

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

TR 60909-4

Première édition
First edition
2000-07

**Courants de court-circuit dans les réseaux
triphases à courant alternatif –**

**Partie 4:
Exemples pour le calcul des courants
de court-circuit**

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

**Part 4:
Examples for the calculation of
short-circuit currents**



Numéro de référence
Reference number
IEC/TR 60909-4:2000

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

Publications consolidées

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

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- **«Site web» de la CEI***
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement
(Catalogue en ligne)*
- **Bulletin de la CEI**
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI)*.

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site***
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates
(On-line catalogue)*
- **IEC Bulletin**
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary (IEV)*.

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

* See web site address on title page.

RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT

CEI
IEC

TR 60909-4

Première édition
First edition
2000-07

**Courants de court-circuit dans les réseaux
triphases à courant alternatif –**

**Partie 4:
Exemples pour le calcul des courants
de court-circuit**

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

**Part 4:
Examples for the calculation of
short-circuit currents**

© IEC 2000 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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

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

International Electrotechnical Commission
Telefax: +41 22 919 0300

e-mail: inmail@iec.ch

3, rue de Varembe Geneva, Switzerland
IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE XB

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

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS.....	6
Articles	
1 Généralités	10
1.1 Domaine d'application et objet.....	10
1.2 Documents de référence.....	10
1.3 Définitions, symboles et indices, et équations.....	12
2 Impédances directe, inverse et homopolaire des matériels électriques	12
2.1 Lignes aériennes, câbles et réactances de limitation du courant de court-circuit	12
2.2 Transformateurs.....	14
2.3 Alternateurs et groupes de production.....	26
3 Calcul des courants de court-circuit dans un réseau basse tension $U_n = 400\text{ V}$	36
3.1 Problème.....	36
3.2 Détermination des impédances directes.....	36
3.2.1 Réseau d'alimentation	36
3.2.2 Transformateurs.....	40
3.2.3 Lignes (câbles et ligne aérienne).....	40
3.3 Détermination des impédances homopolaires.....	42
3.3.1 Transformateurs.....	42
3.3.2 Lignes (câbles et lignes aériennes).....	42
3.4 Calcul de I_k'' et i_p pour les court circuits triphasés	44
3.4.1 Point de court-circuit F1	44
3.4.2 Point de court-circuit F2.....	46
3.4.3 Point de court-circuit F3.....	48
3.5 Calcul de I_{k1}'' et i_{p1} pour les courts-circuits phase terre	48
3.5.1 Point de court-circuit F1	48
3.5.2 Point de court-circuit F2.....	52
3.5.3 Point de court-circuit F3.....	54
3.6 Récapitulation des résultats.....	54
4 Calcul des courants de court-circuit triphasés dans un réseau moyenne tension – influence des moteurs	56
4.1 Problème.....	56
4.2 Calcul complexe à partir de grandeurs réelles	58
4.3 Calcul avec les réactances de court-circuit du matériel électrique.....	66
4.4 Calcul à partir des grandeurs réduites	70
4.5 Calcul avec la méthode de superposition.....	74

CONTENTS

	Page
FOREWORD	7
Clause	
1 General.....	11
1.1 Scope and object	11
1.2 Reference documents	11
1.3 Definitions, symbols and indices, and equations	13
2 Positive-sequence, negative-sequence and zero-sequence impedances of electrical equipment.....	13
2.1 Overhead lines, cables and short-circuit limiting reactors	13
2.2 Transformers.....	15
2.3 Generators and power-station units	27
3 Calculation of short-circuit currents in a low-voltage system $U_n = 400$ V	37
3.1 Problem	37
3.2 Determination of the positive-sequence impedances	37
3.2.1 Network feeder	37
3.2.2 Transformers	41
3.2.3 Lines (cables and overhead lines)	41
3.3 Determination of the zero-sequence impedances	43
3.3.1 Transformers	43
3.3.2 Lines (cables and overhead lines)	43
3.4 Calculation of I_k'' and i_p for three-phase short circuits	45
3.4.1 Short-circuit location F1	45
3.4.2 Short-circuit location F2	47
3.4.3 Short-circuit location F3	49
3.5 Calculation of I_{k1}'' and i_{p1} for line-to-earth short circuits.....	49
3.5.1 Short-circuit location F1	49
3.5.2 Short-circuit location F2	53
3.5.3 Short-circuit location F3	55
3.6 Collection of results.....	55
4 Calculation of three-phase short-circuit currents in a medium-voltage system – influence of motors.....	57
4.1 Problem	57
4.2 Complex calculation with absolute quantities	59
4.3 Calculation with short-circuit reactances of electrical equipment	67
4.4 Calculation with per-unit quantities	71
4.5 Calculation with the superposition method	75

Articles	Pages
5 Calcul des courants de court-circuit triphasