ces cas des indications aux utilisateurs.

6.7.2 Groupe de production sans changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit maximaux des groupes de production (S) sans changeurs de prise en charge, la formule suivante est utilisée pour l'impédance de l'ensemble du groupe de production pour un court-circuit du côté haute tension du transformateur de groupe (voir Figure 8d):

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

avec le facteur de correction

$$K_{\text{SO}} = \frac{U_{\text{nQ}}}{U_{\text{rG}} \cdot (1 + p_{\text{G}})} \cdot \frac{U_{\text{rTLV}}}{U_{\text{rTHV}}} \cdot (1 \pm p_{\text{T}}) \cdot \frac{c_{\text{max}}}{1 + x_{\text{d}}'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{rG}}}} \quad (24)$$

où

- $\underline{Z}_{\text{SOK}}$ est l'impédance de court-circuit corrigée du groupe de production sans changeur de prise en charge;
- \underline{Z}_{G} est l'impédance subtransitoire de l'alternateur, voir 6.6.1;
- $\underline{Z}_{\text{THV}}$ est l'impédance du transformateur de groupe rapportée au côté haute tension (sans facteur de correction K_{T});
- U_{nQ} est la tension nominale du réseau au point de liaison à l'alimentation Q du groupe de production;
- U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur; $U_{\text{Gmax}} = U_{\text{rG}} (1 + p_{\text{G}})$, avec par exemple $p_{\text{G}} = 0,05$ à $0,10$;
- $\cos \varphi_{\text{rG}}$ est le facteur de puissance de l'alternateur dans les conditions assignées;
- x_{d}'' est la réactance subtransitoire relative saturée de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x_{\text{d}}'' = X_{\text{d}}'' / Z_{\text{rG}}$ où $Z_{\text{rG}} = U_{\text{rG}}^2 / S_{\text{rG}}$;
- t_r est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe: $t_r = U_{\text{rTHV}} / U_{\text{rTLV}}$;
- $1 \pm p_{\text{T}}$ doit être introduit si le transformateur de groupe a des prises à vide et si une de ces prises est utilisée en permanence. Dans le cas contraire, prendre $1 \pm p_{\text{T}} = 1$. Si le courant de court-circuit partiel le plus élevé possible du groupe de production du côté haute tension du transformateur avec des prises à vide est recherché, utiliser $1 - p_{\text{T}}$.

Dans le cas de courts-circuits dissymétriques, le facteur de correction d'impédance K_{SO} de la Formule (24) doit être appliqué aux impédances directe, inverse et homopolaire du groupe de production. Si une impédance est introduite entre le nœud du transformateur et la terre, le facteur de correction K_{SO} ne doit pas être utilisé pour cette impédance.

Le facteur de correction ne dépend pas du fait que l'alternateur soit surexcité ou sous-excité avant le court-circuit.

En calculant le courant de court-circuit partiel I_{kSO}'' du côté haute tension de la plupart des transformateurs ou de l'élément de court-circuit total au point de court-circuit côté haute tension d'un groupe de production, il n'est pas nécessaire de tenir compte de la contribution des moteurs reliés au transformateur existant pour le calcul du court-circuit I_{kSO}'' .

Pour calculer le courant de court-circuit minimal, utiliser $K_{\text{SO}} = 1$.

6.8 Groupes de production éoliens

6.8.1 Généralités

Le Paragraphe 6.8 traite des courants de court-circuit des groupes de production éoliens avec alternateurs asynchrones ainsi qu'avec alternateurs asynchrones à double alimentation. Les groupes de production éoliens avec convertisseur grande capacité sont traités en 6.9.

Pour le calcul des courants de court-circuit, les alternateurs des groupes de production éoliens et leurs transformateurs de groupe sont combinés en une seule unité. Toutes les quantités sont associées au côté de haute tension du transformateur de groupe.

La présente norme ne traite pas des courants de court-circuit qui se produisent aux bornes d'alternateurs asynchrones à double alimentation ou aux bornes de convertisseur de groupes de production éoliens avec alternateurs synchrones ou asynchrones connectés à des convertisseurs grande capacité. Dans ce cas, le constructeur peut donner des informations.

Dans de nombreux cas, les règles de connexion au réseau exigent que le groupe de production éolien applique un courant principalement réactif pendant un court-circuit. Pendant cet intervalle, la station joue le rôle de source de courant réglée (voir 7.2.1).

Le facteur de correction d'impédance K_T pour les transformateurs de groupe d'un groupe de production éolien ne doit pas être pris en compte.

6.8.2 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone

L'impédance Z_G de l'alternateur asynchrone doit être calculée comme suit:

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

où

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur asynchrone;

I_{rG} est le courant assigné de l'alternateur asynchrone;

S_{rG} est la puissance assignée apparente de l'alternateur asynchrone;

I_{LR}/I_{rG} est le rapport du courant de rotor bloqué symétrique sur le courant assigné de l'alternateur asynchrone.

La valeur complexe de l'impédance \underline{Z}_G doit être calculée par:

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

Si R_G/X_G n'est pas donné par le constructeur, alors $R_G/X_G = 0,1$ peut être utilisé.

L'impédance de court-circuit totale de réseau direct Z_{WA} d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone pour le calcul de la contribution au courant de court-circuit sur le côté de haute tension du transformateur de groupe doit être calculée au moyen de la Formule (27):

$$Z_{WA} = t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV} \quad (27)$$

où

Z_G est l'impédance de l'alternateur asynchrone, Formule (26),

Z_{THV} est l'impédance du transformateur de groupe sur le côté de haute tension,

t_r est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe:
 $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$.

Dans les cas de courts-circuits dissymétriques $Z_{(2)WA}/Z_{WA} = 1$ peut être utilisé. L'impédance homopolaire $Z_{(0)WA}$ dépend du type de transformateur et de mise à la terre.

6.8.3 Groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone à double alimentation

L'impédance de court-circuit totale de réseau direct Z_{WD} d'un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation doit être calculée comme suit.

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

où

U_{rTHV} est la tension assignée du transformateur de groupe sur le côté de haute tension;

κ_{WD} est le facteur relatif au calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit, fourni par le constructeur et rapporté au côté haute tension;

i_{WDmax} est la valeur instantanée de court-circuit la plus élevée en cas de court-circuit triphasé.

Le facteur κ_{WD} dépend des influences de l'équipement de protection du convertisseur comme la résistance du circuit de limitation de tension et du hacheur. Si κ_{WD} n'est pas connu, alors $\kappa_{WD} = 1,7$ doit être utilisé.

La valeur complexe de l'impédance de court-circuit Z_{WD} doit être calculée par la Formule (29).

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

Si R_{WD}/X_{WD} n'est pas donné par le constructeur, alors $R_{WD}/X_{WD} = 0,1$ peut être utilisé.

Dans le cas de courts-circuits dissymétriques, $Z_{(2)WD}$ dépend des stratégies de conception et de commande, l'impédance de réseau homopolaire $Z_{(0)WD}$ dépend du type de transformateur et de mise à la terre. Les valeurs sont données par le constructeur.

NOTE Il n'y a pas de relation directe entre le facteur κ_{WD} de la Formule (28) et le rapport R_{WD}/X_{WD} de la Formule (29) en raison de l'influence du convertisseur et de son système de protection sur le maximal i_{WDmax} .

6.9 Groupes de production avec convertisseur grande capacité

Les groupes de production avec convertisseur grande capacité (PF), par exemple les groupes de production éoliens (WF) et les groupes de production photovoltaïques (PV) sont modélisés dans le réseau direct par une source de courant. Le courant de source dépend du type de court-circuit et doit être donné par le constructeur. L'impédance en dérivation de réseau direct Z_{PF} est, par hypothèse, infinie.

En cas de courts-circuits dissymétriques, les impédances de réseau inverse $\underline{Z}_{(2)PF}$ dépendent des stratégies de conception et de commande, dont les valeurs sont données par le constructeur. L'impédance de réseau homopolaire $\underline{Z}_{(0)PF}$ est infinie.

Les groupes de production avec convertisseur grande capacité peuvent être négligés si leurs contributions sont inférieures ou égales à 5 % du court-circuit initial sans ces groupes de production.

6.10 Moteurs asynchrones

L'impédance Z_M des moteurs asynchrones dans les réseaux direct et inverse peut être déterminée par:

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

où

U_{rM} est la tension assignée du moteur;

I_{rM} est le courant assigné du moteur;

S_{rM} est la puissance assignée apparente du moteur: $S_{rM} = P_{rM}/(\eta_{rM} \cos \varphi_{rM})$;

I_{LR}/I_{rM} est le rapport du courant de rotor bloqué sur le courant assigné du moteur.

La valeur complexe de l'impédance \underline{Z}_M doit être calculée par:

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

Si R_M/X_M n'est pas donné par le constructeur, les relations qui suivent peuvent être utilisées selon une précision suffisante pour R_M/X_M :

$R_M/X_M = 0,10$, avec $X_M = 0,995 Z_M$ pour les moteurs haute tension avec des puissances P_{rM} par paire de pôles ≥ 1 MW;

$R_M/X_M = 0,15$, avec $X_M = 0,989 Z_M$ pour les moteurs haute tension avec des puissances P_{rM} par paire de pôles < 1 MW;

$R_M/X_M = 0,42$, avec $X_M = 0,922 Z_M$ pour les groupes de moteurs à basse tension avec câbles de liaison.

L'impédance saturée \underline{Z}_M peut également être calculée à partir des paramètres du circuit électrique équivalent dans les conditions de rotor bloqué.

L'impédance de réseau homopolaire $\underline{Z}_{(0)M}$ du moteur doit être donnée par le constructeur, si nécessaire (voir l'Article 11).

6.11 Moteurs à convertisseur statique

Les moteurs à convertisseur statique réversibles (par exemple moteurs de laminoir) ne sont pris en compte que pour les courts-circuits triphasés, si les masses tournantes des moteurs et l'équipement statique contribuent au freinage par récupération d'énergie (fonctionnement transitoire inversé) au moment du court-circuit. Ils ne contribuent qu'au courant de court-circuit symétrique initial I_k'' et au courant de court-circuit de crête i_p . Ils ne contribuent pas au courant de court-circuit symétrique coupé I_b ni au courant de court-circuit permanent I_k .

En conséquence, les moteurs à convertisseur statique réversibles sont traités pour le calcul des courants de court-circuit comme des moteurs asynchrones. Les règles suivantes s'appliquent:

Z_M est l'impédance conformément à la Formule (30);

U_{rM} est la tension assignée du transformateur à convertisseur statique du côté réseau ou la tension assignée du convertisseur statique, en l'absence de transformateur;

I_{rM} est le courant assigné du transformateur à convertisseur statique du côté réseau ou le courant assigné du convertisseur statique, en l'absence de transformateur;

$I_{LR}/I_{rM} = 3$;

$R_M/X_M = 0,10$ avec $X_M = 0,995 Z_M$.

Dans le cadre de la présente norme, il n'est pas tenu compte des autres convertisseurs statiques pour le calcul des courants de court-circuit.

6.12 Capacités et charges non rotatives

En raison des méthodes de calcul données dans l'Article 5, les admittances en parallèle et les charges non tournantes ne peuvent pas être prises en compte, comme indiqué en 5.2 e) et 5.2 f).

Le courant de décharge des condensateurs en parallèle peut être négligé pour le calcul du courant de court-circuit de crête.

L'effet des condensateurs en série peut être négligé dans le calcul des courants de court-circuit s'ils sont équipés de dispositifs limiteurs de tension en parallèle qui fonctionnent en cas de court-circuit.

Dans le cas de réseaux de transport de courant continu haute tension, les bancs de condensateurs et les filtres doivent faire l'objet d'une attention particulière lors du calcul des courants de court-circuit alternatifs.

7 Calcul du courant de court-circuit initial

7.1 Généralités

7.1.1 Vue générale

Le courant de court-circuit maximal est responsable des caractéristiques assignées du matériel relativement aux contraintes mécaniques et thermiques, le courant de court-circuit minimal doit être calculé pour la sélection de la protection du système. Le Tableau 2 représente une vue générale des courants de court-circuit et des types de défaillances devant être prises en compte:

Tableau 2 – Importance des courants de court-circuit

Courants de court-circuit	Matériel	Courants concernés		
		k3	k2	k1
<i>courants maximaux</i> contrainte:				
– dynamique	composants des installations	i_p	i_p	–
– mise sous tension	appareils de connexion	i_p	–	i_p
– mise hors tension	appareils de connexion	I_b	–	I_b
– thermique	composants des installations, lignes	I_{th}	–	I_{th}
<i>courants minimaux</i>				
déclenchement des relais	protection	–	I_k'', I_k	I_k'', I_k

De manière générale, une distinction est faite entre les défauts éloignés de tout alternateur et proches d'un alternateur (voir 3.16 et 3.17).

De plus, la distinction doit être faite entre un court-circuit à alimentation unique, plusieurs courts-circuits à alimentation unique et des courts-circuits à alimentation multiple.

Les courts-circuits à alimentation unique à travers un transformateur conformément à la Figure 4 peuvent a priori être considérés comme des courts-circuits éloignés d'un alternateur si $X_{TLVK} \geq 2X_{Qt}$ avec X_{Qt} étant calculé conformément à 6.2 et $X_{TLVK} = K_T X_{TLV}$ conformément à 6.3.

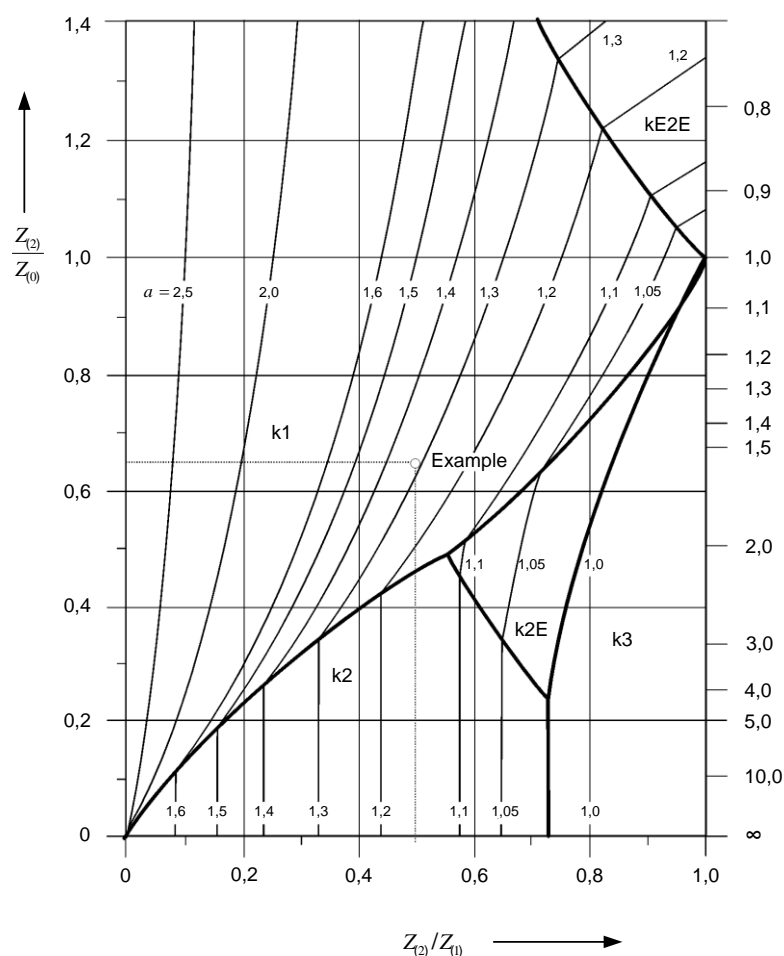
Dans le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alimentés par des alternateurs, des groupes de production et des moteurs (courts-circuits proches d'un alternateur et/ou proches d'un moteur), il est utile de connaître non seulement le courant de court-circuit symétrique initial I_k'' et la valeur de crête du courant de court-circuit i_p , mais également le courant de court-circuit symétrique coupé I_b et le courant de court-circuit permanent I_k . Dans ce cas, le courant de court-circuit symétrique coupé I_b est inférieur au courant de court-circuit symétrique initial I_k'' . Normalement, le courant de court-circuit permanent I_k est inférieur au courant de court-circuit symétrique coupé I_b .

Dans un court-circuit proche d'un alternateur, la composante alternative du courant de court-circuit décroît normalement avec le temps. Un exemple est décrit à la Figure 2. Il peut arriver que le courant de court-circuit décroissant s'annule pour la première fois quelques périodes après l'apparition du court-circuit. Cela est possible si la constante de temps continue d'une machine synchrone est supérieure à sa constante de temps subtransitoire. Ce phénomène n'est pas traité dans la présente norme.

La composante apériodique décroissante i_{DC} du courant de court-circuit peut être calculée conformément à la Formule (81).

Si $Z_{(2)}$ n'est pas connu pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial, il est possible de prendre $Z_{(2)} = Z_{(1)}$.

Le type de court-circuit qui conduit au courant de court-circuit le plus élevé dépend des valeurs des impédances directe, inverse et homopolaire de court-circuit du réseau. La Figure 7 illustre pour cela le cas spécial où $Z_{(0)}$, $Z_{(1)}$ et $Z_{(2)}$ ont le même angle d'impédance. Cette Figure est utile pour l'information mais il convient de ne pas l'utiliser à la place du calcul.



Anglais	Français
Exemple	Exemple

α est la relation entre le courant de court-circuit asymétrique et le courant de court-circuit triphasé.

Exemple:

$Z_{(2)} / Z_{(1)} = 0,50$
 $Z_{(2)} / Z_{(0)} = 0,65$ Le court-circuit monophasé donne le courant de court-circuit le plus élevé

Figure 7 – Schéma pour déterminer le type de court-circuit (Figure 3) pour le courant de court-circuit initial le plus élevé rapporté au courant de court-circuit triphasé initial lorsque les angles d'impédance des impédances séquentielles $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ et $Z_{(0)}$ sont identiques

Pour le cas habituel où $Z_{(0)}$ est supérieur à $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, le courant de court-circuit initial le plus élevé apparaît pour le court-circuit triphasé. Cependant, pour les courts-circuits proches des transformateurs avec faible impédance homopolaire, $Z_{(0)}$ peut être inférieur à $Z_{(1)}$. Dans ce cas, le courant de court-circuit initial le plus élevé I_{kE2E} apparaît pour un court-circuit entre phases avec mise à la terre (voir Figure 7 pour $Z_{(2)}/Z_{(1)} = 1$ et $Z_{(2)}/Z_{(0)} > 1$).

Les courts-circuits peuvent avoir une ou plusieurs sources, comme représenté sur les Figures 8, 9 et 10. Les calculs les plus simples concernent les défauts symétriques des réseaux radiaux, dans la mesure où les contributions individuelles à un court-circuit symétrique peuvent être évaluées séparément pour chaque source (Figure 9).

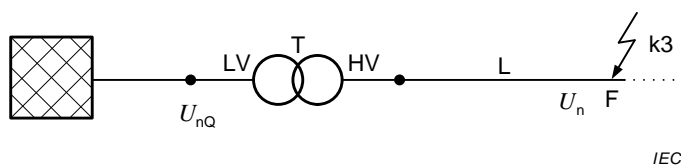


Figure 8a – Court-circuit alimenté depuis un réseau d'alimentation par l'intermédiaire d'un transformateur



Figure 8b – Court-circuit alimenté depuis un alternateur

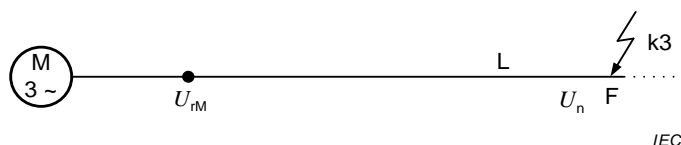


Figure 8c – Court-circuit alimenté depuis un moteur asynchrone

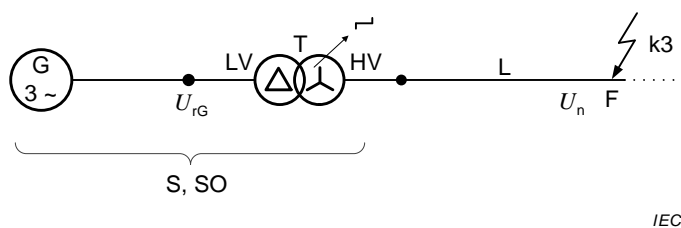


Figure 8d – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production (alternateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge)

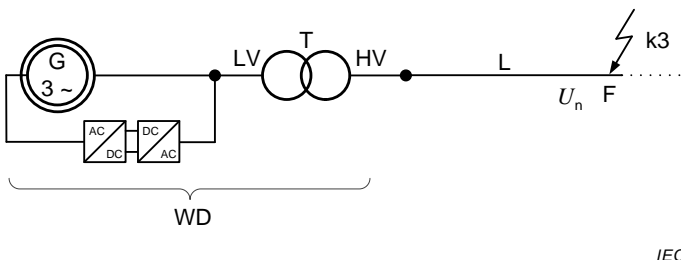


Figure 8e – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation

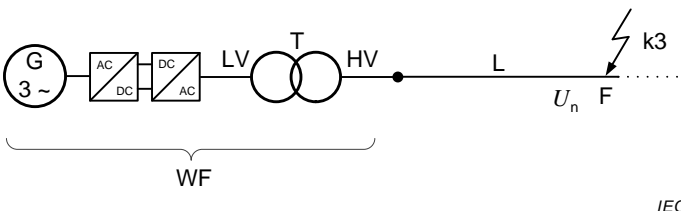


Figure 8f – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production éolien avec convertisseur grande capacité

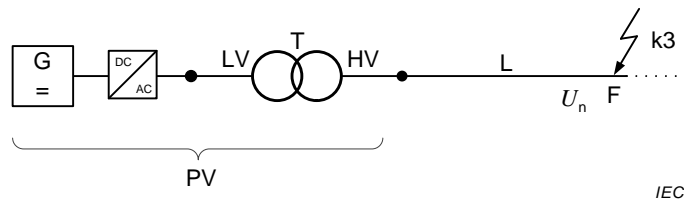


Figure 8g – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production photovoltaïque avec convertisseur grande capacité

Figure 8 – Exemples de courts-circuits à alimentation unique

Lorsque des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant sont utilisés pour protéger les sous-stations, le courant de court-circuit symétrique initial est d'abord calculé comme si ces dispositifs n'étaient pas disponibles. Le courant coupé est déterminé à partir du courant de court-circuit symétrique initial calculé et des courbes caractéristiques des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant; il correspond à la valeur de crête du courant de court-circuit de la sous-station en aval.

Pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial I_k'' du courant de court-circuit symétrique coupé I_b , et du courant de court-circuit permanent I_k au point de court-circuit, le réseau peut être réduit en une impédance de court-circuit équivalente Z_k au point de court-circuit. Cette procédure ne peut pas être utilisée pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit i_p .

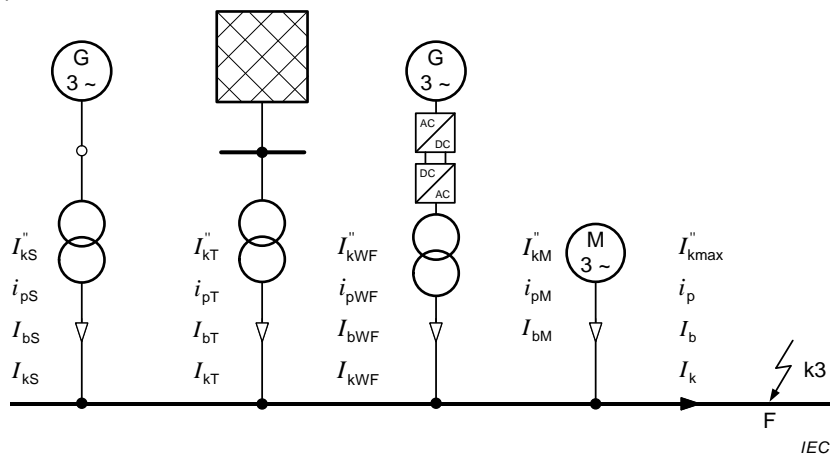
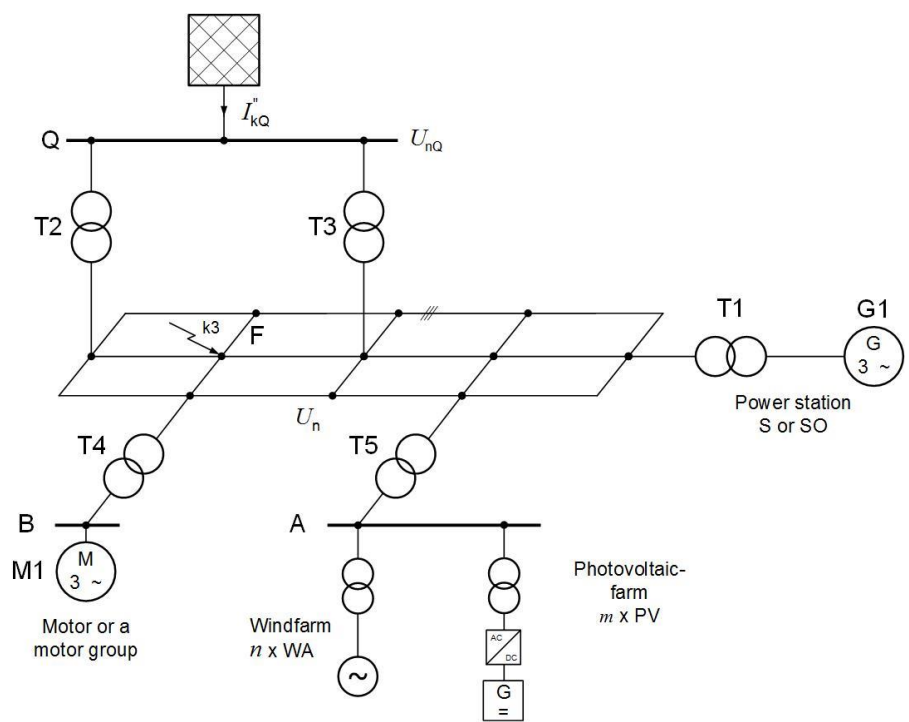


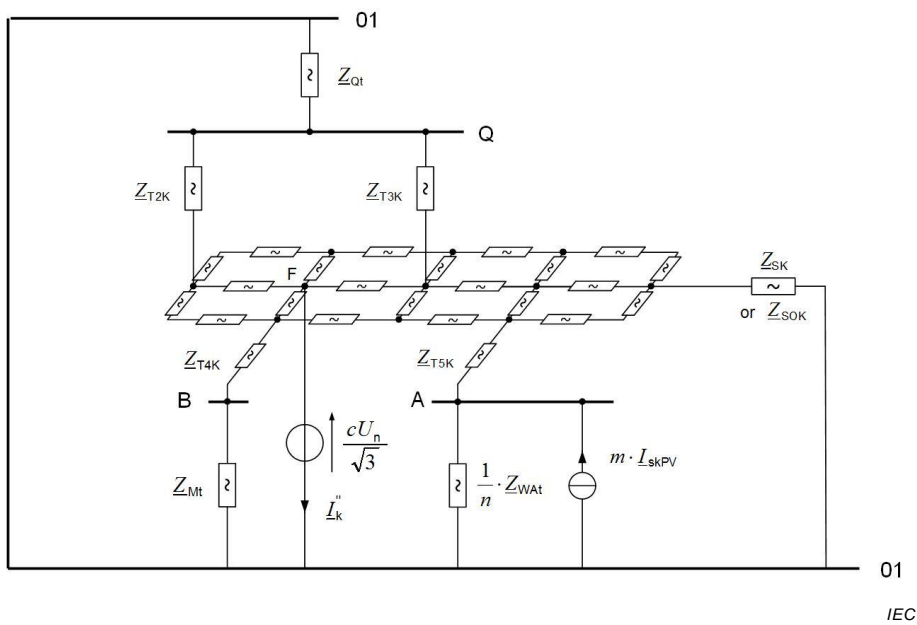
Figure 9 – Exemple de courts-circuits multiples à alimentation unique

Dans le cas d'un court-circuit à alimentation multiple, comme sur la Figure 10, et dans tous les cas de courts-circuits dissymétriques, une réduction du réseau est nécessaire pour calculer les impédances de court-circuit $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ et $Z_{(0)}$ au point de court-circuit.



IEC

Figure 10a – Schéma de réseau



IEC

Figure 10b – Schéma de réseau équivalent pour le calcul du courant de court-circuit
(les câbles des groupes de production sont négligés)

Anglais	Français
Power station S or SO	Groupe de production S ou SO
Motor or a motor group	Moteur ou groupe de moteurs
Windfarm	Parc éolien
Photovoltaic-farm	Parc solaire photovoltaïque

Figure 10 – Exemples de courts-circuits à alimentation multiple

7.1.2 Courants de court-circuit maximal et minimal

Pour calculer les courants de court-circuit maximaux, les conditions suivantes doivent être prises en compte.

- Le facteur de tension c_{\max} pour le calcul des courants de court-circuit maximaux doit être appliqué, en l'absence de norme nationale, conformément au Tableau 1.
- Choisir la configuration de réseau et l'alimentation maximale par les groupes de production et les réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur maximale du courant de court-circuit au point de court-circuit, ou si un découpage du réseau est accepté, à la commande du courant de court-circuit.
- Les facteurs de correction d'impédance doivent être introduits dans les réseaux directs, inverses et homopolaires, à l'exception des impédances entre le point neutre et la terre.
- Si des impédances équivalentes Z_Q sont utilisées pour représenter les réseaux externes, l'impédance de court-circuit équivalente minimale qui doit être utilisée est celle qui correspond à la contribution maximale au courant de court-circuit du réseau externe.
- Les moteurs doivent être inclus si cela est approprié conformément à 6.10.
- La résistance R_L des lignes (lignes aériennes et câbles) doit être prise à une température de 20 °C.

Pour calculer les courants de court-circuit minimaux, les conditions suivantes doivent être prises en compte.

- Le facteur de tension c_{\min} pour le calcul des courants de court-circuit minimaux doit être appliqué conformément au Tableau 1.
- Choisir la configuration de réseau et l'alimentation minimale à partir des groupes de production et des réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur minimale de courant de court-circuit au point de court-circuit.
- Les facteurs de correction d'impédance sont égaux à 1.
- Les contributions des groupes de production éoliens doivent être négligées.
- Les contributions des groupes de production photovoltaïques doivent être négligées.
- Les contributions des moteurs doivent être négligées.
- Les résistances R_L de ligne (lignes aériennes et câbles, conducteurs de ligne et de neutre) doivent être prises à une température supérieure:

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

où

R_{L20} est la résistance à la température de 20 °C;

ϑ_e est la température du conducteur en degrés Celsius à la fin du court-circuit;

α est un facteur égal à 0,004/K, valable avec une précision suffisante dans la plupart des besoins pratiques pour le cuivre, l'aluminium et les alliages d'aluminium.

NOTE Pour ϑ_e , voir par exemple l'IEC 60865-1, l'IEC 60949 et l'IEC 60986.

7.1.3 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit

Les moteurs asynchrones doivent être pris en compte dans le calcul du courant de court-circuit maximal. Les moteurs à basse tension doivent être pris en compte dans les auxiliaires de groupes de production, ainsi que dans les installations industrielles et analogues, par exemple dans les réseaux des industries chimiques et sidérurgiques et dans les stations de pompage.

Ces moteurs à haute tension et à basse tension peuvent être négligés s'ils ne sont pas mis sous tension en même temps conformément au schéma de circuit (verrouillage) ou au processus (réversibilité).

Les moteurs basse tension sont généralement reliés au jeu de barres par des câbles de différentes longueurs et sections. Afin de simplifier les calculs, les groupes de moteurs, y compris leurs câbles de liaison, peuvent être combinés en un moteur équivalent unique.

Pour ces moteurs asynchrones équivalents, y compris leurs câbles de liaison, les éléments suivants peuvent être utilisés:

- Z_M est l'impédance conformément à la Formule (30);
- I_{rM} est la somme des courants assignés de tous les moteurs dans un groupe de moteurs (moteur équivalent);
- $I_{LR}/I_{rM} = 5$;
- $R_M/X_M = 0,42$, ce qui donne $\kappa_M = 1,3$;
- $P_{rM}/p = 0,05$ MW à défaut d'une valeur connue, p étant le nombre de paires de pôles.

Dans le cas d'un court-circuit sur le côté haute tension, le courant assigné du transformateur peut être utilisé pour le calcul de Z_M conformément à la Formule (30) à la place de la somme des courants assignés I_{rM} de tous les moteurs.

7.2 Courant de court-circuit initial triphasé

7.2.1 Généralités

En général, le courant de court-circuit symétrique initial I_k'' doit être calculé en utilisant la Formule (33) avec la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit et l'impédance de court-circuit $Z_k = |R_k + jX_k|$.

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

La source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ doit être introduite au point de court-circuit (voir Figure 4) avec le facteur c conformément au Tableau 1.

L'impédance de court-circuit peut se trouver par réduction du réseau ou à partir de l'élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau direct pour le nœud i , dans lequel se produit le court-circuit ($Z_k = Z_{ii}$). La matrice d'impédance nodale est l'inverse de la matrice d'admittance nodale, voir Annexe B.

Lorsque des groupes de production avec convertisseur grande capacité doivent être pris en compte, alors le courant de court-circuit initial maximal doit être calculé comme suit.

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

où

I_{skPFj} est la valeur efficace du courant de source maximal (du réseau direct) en cas de court-circuit triphasé du côté haute tension du transformateur de groupe, donné par le constructeur;

Z_{ii}, Z_{ij} sont les valeurs absolues des éléments de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit et j sont les nœuds auxquels sont connectés les groupes de production avec convertisseur grande capacité (voir Annexe B);

$I_{k\max PFO}''$ est le courant de court-circuit symétrique initial maximal sans influence des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculé selon la Formule (33) à l'aide de c_{\max}

I_{kPF}'' est la somme des contributions des groupes de production avec convertisseur grande capacité au courant de court-circuit initial.

7.2.2 Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit partiels I_{kG}'' et I_{kT}'' avec un court-circuit en F1 à la Figure 11, dans le cas d'un groupe de production avec changeur de prise en charge, les courants de court-circuit symétriques initiaux partiels sont donnés par:

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

avec

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

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

où

Z_G est l'impédance subtransitoire de l'alternateur, voir 6.6.1;

x_d'' est la réactance subtransitoire saturée rapportée à l'impédance assignée: $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ avec $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;

Z_{TLV} est l'impédance de court-circuit du transformateur rapportée au côté basse tension conformément à 6.3.1, Formules (7) à (9);

t_r est le rapport de transformation assigné;

Z_{Qmin} est la valeur minimale de l'impédance du réseau d'alimentation, correspondant à I_{kQmax}'' .

[illegible]

IEC

Pour le calcul du courant de court-circuit partiel I_{kGT}'' au point de court-circuit F2, par exemple à la liaison vers le côté haute tension du transformateur auxiliaire AT à la Figure 11, il est suffisant de prendre:

avec

et $K_{G,S}$ conformément à la Formule (36).

Dans le cas où le transformateur de groupe est doté d'un changeur de prise en charge du côté haute tension, il est considéré que la tension de fonctionnement aux bornes de l'alternateur est égale à U_{rG} . Si même dans ce cas, la région de la tension de l'alternateur $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ est utilisée de manière permanente, prendre les Formules (40) à (41) au lieu de (35) à (36).

Le courant de court-circuit total en F1 ou F2 (Figure 11) est trouvé en ajoutant le courant de court-circuit I''_{kATHV} , provoqué par les moteurs auxiliaires moyenne et basse tensions du groupe de production.

7.2.3 Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge

Dans le cas d'un groupe de production sans changeur de prise en charge du transformateur de groupe, les courants de court-circuit symétriques initiaux partiels de la Figure 11 sont donnés par:

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

avec

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

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

Le courant de court-circuit partiel I''_{kGT} de la Figure 11 peut être calculé par:

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

avec

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

et $K_{G,SO}$ conformément à la Formule (41).

Pour Z_G , x_d'' , Z_{TLV} , t_r et Z_{Qmin} , voir 7.2.2.

La Formule (38) ou (43) et l'impédance \underline{Z}_S resp. \underline{Z}_{SO} sont utilisées pour déterminer le courant de court-circuit partiel I_{kAT}'' de la Figure 11 pour le court-circuit en F3. L'impédance du transformateur auxiliaire AT de la Figure 11 doit être corrigée avec K_T de 6.3.3.

Le courant de court-circuit total en F1 ou F2 (Figure 11) est trouvé en ajoutant le courant de court-circuit I_{kATHV}'' , provoqué par les moteurs auxiliaires haute et basse tensions du groupe de production.

7.3 Court-circuit entre phases

Dans le cas d'un court-circuit entre phases conformément à la Figure 3b, le courant de court-circuit initial doit être calculé par:

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

Si $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$, alors la Formule (45) devient

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

Lorsque des groupes de production avec convertisseur grande capacité doivent être pris en compte, le courant de court-circuit initial maximal doit être calculé comme suit.

$$I_{k2max}'' = \frac{\sqrt{3}}{|\underline{Z}_{(1)ii} + \underline{Z}_{(2)ii}|} \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{\sqrt{3}}{|\underline{Z}_{(1)ii} + \underline{Z}_{(2)ii}|} \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{(1)ij} \cdot I_{(1)sk2PFj} = I_{k2maxPFO}'' + I_{k2PF}'' \quad (47)$$

où

- $I_{(1)sk2PFj}$ est la valeur efficace du courant de source maximal (du réseau direct) en cas de court-circuit entre phases du côté haute tension du transformateur de groupe, donné par le constructeur;
- $\underline{Z}_{(1)ii} = \underline{Z}_{ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(2)ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau inverse comprenant les impédances des groupes de production avec convertisseur grande capacité, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(1)ij} = \underline{Z}_{ij}$ sont les éléments de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit et j sont les nœuds auxquels sont connectés les groupes de production avec convertisseur grande capacité;
- $I_{k2maxPFO}''$ est le courant de court-circuit symétrique initial maximal calculé par la source de tension équivalente au point de court-circuit sans influence des courants de source des groupes de production avec convertisseur grande capacité;
- I_{k2PF}'' est la somme des contributions des groupes de production avec convertisseur grande capacité au courant de court-circuit initial.

7.4 Court-circuit entre phases avec mise à la terre

Pour calculer les courants de court-circuit initiaux, les courants I''_{k2EL2} , I''_{k2EL3} et I''_{kE2E} doivent être distingués (voir Figure 3c).

Si $Z_{(0)}$ est inférieure à $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, le courant I''_{kE2E} dans le court-circuit entre phases avec mise à la terre est généralement le plus élevé de tous les courants de court-circuit symétriques initiaux $I''_k = I''_{k3}$, I''_{k2} , I''_{k2E} et I''_{k1} (voir Figure 7).

Les courants I''_{k2EL2} et I''_{k2EL3} (voir Figure 3c) sont calculés conformément aux Formules (48) et (49):

$$I''_{k2EL2} = \left| \frac{\sqrt{3}(Z_{(0)} - aZ_{(2)})}{Z_{(1)}Z_{(2)} + Z_{(1)}Z_{(0)} + Z_{(2)}Z_{(0)}} \right| \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \quad (48)$$

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

Le courant de court-circuit initial I''_{kE2E} , passant à la terre et/ou aux conducteurs de terre, conformément à la Figure 3c, est calculé par:

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

Lorsque des groupes de production avec convertisseur grande capacité doivent être pris en compte, alors le courant de court-circuit initial maximal doit être calculé comme suit.

$$\begin{aligned} I''_{k2EL2\max} &= \left| \frac{\sqrt{3}(Z_{(0)ii} - aZ_{(2)ii})}{Z_{(1)ii}Z_{(2)ii} + Z_{(1)ii}Z_{(0)ii} + Z_{(2)ii}Z_{(0)ii}} \right| \cdot \left(\frac{c_{\max}U_n}{\sqrt{3}} + \sum_{j=1}^n Z_{(1)ij} I_{(1)sk2PFj} \right) \\ &= I''_{k2EL2\max P\Omega} + I''_{k2EL2PF} \end{aligned} \quad (51)$$

$$\begin{aligned} I''_{k2EL3\max} &= \left| \frac{\sqrt{3}(Z_{(0)ii} - a^2Z_{(2)ii})}{Z_{(1)ii}Z_{(2)ii} + Z_{(1)ii}Z_{(0)ii} + Z_{(2)ii}Z_{(0)ii}} \right| \cdot \left(\frac{c_{\max}U_n}{\sqrt{3}} + \sum_{j=1}^n Z_{(1)ij} I_{(1)sk2PFj} \right) \\ &= I''_{k2EL3\max P\Omega} + I''_{k2EL3PF} \end{aligned} \quad (52)$$

$$\begin{aligned} I''_{kE2E\max} &= \left| \frac{3Z_{(2)ii}}{Z_{(1)ii}Z_{(2)ii} + Z_{(1)ii}Z_{(0)ii} + Z_{(2)ii}Z_{(0)ii}} \right| \cdot \left(\frac{c_{\max}U_n}{\sqrt{3}} + \sum_{j=1}^n Z_{(1)ij} I_{(1)sk2PFj} \right) \\ &= I''_{kE2E\max PFO} + I''_{kE2EPF} \end{aligned} \quad (53)$$

où

- $I_{(1)sk2PFj}$ est la valeur efficace du courant de source maximal (du réseau direct) en cas de court-circuit entre phases du côté haute tension du transformateur de groupe, donné par le constructeur;
- $\underline{Z}_{(1)ii} = \underline{Z}_{ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(2)ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau inverse comprenant les impédances des groupes de production avec convertisseur grande capacité, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(0)ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau homopolaire, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(1)ij} = \underline{Z}_{ij}$ sont les éléments de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit et j sont les nœuds auxquels sont connectés les groupes de production avec convertisseur grande capacité.

7.5 Court-circuit monophasé

Le courant de court-circuit monophasé initial I_{k1}'' de la Figure 3d doit être calculé par:

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

Si $Z_{(0)}$ est inférieur à $Z_{(2)} = Z_{(1)}$, le courant de court-circuit monophasé initial I_{k1}'' est supérieur au courant de court-circuit triphasé I_k'' , mais inférieur à I_{kE2E}'' (voir Figure 7). Cependant, I_{k1}'' est le courant le plus élevé interrompu par un disjoncteur si $1,0 > Z_{(0)}/Z_{(1)} > 0,23$.

Lorsque des groupes de production avec convertisseur grande capacité doivent être pris en compte, alors le courant de court-circuit initial maximal doit être calculé comme suit.

$$I_{k1max}'' = \frac{3}{|\underline{Z}_{(1)ii} + \underline{Z}_{(2)ii} + \underline{Z}_{(0)ii}|} \cdot \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{3}{|\underline{Z}_{(1)ii} + \underline{Z}_{(2)ii} + \underline{Z}_{(0)ii}|} \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{(1)ij} \cdot I_{(1)sk1PFj} = I_{k1maxPFO}'' + I_{k1PF}'' \quad (55)$$

où

- $I_{(1)sk1PFj}$ est la valeur efficace du courant de source maximal (du réseau direct) en cas de court-circuit monophasé du côté haute tension du transformateur de groupe, donné par le constructeur;
- $\underline{Z}_{(1)ii} = \underline{Z}_{ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(2)ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau inverse comprenant les impédances des groupes de production avec convertisseur grande capacité, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(0)ii}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément diagonal de la matrice d'impédance nodale du réseau homopolaire, où i est le nœud de court-circuit;
- $\underline{Z}_{(1)ij} = \underline{Z}_{ij}$ sont les éléments de la matrice d'impédance nodale du réseau direct, où i est le nœud de court-circuit et j sont les nœuds auxquels sont connectés les groupes de production avec convertisseur grande capacité;
- $I_{k1maxPFO}''$ est le courant de court-circuit symétrique initial maximal calculé par la source de tension équivalente au point de court-circuit sans influence des courants de source des groupes de production avec convertisseur grande capacité;
- I_{k1PF}'' est la somme des contributions des groupes de production éoliens avec convertisseur grande capacité au courant de court-circuit initial.

8 Calcul du courant de court-circuit de crête

8.1 Court-circuit triphasé

8.1.1 Court-circuit à alimentation unique et courts-circuits multiples à alimentation unique

Pour les courts-circuits triphasés à alimentation unique et les multiples courts-circuits à alimentation unique, la contribution de chaque source à la valeur de crête du courant de court-circuit peut être calculée séparément et doit être ajoutée au courant de court-circuit de crête en résultant. Pour les branches avec des alternateurs/moteurs synchrones et des moteurs/alternateurs asynchrones comme dans les Figures 8a à 8d, le courant de court-circuit de crête peut être calculé par:

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

Dans ce cas, il est pris pour hypothèse que les branches n'incluent pas d'impédances parallèles. Les réseaux comprenant des branches avec des impédances parallèles doivent être traités comme des courts-circuits à alimentation multiples (voir 8.1.2).

Le facteur κ pour le rapport R/X ou X/R doit être obtenu à partir de la Figure 12 ou calculé par l'expression suivante:

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

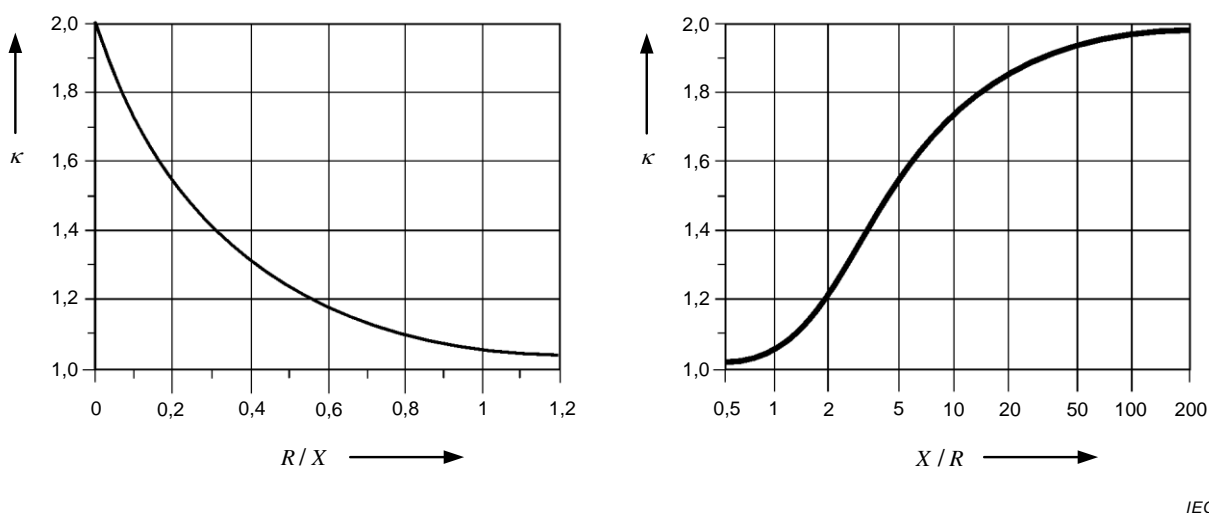


Figure 12 – Facteur κ pour les circuits en série en fonction du rapport R/X ou X/R

Dans le cas de branches avec alternateurs synchrones et groupes de production, les valeurs suivantes de résistances fictives R_{Gf} doivent être utilisées pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit selon une précision suffisante.

$$R_{Gf} = 0,05 \cdot X_d'' \text{ pour les alternateurs avec } U_{rG} > 1 \text{ kV et } S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,07 \cdot X_d'' \text{ pour les alternateurs avec } U_{rG} > 1 \text{ kV et } S_{rG} < 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,15 \cdot X_d'' \text{ pour les alternateurs avec } U_{rG} \leq 1\,000 \text{ V}$$

Outre la décroissance de la composante continue, les facteurs 0,05, 0,07 et 0,15 tiennent également compte de la décroissance de la composante alternative du courant de court-circuit pendant le premier demi-cycle après l'apparition du court-circuit. L'influence des diverses températures d'enroulement sur R_{Gf} n'est pas prise en compte.

Il convient d'utiliser les valeurs R_{Gf} pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit. Ces valeurs ne peuvent pas être utilisées pour le calcul de la composante apériodique i_{DC} du courant de court-circuit conformément à la Formule (76). La résistance effective du stator des machines synchrones est généralement bien inférieure aux valeurs données pour R_{Gf} . Dans ce cas, il convient d'utiliser les valeurs fournies par le constructeur pour R_G .

Pour un groupe de production avec convertisseur grande capacité, conformément aux Figures 8f et 8g, la valeur de crête du courant de court-circuit est déterminée par:

$$i_p = \sqrt{2} I''_{kPF} = \sqrt{2} I_{skPF} \quad (58)$$

La valeur de crête du courant de court-circuit i_p en un point de court-circuit F est la somme des courants de court-circuit partiels:

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

Exemple Figure 9:

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

8.1.2 Court-circuit à alimentation multiple

Pour calculer la valeur de crête du courant de court-circuit i_p , la formule suivante doit être utilisée:

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

où

$I''_{kmaxPFO}$ est le courant de court-circuit triphasé initial maximal sans influence des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculé selon la Formule (33);

I''_{kPF} est la contribution des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculée par la Formule (34).

Le facteur κ doit être calculé par la Formule (57) selon l'une des méthodes suivantes a), b), ou c) pour la détermination du rapport R/X . La méthode c) est recommandée (voir l'IEC TR 60909-1).

a) Rapport uniforme R/X or X/R

Pour la présente méthode, le rapport le plus faible de R/X ou le rapport le plus élevé de X/R de toutes les branches du réseau est pris.

Seules les branches qui transportent les courants de court-circuit partiels à la tension nominale correspondant au point de court-circuit et les branches avec transformateurs qui alimentent le niveau de tension du point de court-circuit doivent être choisies. Toute branche peut être une combinaison en série de plusieurs éléments d'impédance.

b) Rapport R/X or X/R au point de court-circuit

Pour cette méthode, le rapport R_k/X_k donné par l'impédance de court-circuit $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$ (vue depuis le point de court-circuit) du calcul du court-circuit initial est utilisé.

Afin de couvrir les imprécisions, le facteur κ déterminé avec le rapport R_k/X_k est multiplié par un facteur 1,15.

Tant que R/X reste inférieur à 0,3 dans toutes les branches qui portent un courant de court-circuit, il n'est pas nécessaire d'utiliser le facteur 1,15. De plus, il n'est pas nécessaire que le produit $1,15 \cdot \kappa$ dépasse 1,8 dans les réseaux à basse tension ou 2,0 dans les réseaux à haute tension.

c) Fréquence équivalente f_c

Une impédance équivalente $\underline{Z}_c = R_c + jX_c$ du réseau direct telle que vue depuis le point de court-circuit est calculée en prenant pour hypothèse une fréquence $f_c = 20$ Hz (pour une fréquence nominale $f = 50$ Hz) ou $f_c = 24$ Hz (pour une fréquence nominale $f = 60$ Hz). Les rapports R/X ou X/R sont alors déterminés conformément à la Formule (62).

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

où

$\underline{Z}_c = R_c + jX_c$ est l'impédance équivalente du système vue depuis le point de court-circuit pour la fréquence supposée f_c ;

R_c est la partie réelle de \underline{Z}_c (R_c n'est généralement pas égal à R à la fréquence nominale);

X_c est la partie imaginaire de \underline{Z}_c (X_c n'est généralement pas égal à X à la fréquence nominale).

Lorsque cette méthode est utilisée avec les transformateurs, les alternateurs et les groupes de production, les facteurs de correction d'impédance K_T , K_G et K_S , respectivement K_{SO} , doivent être introduits avec les mêmes valeurs que pour les calculs à 50 Hz ou 60 Hz.

8.2 Court-circuit entre phases

Pour un court-circuit entre phases dans un réseau de groupes de production avec convertisseur grande capacité, le courant de court-circuit de crête peut être exprimé par:

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

où

$I_{k2\max\text{PFO}}''$ est le courant de court-circuit entre phases initial maximal sans influence des courants des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculé selon la Formule (47);

$I_{k2\text{PF}}''$ est la contribution des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculée conformément à la Formule (47).

Le facteur κ doit être calculé conformément à 8.1 selon la configuration du réseau.

8.3 Court-circuit entre phases avec mise à la terre

Pour un court-circuit entre phases avec mise à la terre, la valeur de crête du courant de court-circuit (p. ex. de la ligne L2) peut être exprimée par:

$$i_{p2EL2} = \kappa \sqrt{2} I_{k2EL2maxPFO}'' + \sqrt{2} I_{k2EL2PF}'' \quad (64)$$

où

$I_{k2EL2maxPFO}''$ est le courant de court-circuit entre phases initial maximal sans influence des courants des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculé selon la Formule (51);

$I_{k2EL2PF}''$ est la contribution des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculée conformément à la Formule (51).

Le facteur κ doit être calculé conformément à 8.1 selon la configuration du réseau.

8.4 Court-circuit monophasé

Pour un court-circuit monophasé, la valeur de crête du courant de court-circuit peut être exprimée par:

$$i_{p1} = \kappa \sqrt{2} I_{k1maxPFO}'' + \sqrt{2} I_{k1PF}'' \quad (65)$$

où

$I_{k1maxPFO}''$ est le courant de court-circuit monophasé initial maximal sans influence des courants des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculé selon la Formule (55);

I_{k1PF}'' est la contribution des groupes de production avec convertisseur grande capacité, calculée conformément à la Formule (55).

Le facteur κ doit être calculé conformément à 8.1 selon la configuration du réseau.

9 Calcul du courant symétrique coupé

9.1 Court-circuit triphasé

9.1.1 Courant symétrique coupé de machines synchrones

Pour un court-circuit proche de l'alternateur, dans le cas d'un court-circuit à alimentation unique comme sur les Figures 8b, 8c et 8d, ou de multiples courts-circuits à alimentation unique comme sur la Figure 9, la décroissance vers le courant de court-circuit symétrique coupé d'un alternateur synchrone est prise en compte par le facteur μ conformément à la Formule (67).

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

Le facteur μ dépend du retard minimal t_{\min} et du rapport $I_{\text{kG}}''/I_{\text{rG}}$, où I_{rG} est le courant assigné d'alternateur. Les valeurs de μ dans la Formule (67) s'appliquent au cas où les machines synchrones sont excitées par des excitateurs rotatifs ou par des excitateurs à convertisseur statique (dans la mesure où, pour les dispositifs à excitation statiques, le retard minimal t_{\min} est inférieur à 0,25 s et où la tension maximale d'excitation est inférieure à 1,6 fois la tension d'excitation de charge assignée). Pour tous les autres cas, prendre $\mu = 1$, si la valeur exacte n'est pas connue.

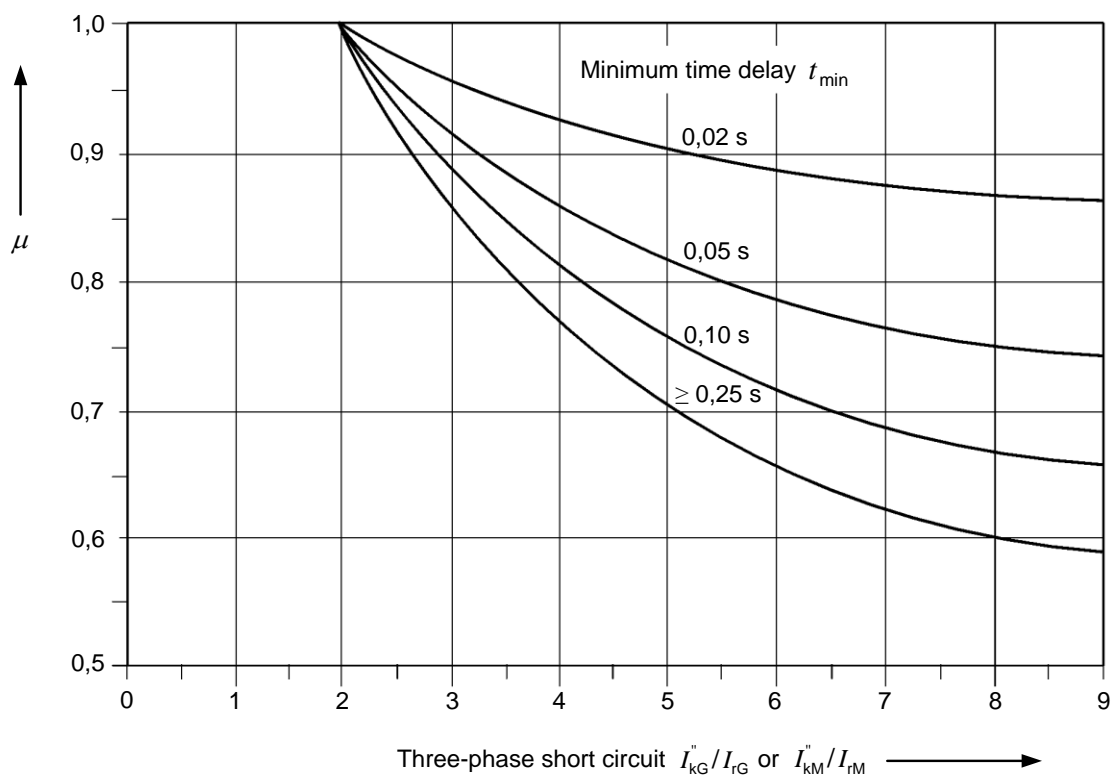
NOTE La composante alternative du courant en cas de courts-circuits proches de l'alternateur peut décroître plus rapidement que la composante continue. L'amplitude de la composante alternative du courant dépend des conditions de fonctionnement de l'alternateur avant le court-circuit; la décroissance de la composante alternative dépend des constantes de temps subtransitoire et transitoire, la décroissance de la composante continue de la constante de temps de l'armature. En conséquence, la composante continue peut être supérieure pendant une certaine période temporelle à la valeur de crête de la composante alternative. Dans ce cas, le courant de défaut affiche un zéro de courant retardé. Afin d'évaluer si le matériel de production peut traiter ce courant, les composantes alternative et continue du courant de court-circuit doivent être calculées en tenant compte des réactances synchrone, transitoire et subtransitoire, des constantes de temps transitoire et subtransitoire, de la résistance d'arc du disjoncteur ainsi que des conditions de fonctionnement avant le court-circuit.

Quand il y a un transformateur de groupe entre l'alternateur et le point de court-circuit, le courant de court-circuit partiel I_{kS}'' du côté haute tension du transformateur de groupe (sur la Figure 8c) doit être rapporté au rapport de transformation assigné à la borne de l'alternateur $I_{\text{kG}}'' = t_r \cdot I_{\text{kS}}''$ avant de calculer μ , au moyen des formules suivantes:

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

Si $I_{\text{kG}}''/I_{\text{rG}}$ n'est pas supérieur à 2, appliquer $\mu = 1$ pour toutes les valeurs du retard minimal t_{\min} . Le facteur μ peut également être obtenu à partir de la Figure 13. Pour les autres valeurs de retard minimal, une interpolation linéaire entre les courbes est acceptable.

La Figure 13 peut être utilisée pour les alternateurs basse tension à excitation "compound" avec un retard minimal t_{\min} qui ne dépasse pas 0,1 s. Le calcul des courants basse tension coupés après un retard t_{\min} supérieur à 0,1 s n'est pas inclus dans la présente norme; les constructeurs d'alternateurs peuvent être en mesure de fournir les informations.



IEC	
Anglais	Français
Minimum time delay	Retard minimal
Three-phase short circuit or	Court-circuit triphasé ou

Figure 13 – Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b

9.1.2 Courant symétrique coupé de machines asynchrones

Le courant de court-circuit symétrique coupé d'une machine asynchrone doit être calculé par la Formule (68) avec le facteur μ conformément à la Formule (67) ou à la Figure 13 à l'aide de I_{kM}''/I_{rM} (voir Tableau 4) et du facteur q .

$$I_b = \mu \cdot q \cdot I_{kmax}'' \tag{68}$$

La Formule (67) doit également être utilisée pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé de groupes de production éoliens avec alternateur asynchrone, avec I_{kWA}'' .

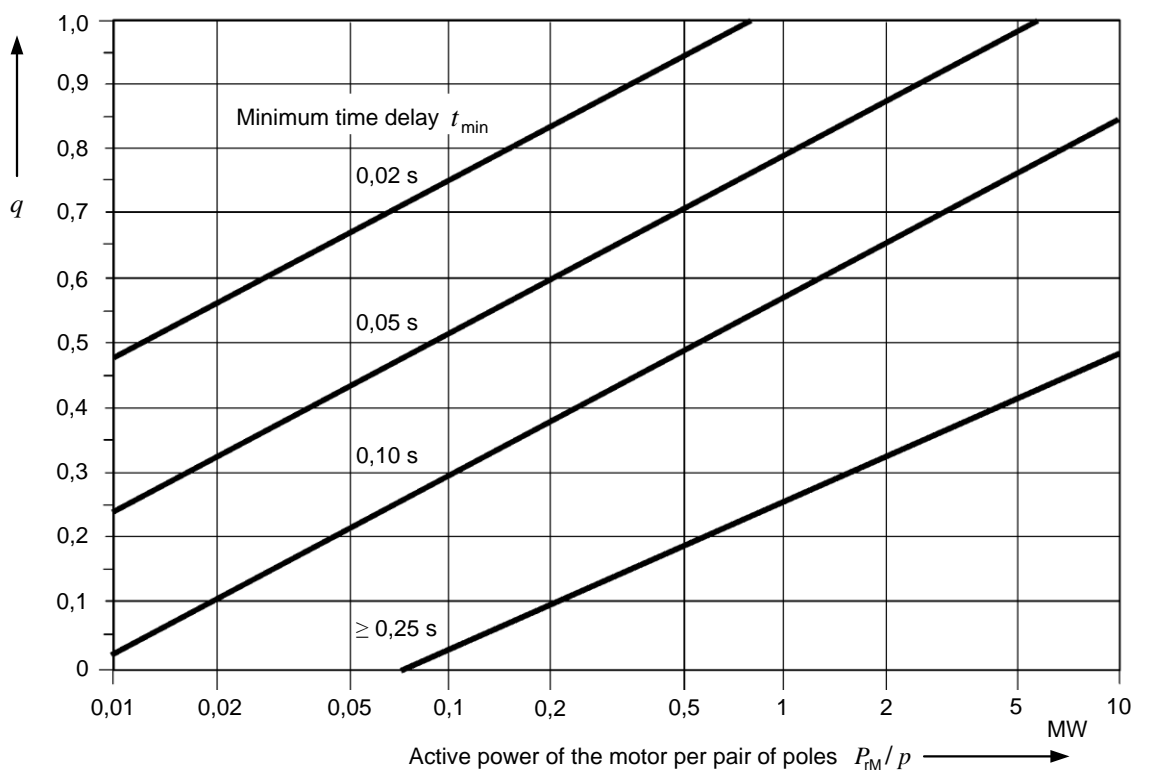
Le facteur q peut être déterminé en fonction du retard minimal t_{min} ou peut être pris de la Figure 14.

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

où

P_{rM} est la puissance active assignée en MW et p est le nombre de paires de pôles de la machine asynchrone.

Si le calcul de la Formule (69) donne des valeurs de q supérieures à 1, prendre pour hypothèse que $q = 1$.



IEC

Anglais	Français
Minimum time delay	Retard minimal
Active power of the motor per pair of poles	Puissance active du moteur par paire de pôles

Figure 14 – Facteur q pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé de moteurs asynchrones

9.1.3 Courant symétrique coupé des groupes de production avec alternateur asynchrone à double alimentation

Le courant symétrique coupé des groupes de production avec alternateurs asynchrones à double alimentation peut être calculé selon la Formule (70).

$$I_b = \mu_{WD} \cdot I_{kWD}'' \quad (70)$$

avec

$$\mu_{WD} = \frac{I_{kWDmax}}{I_{kWD}''} \quad (71)$$

I_{kWDmax} est le courant permanent maximal en cas de court-circuit, donné par le constructeur (voir 11.2.3)

9.1.4 Courant symétrique coupé des groupes de production avec convertisseur grande capacité

Le courant symétrique coupé des groupes de production avec convertisseurs grande capacité peut être calculé selon la Formule (72).

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

où

I_{kPFmax} est le courant de court-circuit permanent maximal, voir 11.2.4.

9.1.5 Courant symétrique coupé de réseau d'alimentation

Le courant symétrique coupé des réseaux d'alimentation peut être calculé selon la Formule (73).

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

9.1.6 Courant symétrique coupé en cas de courts-circuits multiples à alimentation unique

Pour les courts-circuits triphasés multiples à alimentation unique comme représenté sur la Figure 9, le courant symétrique coupé au point de court-circuit peut être calculé par l'addition des contributions individuelles de courant coupé:

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

Exemple Figure 9:

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

où

I_{kS}'' , I_{kT}'' , I_{kWF}'' et I_{kM}'' sont prises comme contributions à I_{kmax}'' au point de court-circuit.

Tout d'abord, le courant de court-circuit maximal est calculé, puis les courants partiels dans les branches où les disjoncteurs sont situés.

9.1.7 Courant symétrique coupé en cas de court-circuit à alimentation multiple

Dans le cas d'un court-circuit à alimentation multiple, I_b peut être calculé par:

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

Les courants calculés avec la Formule (76) sont supérieurs aux courants de court-circuit symétriques coupés réels. Pour augmenter la précision, la Formule (77) peut être utilisée.

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

où

$\mu_i, \mu_j, \mu_k, \mu_l, \mu_m$	sont calculés par la Formule (67);
μ_n	est calculé par la Formule (71);
q_j	est calculé par la Formule (69);
$cU_n / \sqrt{3}$	est la source de tension équivalente au point de court-circuit;
Z_{GKi}	est l'impédance de court-circuit corrigée de la $i^{\text{ème}}$ machine synchrone;
Z_{Mi}	est l'impédance de court-circuit du $i^{\text{ème}}$ moteur asynchrone;
Z_{SKk}	est l'impédance de court-circuit corrigée du $k^{\text{ème}}$ groupe de production avec changeur de prise en charge;
Z_{SOKl}	est l'impédance de court-circuit corrigée du $l^{\text{ème}}$ groupe de production sans changeur de prise en charge;
Z_{WAm}	est l'impédance de court-circuit du $m^{\text{ème}}$ groupe de production éolien avec alternateur asynchrone;
Z_{WDn}	est l'impédance de court-circuit du $n^{\text{ème}}$ groupe de production éolien avec alternateur à double alimentation;
I_{kGi}'', I_{kMj}''	sont les contributions du $i^{\text{ème}}$ alternateur synchrone ou du $j^{\text{ème}}$ moteur asynchrone;
I_{kSk}'', I_{kSOKl}''	sont les contributions du $k^{\text{ème}}$ groupe de production avec changeur de prise en charge ou du $l^{\text{ème}}$ groupe de production sans changeur de prise en charge;
I_{kWAm}'', I_{kWDn}''	sont les contributions du $m^{\text{ème}}$ groupe de production éolien avec alternateur asynchrone ou du $n^{\text{ème}}$ groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation;
c	est le facteur de tension conformément au Tableau 1 (c_{max}).

Les courants de court-circuit partiels et les impédances de la Formule (77) doivent être associés au niveau de tension U_n , auquel le courant de court-circuit est calculé.

Si $\mu_j = 1$, prendre $1 - \mu_j q_j = 0$, indépendamment de la valeur q_j .

9.2 Courts-circuits dissymétriques

Les courants de court-circuit coupés sont, par hypothèse, égaux aux courants de court-circuit initiaux:

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

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

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

NOTE En cas de courts-circuits proches de l'alternateur, la décroissance du flux dans l'alternateur n'est pas prise en compte.

10 Composante continue des courants de court-circuit

La composante continue maximale i_{DC} du courant de court-circuit peut être calculée avec suffisamment de précision par la Formule (81).

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

où

I_k'' est le courant de court-circuit symétrique initial;

f est la fréquence nominale;

t est la durée;

R/X est le rapport d'impédance selon 8.1 ou les rapports selon les méthodes a) et c) décrites en 8.1.

Il convient d'utiliser la bonne résistance R_G de l'armature de l'alternateur, et non R_{Gf} .

Les groupes de production avec convertisseur grande capacité sont négligés dans le calcul de la composante continue du courant de court-circuit.

Pour les réseaux à branches en parallèle à alimentation multiple ou simple, le rapport R/X ou X/R doit être déterminé par la méthode c) de 8.1. Selon le produit $f \cdot t$; où f est la fréquence et t est le temps, il convient d'utiliser la fréquence équivalente f_c comme suit:

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

Par exemple, la composante continue du courant de court-circuit est utilisée pour calculer le courant asymétrique coupé I_{basyn} (valeur efficace) selon la Formule (82).

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

où

I_b est le courant symétrique coupé;

i_{DC} est la composante continue d'un courant de court-circuit en fonction du retard minimal, voir la Formule (81).

11 Calcul du courant de court-circuit permanent

11.1 Généralités

Le calcul du courant de court-circuit permanent I_k est moins précis que le calcul du courant de court-circuit initial I_k'' .

11.2 Court-circuit triphasé

11.2.1 Courant de court-circuit permanent d'un alternateur synchrone ou d'un groupe de production

11.2.1.1 Généralités

Pour des courts-circuits triphasés proches d'un alternateur alimentés directement par un seul alternateur synchrone ou un seul groupe de production conformément à la Figure 8b ou la Figure 8d, le courant de court-circuit permanent I_k dépend du réseau d'excitation, de l'action du régulateur de tension et des influences de saturation.

Les machines synchrones (alternateurs, moteurs ou compensateurs) à excitation statique en bout d'arbre ne participent pas à I_k dans le cas d'un court-circuit aux bornes de la machine, mais elles participent à I_k s'il y a une impédance entre les bornes et le point de court-circuit. Une contribution est également donnée si, dans le cas d'un groupe de production, le court-circuit apparaît du côté haute tension du transformateur de groupe (voir Figure 8d).

Tous les autres cas doivent être traités conformément à 11.2.7.

11.2.1.2 Courant de court-circuit permanent maximal

Pour le calcul du courant de court-circuit permanent maximal, l'alternateur synchrone peut être réglé à l'excitation maximale.

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

Pour les réseaux à excitation statique alimentés par les bornes de l'alternateur et un court-circuit aux bornes, la tension de champ s'effondre quand la tension aux bornes s'effondre, c'est pourquoi dans ce cas, prendre $\lambda_{\text{max}} = \lambda_{\text{min}}$.

Pour calculer $I_{k\text{max}}$ ou $I_{k\text{min}}$, le facteur c_{max} ou c_{min} est pris dans le Tableau 1.

λ_{max} peut être obtenu à partir des Figures 15 ou 16 pour les turboalternateurs ou les alternateurs à pôles saillants. La réactance saturée x_{dsat} est la réciproque du rapport de court-circuit sans charge saturé.

Les courbes λ_{\max} de la série 1 sont fondées sur la plus forte tension d'excitation possible prise égale à 1,3 fois l'excitation assignée à la charge assignée et au facteur de puissance pour turboalternateur (Figure 15a) ou à 1,6 fois la tension d'excitation assignée pour les alternateurs à pôles saillants (Figure 16a).

Les courbes λ_{\max} de la série 2 sont fondées sur la plus forte tension d'excitation possible prise égale à 1,6 fois l'excitation assignée à la charge assignée et au facteur de puissance pour turboalternateur (Figure 15b) ou à 2,0 fois la tension d'excitation assignée pour les alternateurs à pôles saillants (Figure 16b).

Les courbes λ_{\max} de la série 1 ou de la série 2 peuvent également être appliquées dans le cas d'une excitation statique en bout d'arbre, si le court-circuit est du côté haute tension du transformateur de groupe d'un groupe de production ou dans le réseau, et si la tension d'excitation maximale est choisie par rapport à la rupture partielle de la tension aux bornes de l'alternateur pendant le court-circuit.

NOTE Le calcul des courbes λ_{\max} est possible au moyen de la Formule (87) de l'IEC TR 60909-1:2002, en tenant compte du fait que $I''_{kG}/I_{rG} = \lambda_{\max}$ est valable pour les rapports $I''_{kG}/I_{rG} \leq 2$. Ceci se produit dans le cas d'un court-circuit éloigné de l'alternateur.

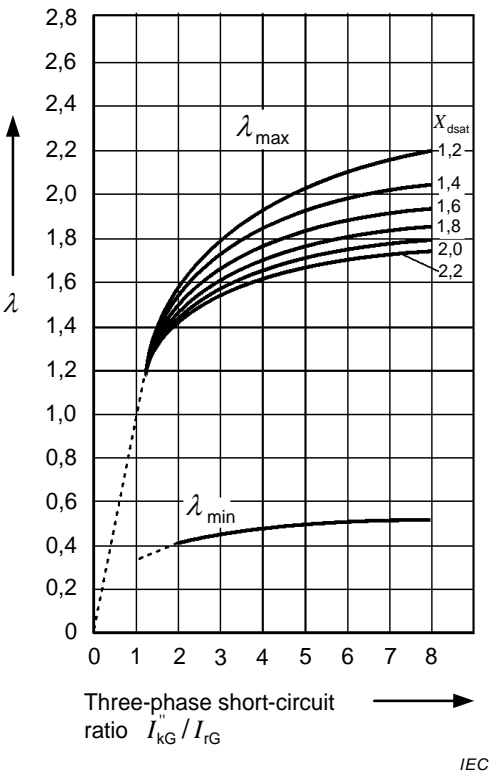


Figure 15a – Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} des séries 1

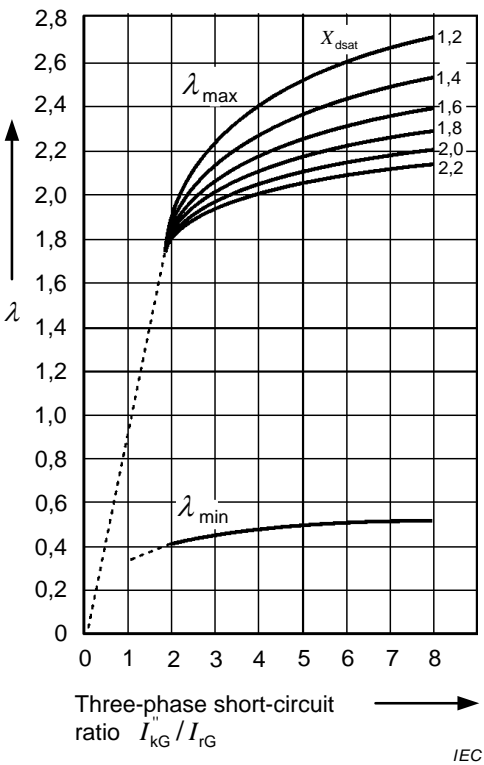


Fig. 15b – Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} des séries 2

Anglais	Français
Max	Max
Min	Min
Three-phase short-circuit ratio	Rapport de court-circuit triphasé

Figure 15 – Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} pour turboalternateurs

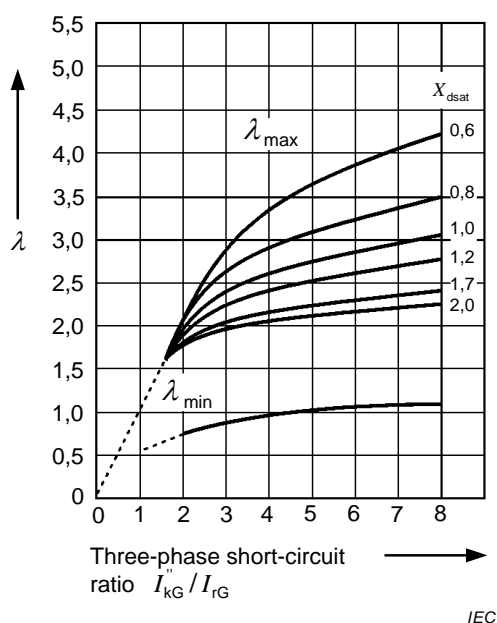


Figure 16a – Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} des séries 1

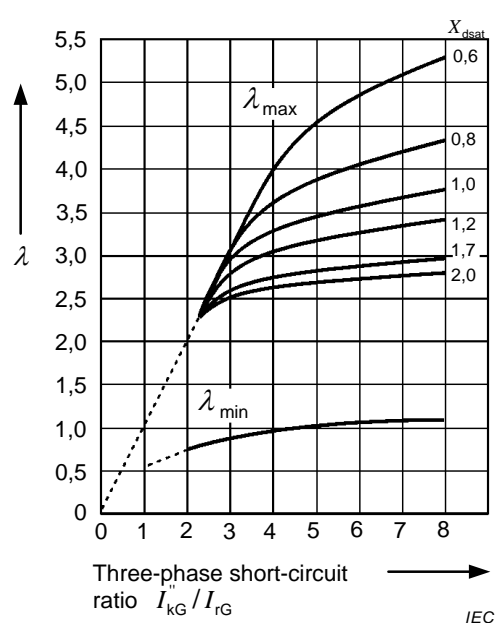


Fig. 16b – Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} des séries 2

Anglais	Français
Max	Max
Min	Min
Three-phase short-circuit ratio	Rapport de court-circuit triphasé

Figure 16 – Facteurs λ_{\min} et λ_{\max} pour les alternateurs à pôles saillants

11.2.1.3 Courant de court-circuit permanent minimal

Pour le courant de court-circuit permanent minimal dans le cas d'un court-circuit à alimentation unique provenant d'un alternateur ou d'un groupe de production conformément aux Figures 8b et 8c, il est pris pour hypothèse que l'excitation constante à vide (le régulateur de tension n'est pas efficace) de la machine synchrone est:

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

λ_{\min} peut être obtenu à partir de la Figure 15 et de la Figure 16. Dans le cas du courant de court-circuit permanent minimal, introduire $c = c_{\min}$, conformément au Tableau 1.

Le calcul du courant de court-circuit permanent minimal dans un court-circuit proche d'un alternateur, alimenté par un ou plusieurs alternateurs analogues et fonctionnant en parallèle avec excitation "compound", s'effectue comme suit:

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

Pour la réactance effective des alternateurs, introduire:

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

I_{kP} est le courant de court-circuit permanent d'un alternateur au niveau d'un court-circuit triphasé aux bornes. Il convient d'obtenir la valeur auprès du constructeur.

11.2.2 Courant de court-circuit permanent de moteur ou d'alternateur asynchrone

Conformément à la Formule (105) du Tableau 4, le courant de court-circuit permanent d'un moteur/alternateur asynchrone est nul dans le cas d'un court-circuit triphasé aux bornes, Figure 9 et Formule (89).

11.2.3 Courant de court-circuit permanent de groupe de production éolien avec alternateur asynchrone à double alimentation

Les courants de court-circuit permanents I_{kWDmax} et I_{kWDmin} doivent être donnés par le constructeur.

11.2.4 Courant de court-circuit permanent de groupe de production éolien avec convertisseur grande capacité

Les courants de court-circuit permanents I_{kPFmax} et I_{kPFmin} doivent être donnés par le constructeur.

11.2.5 Courant de court-circuit permanent de réseau d'alimentation

Le courant de court-circuit permanent est égal au courant de court-circuit initial.

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

11.2.6 Courant de court-circuit permanent en cas de multiples courts-circuits à alimentation unique

Le courant de court-circuit permanent au point de court-circuit peut être calculé par la somme des contributions des courants de court-circuit permanents individuels:

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

Exemple Figure 9:

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

λ (λ_{max} ou λ_{min}) se trouve sur la Figure 15 et la Figure 16. I_{rGt} est le courant assigné de l'alternateur synchrone rapporté au côté de haute tension (voir 7.1.1) du transformateur de groupe de la Figure 9.

Dans le cas de réseaux d'alimentation ou de réseaux d'alimentation en série avec transformateurs (voir Figure 9) $I_k = I_k''$ est valable (court-circuit éloigné d'un alternateur).

11.2.7 Courant de court-circuit permanent de courts-circuits à alimentation multiple

Le courant de court-circuit permanent peut être calculé approximativement par:

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

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

I_{bMO} est calculé conformément à 9.1 sans l'influence des moteurs/alternateurs asynchrones selon 7.1.2.

Les Formules (90) et (91) sont valables dans le cas de courts-circuits éloignés ou proches de l'alternateur.

11.3 Courts-circuits dissymétriques

Dans tous les cas de courts-circuits dissymétriques, la décroissance de flux dans l'alternateur n'est pas prise en compte et il convient d'utiliser les formules suivantes:

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

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

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

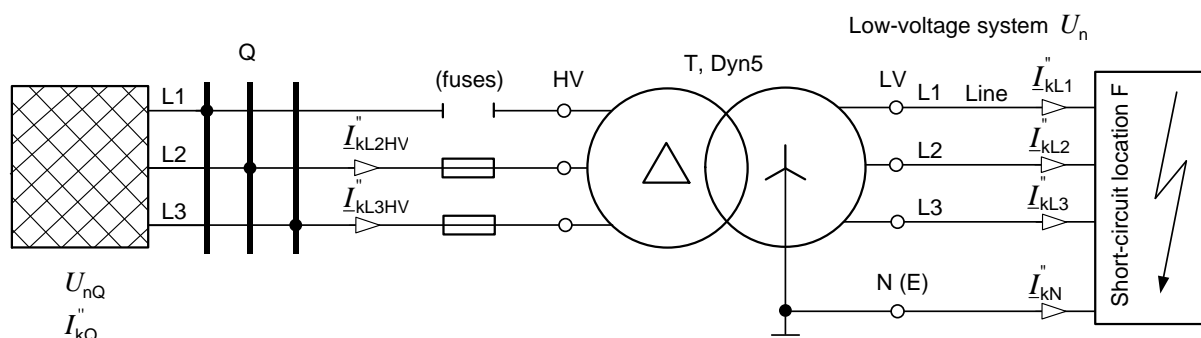
$$I_{k1} = I_{k1}'' \quad (95)$$

Dans le cas des courts-circuits permanents maximal ou minimal, le facteur de tension c_{\max} resp. c_{\min} selon le Tableau 1 doit être appliqué, voir 7.1.2.

12 Courts-circuits de transformateur du côté basse tension, si une phase est ouverte côté haute tension

Lorsque des fusibles sont utilisés comme protection d'entrée du côté haute tension des transformateurs de réseau, un court-circuit du côté secondaire peut conduire un fusible à interrompre le courant avant que les autres fusibles haute tension ou qu'un disjoncteur n'éliminent le court-circuit. Cela peut conduire à une situation où les courants de court-circuit partiels sont trop faibles pour déclencher un autre dispositif de protection, particulièrement dans le cas de courants de court-circuit minimaux. Les matériels électriques peuvent être en surcharge à cause de la durée du court-circuit.

La Figure 17 décrit cette situation avec des courts-circuits symétriques et dissymétriques avec mise à la terre au point de court-circuit F.



IEC

Anglais	Français
Fuses	Fusibles
Low-voltage system	Système basse tension
Short-circuit location F	Point de court-circuit F

Figure 17 – Courts-circuits au secondaire des transformateurs, si une phase (fusible) est ouverte du côté haute tension d'un transformateur Dyn5

Les courants de court-circuit I_{kL1}'' , I_{kL2}'' , I_{kL3}'' et I_{kN}'' du côté basse tension du transformateur de la Figure 17 peuvent être calculés en utilisant la Formule (96) avec la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit F. Les courants de court-circuit partiels $I_{kL2HV}'' = I_{kL3HV}''$ du côté haute tension de la Figure 17 peuvent également être calculés avec la Formule (96) en utilisant différentes valeurs pour le facteur α . Dans tous les cas, I_{kv}'' est égal à I_{kv}'' puisque les courts-circuits sont des courts-circuits éloignés de l'alternateur (voir 3.16 et Figure 1).

$$I_{kv}'' = \alpha \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot \left[Z_{Qt} + K_T Z_T + Z_L + \beta \cdot (K_T Z_{(0)T} + Z_{(0)L}) \right]} \quad (96)$$

où

ν représente L1, L2, L3, N(E) du côté basse-tension et L2 HV, L3 HV du côté haute tension;

$Z_{Qt} + K_T Z_T + Z_L$ est l'impédance résultante dans le réseau direct du côté BT ($Z_T = Z_{TLV}$);

$K_T Z_{(0)T} + Z_{(0)L}$ est l'impédance résultante dans le réseau homopolaire du côté BT;

α , β sont les facteurs donnés au Tableau 3.

Tout court-circuit entre phases sans mise à la terre provoque des courants plus faibles que les courants assignés, c'est pourquoi ce cas n'est pas pris en compte au Tableau 3.

Aucun courant de court-circuit des côtés basse ou haute tension du transformateur de la Figure 17 n'est supérieur au courant de court-circuit symétrique ou dissymétrique le plus élevé dans le cas d'une alimentation HT intacte (voir Figure 7). C'est pourquoi la Formule (96) est normalement intéressante pour le calcul des courants de court-circuit minimaux (voir Tableau 1 pour $c = c_{\min}$, et 7.1.1).

Tableau 3 – Facteurs α et β pour le calcul des courants de court-circuit au moyen de la Formule (96), rapport de transformation assigné $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$

Court-circuit en F (voir Figure 17)	Court-circuit triphasé	Court-circuit entre phases avec mise à la terre		Court-circuit monophasé
Lignes affectées du côté basse tension	L1, L2, L3 L1, L2, L3, N(E)	L1, L3, E(N)	L1, L2, N(E) L2, L3, N(E)	L2, N(E) ^a
Facteur β	0	2	0,5	0,5
Facteur α (LV) pour les courants				
I_{kL1}''	0,5	1,5	–	–
I_{kL2}''	1,0	–	1,5	1,5
I_{kL3}''	0,5	1,5	–	–
I_{kN}''	–	3,0	1,5	1,5
Facteur α (HV) pour les courants I_{kV}'' $I_{kL2HV}'' = I_{kL3HV}''$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$
^a En cas de courts-circuits monophasés L1, E(N) ou L3, E(N), les faibles courants qui en résultent sont stipulés par les impédances de circuit ouvert du transformateur. Ils peuvent être négligés.				

13 Court-circuit aux bornes des moteurs asynchrones

Dans le cas de courts-circuits triphasés et entre phases aux bornes de moteurs asynchrones, les courants de court-circuit partiels I_{kM}'' , i_{pM} , I_{bM} et I_{kM} sont évalués comme représenté dans le Tableau 4. L'influence des moteurs sur le courant de court-circuit monophasé ne peut être négligée en cas de systèmes mis à la terre. Prendre les impédances des moteurs avec $\underline{Z}_{(1)M} = \underline{Z}_{(2)M} = \underline{Z}_M$ et $\underline{Z}_{(0)M}$. Si le nœud du moteur n'est pas mis à la terre, l'impédance homopolaire devient $\underline{Z}_{(0)M} = \infty$.

Tableau 4 – Calcul des courants de court-circuit des moteurs asynchrones dans le cas d'un court-circuit aux bornes

Court-circuit	Court-circuit triphasé	Court-circuit entre phases	Court-circuit monophasé
Courant de court-circuit symétrique initial	$I_{k3M}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_M} \quad (97)$	$I_{k2M}'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (98)$	Voir Article 10
Valeur de crête du courant de court-circuit	$i_{p3M} = \kappa_M \sqrt{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (99)$	$i_{p2M} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_{p3M} \quad (100)$	$i_{p1M} = \kappa_M \sqrt{2} \cdot I_{k1M}'' \quad (101)$
	Moteurs haute tension: $\kappa_M = 1,65$ (correspondant à $R_M/X_M = 0,15$) pour puissance de moteur par paire de pôles < 1 MW $\kappa_M = 1,75$ (correspondant à $R_M/X_M = 0,10$) pour puissance de moteur par paire de pôles ≥ 1 MW Groupes de moteurs basse tension avec câbles de liaison: $\kappa_M = 1,3$ (correspondant à $R_M/X_M = 0,42$)		
Courant de court-circuit symétrique coupé	$I_{b3M} = \mu q \cdot I_{k3M}'' \quad (102)$	$I_{b2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (103)$	$I_{b1M} \approx I_{k1M}'' \quad (104)$
	μ conformément à la Formule (67) ou à la Figure 13, avec I_{kM}''/I_{rM} q conformément à la Formule (69) ou à la Figure 14.		
Courant de court-circuit permanent	$I_{k3M} = 0 \quad (105)$	$I_{k2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (106)$	$I_{k1M} \approx I_{k1M}'' \quad (107)$

14 Intégrale de Joule et courant de court-circuit thermique équivalent

L'intégrale de Joule $\int i^2 dt$ est une mesure de l'énergie générée dans l'élément résistif du réseau par le courant de court-circuit. Dans la présente norme, elle est calculée en utilisant un facteur m pour l'effet calorifique fonction du temps de la composante continue du courant de court-circuit et un facteur n pour l'effet calorifique fonction du temps de la composante alternative du courant de court-circuit pour un court-circuit individuel (voir les Figures 18 et 19).

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

Le courant de court-circuit thermique équivalent est:

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

Pour une suite de i courants de court-circuit successifs individuels triphasés, la formule suivante doit être utilisée pour le calcul de l'intégrale de Joule ou du courant de court-circuit thermique équivalent.

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

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

avec

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

où

I_{ki}'' est le courant de court-circuit initial triphasé pour chaque court-circuit;

I_{th} est l'équivalent thermique du courant de court-circuit;

m_i est le facteur pour l'effet thermique de la composante continue pour chaque court-circuit;

n_i est le facteur pour l'effet thermique de la composante alternative pour chaque court-circuit;

T_{ki} est la durée du courant de court-circuit pour chaque court-circuit;

T_k est la somme de la durée du courant de court-circuit pour chaque courant de court-circuit, voir la Formule (112).

Il convient que l'intégrale de Joule et que le courant de court-circuit thermique équivalent soient toujours donnés avec la durée du court-circuit à laquelle ils sont associés.

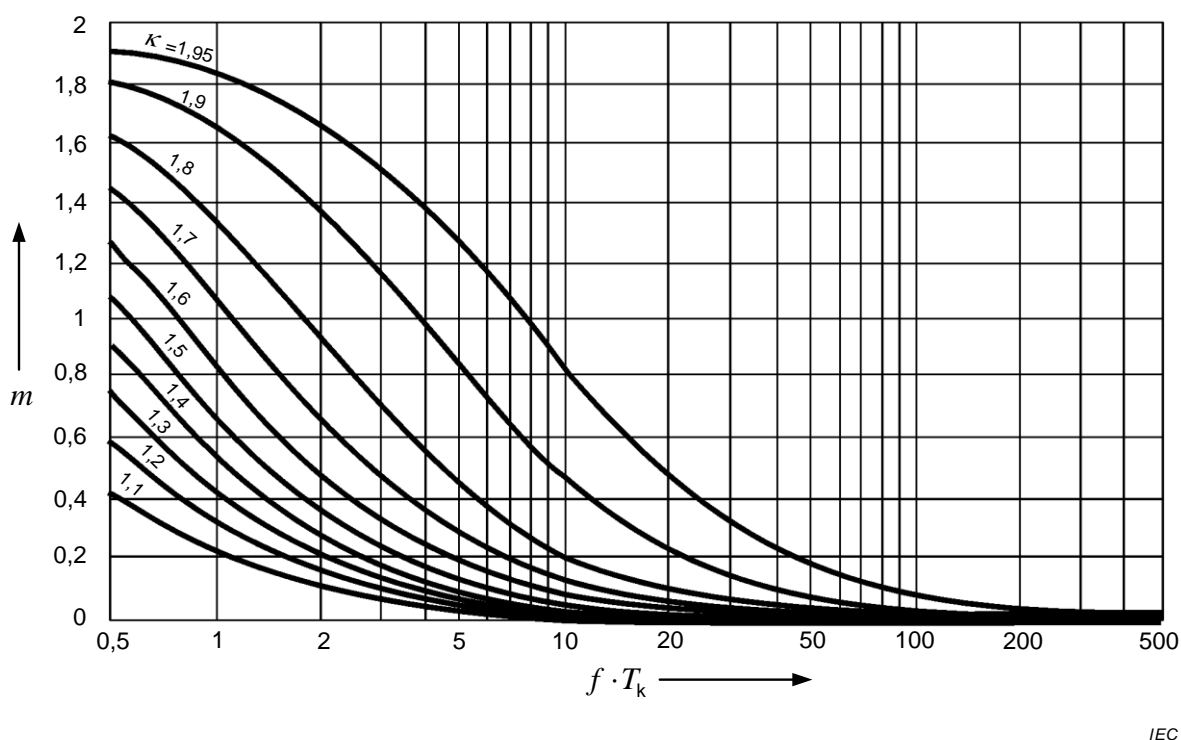
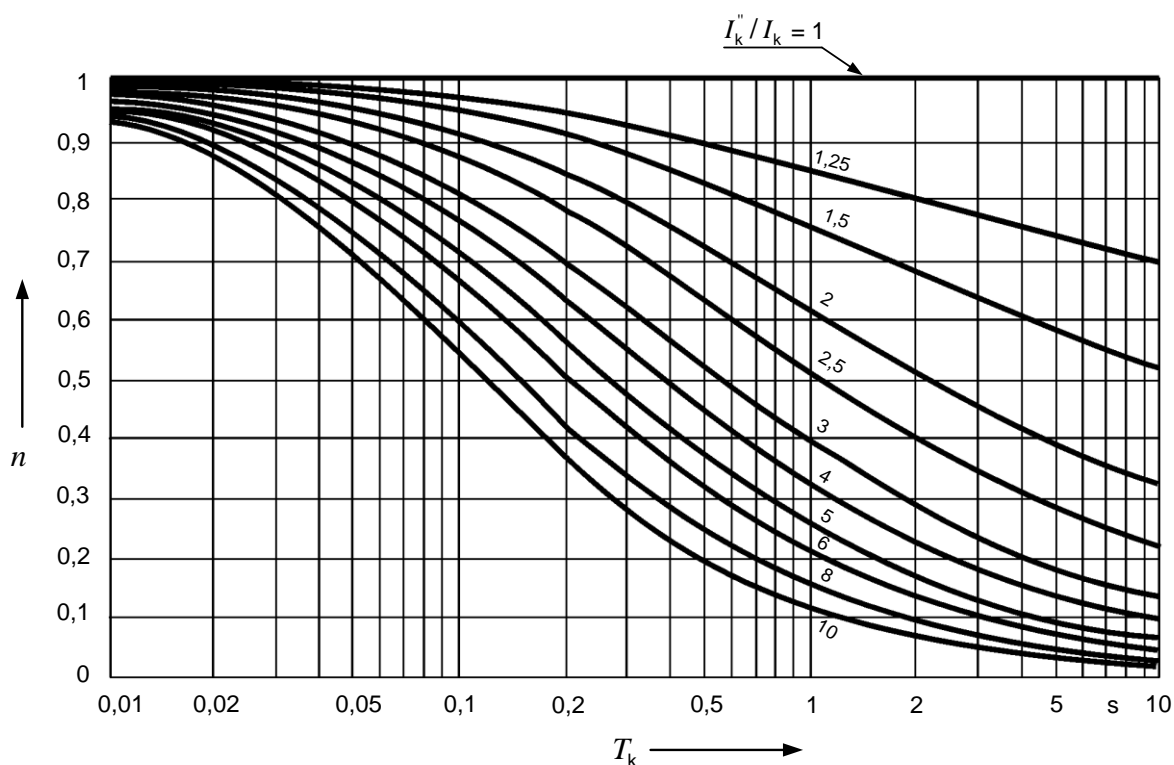


Figure 18 – Facteur m pour l'effet calorifique de la composante continue du courant de court-circuit (pour la programmation, la formule de calcul de m est donnée à l'Annexe A)



IEC

Figure 19 – Facteur n pour l'effet calorifique de la composante alternative du courant de court-circuit (pour la programmation, la formule de calcul de n est donnée à l'Annexe A)

Les facteurs m_i sont obtenus de la Figure 18 à l'aide de $f \cdot T_{ki}$ et du facteur κ dérivé en 8.1. Les facteurs n_i sont obtenus de la Figure 19 à l'aide de T_{ki} et du quotient I_{ki}''/I_{ki} , où I_{ki} est le courant de court-circuit permanent pour chaque court-circuit.

Si un certain nombre de courts-circuits se produisent séparés par un faible intervalle de temps, l'intégrale de Joule résultante est la somme des intégrales de Joule des courants de court-circuit individuels, comme indiqué dans la Formule (110).

Pour les réseaux de distribution (courts-circuits éloignés des alternateurs), habituellement $n = 1$ peut être utilisé.

Pour les courts-circuits éloignés des alternateurs avec une durée de court-circuit assignée de 0,5 s ou plus, il est permis de prendre $m + n = 1$.

Si l'intégrale de Joule ou le courant de court-circuit thermique équivalent doivent être calculés pour les courts-circuits dissymétriques, remplacer I_{ki}'' par les courants de court-circuit dissymétriques correspondants.

NOTE Pour le calcul de l'intégrale de Joule ou du courant de court-circuit thermique équivalent dans les systèmes alternatifs triphasés, le courant de court-circuit triphasé peut être décisif.

Quand un circuit est protégé par des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant, leur intégrale de Joule peut limiter la valeur ci-dessous à celle calculée conformément aux Formules (108) ou (110). Dans ce cas, l'intégrale de Joule est déterminée à partir des caractéristiques du dispositif limiteur de courant.

Annexe A (normative)

Formules pour le calcul des facteurs m et n

Le facteur m de la Figure 18 est donné par:

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

Le facteur n de la Figure 19 est donné par:

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

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

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

où

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

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

Annexe B (informative)

Matrices d'admittance nodale et d'impédance nodale

La matrice d'admittance nodale pour un réseau direct avec n nœuds présente la structure $n \times n$ suivante.

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

L'admittance mutuelle entre les nœuds i et j est la somme des admittances de court-circuit du matériel électrique (voir l'Article 6) entre les nœuds i et j (voir Figure B.1):

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

Les auto admittances du nœud i (et l'analogie pour les autres nœuds) sont la somme négative des admittances dans la $i^{\text{ème}}$ ligne et la somme négative des admittances de court-circuit du matériel électrique entre les nœuds i et le nœud de référence 0 du réseau direct.

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

La structure de la matrice nodale pour le réseau inverse et le réseau homopolaire est similaire.

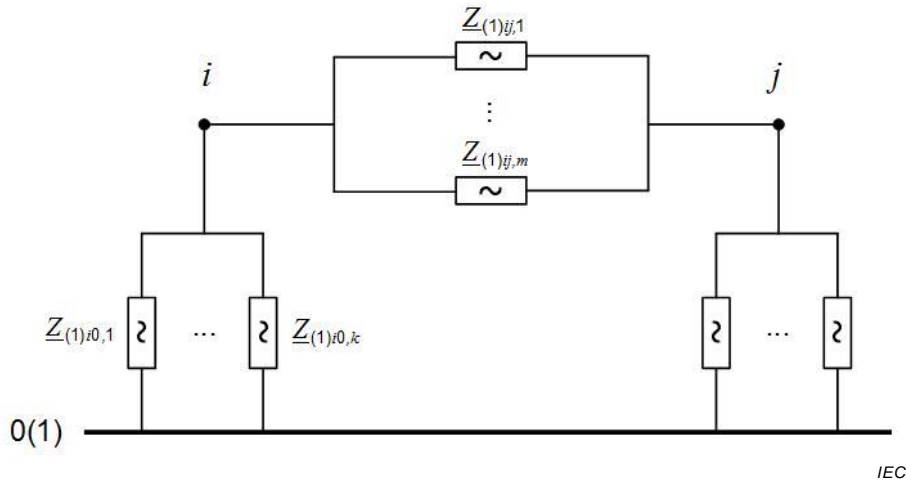


Figure B.1 – Formulation de la matrice d'admittance nodale

La matrice d'impédance nodale pour le réseau direct est la matrice inverse de la matrice d'admittance nodale pour le réseau direct avec la structure $n \times n$ suivante.

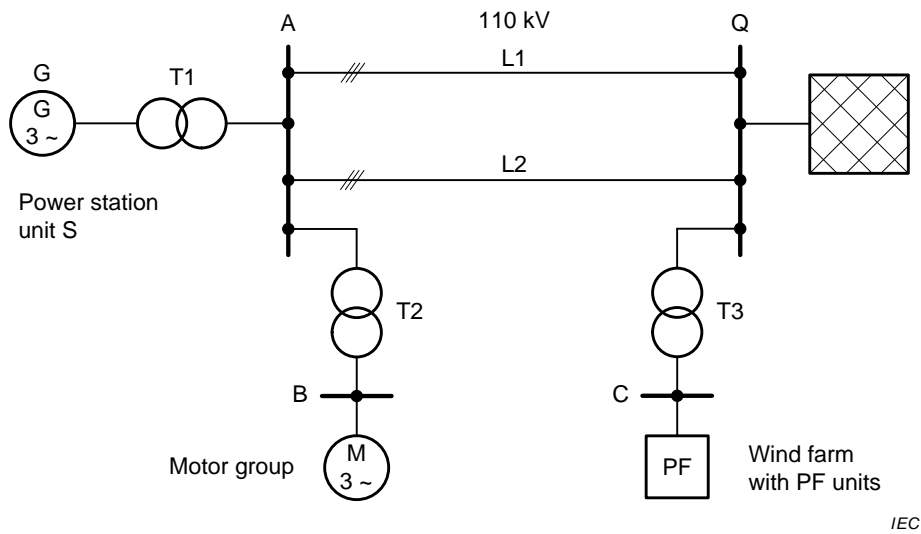
$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Y}_{(1)}^{-1} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{(1)11} & \underline{Z}_{(1)12} & \cdots & \underline{Z}_{(1)1i} & \cdots & \underline{Z}_{(1)1n} \\ \underline{Z}_{(1)21} & \underline{Z}_{(1)22} & \cdots & \underline{Z}_{(1)2i} & \cdots & \underline{Z}_{(1)2n} \\ \vdots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

Les impédances nodales du réseau inverse et du réseau homopolaire se trouvent de la même manière:

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

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

Un exemple est donné dans la Figure B.2 avec les impédances du Tableau B.1.



Anglais	Français
Power station unit S	Groupe de production S
Motor group	Groupe de moteurs
Wind farm with PF units	Parc éolien avec unités PF

Figure B.2 – Exemple

Tableau B.1 – Impédances de matériel électrique rapportées au côté 110 kV

Matériel	Réseau direct	Réseau inverse	Réseau homopolaire
Q	Z_Q	$Z_{(2)Q} = Z_Q$	$Z_{(0)Q}$
S	$Z_{SK} = K_S \left(i_{rT1}^2 Z_G + Z_{T1HV} \right)$	$Z_{(2)SK} = Z_{SK}$	$Z_{(0)SK} = K_S Z_{(0)T1HV}$
M	$Z_{Mt} = i_{rT2}^2 Z_M$	$Z_{(2)Mt} = Z_{Mt}$	$Z_{(0)Mt} = \infty$
PF	$Z_{PFt} = \infty$	$Z_{(2)PFt}$	$Z_{(0)PFt}^a$
T2	$Z_{T2K} = K_T Z_{T2HV}$	$Z_{(2)T2K} = Z_{T2K}$	$Z_{(0)T2K} = K_T Z_{(0)T2}$
T3	$Z_{T3K} = K_T Z_{T3HV}$	$Z_{(2)T3K} = Z_{T3K}$	$Z_{(0)T3K} = K_T Z_{(0)T3}$
L1	Z_{L1}	$Z_{(2)L1} = Z_{L1}$	$Z_{(0)L1}$
L2	Z_{L2}	$Z_{(2)L2} = Z_{L2}$	$Z_{(0)L2}$
^a Dépend du groupe de vecteurs du transformateur.			

Matrice d'admittance nodale pour le réseau direct:

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

Matrice d'admittance nodale pour le réseau inverse:

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

Matrice d'admittance nodale pour le réseau homopolaire:

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

Les impédances de court-circuit des réseaux direct, inverse et homopolaire sont les éléments en diagonale négatifs $\underline{Z}_{(1)ii}$, $\underline{Z}_{(2)ii}$, et $\underline{Z}_{(0)ii}$ des matrices d'impédance nodale:

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

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

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

Annexe ZA (normative)

Références normatives à d'autres publications internationales avec les publications européennes correspondantes

Les documents suivants, en tout ou en partie, sont référencés normativement dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non-datées, la dernière édition du document référencé (y compris les amendements) s'applique.

NOTE 1 Dans le cas où une publication internationale est modifiée par des modifications communes, indiqué par (mod), l'EN/le HD correspondant(e) s'applique.

NOTE 2 Les informations les plus récentes concernant les dernières versions des Normes Européennes listées dans la présente annexe sont disponibles à l'adresse suivante: www.cenelec.eu

<u>Publication</u>	<u>Année</u>	<u>Titre</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Année</u>
IEC 60038 (mod)	2009	Tensions normales de la CEI	EN 60038	2011
IEC 60050-131	-	Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) - Partie 131: Théorie des circuits	-	-
IEC/TR 60909-1	2002	Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif - Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909-0	-	-
IEC/TR 60909-2	2008	Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations	-	-
IEC 60909-3	2009	Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif - Partie 3: Courants durant deux courts-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre	EN 60909-3	2010
IEC/TR 60909-4	2000	Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif - Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit	-	-

Bibliographie

IEC 60050-151:2001, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 151: Dispositifs électriques et magnétiques*

IEC 60050-195:1998, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 195: Mise à la terre et protection contre les chocs électriques*
IEC 60050-195:1998/AMD1:2001

IEC 60865-1, *Courants de court-circuit – Calcul des effets – Partie 1: Définitions et méthodes de calcul*

NOTE Harmonisée comme EN 60865-1.

IEC 62428, *Énergie électrique – Composantes modales dans les systèmes a.c. triphasés – Grandeurs et transformations*

NOTE Harmonisée comme EN 62428.

IEC 60949, *Calcul des courants de court-circuit admissibles au plan thermique, tenant compte des effets d'un échauffement non adiabatique*

IEC 60986, *Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tensions assignées de 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) à 30 kV ($U_m = 36$ kV)*
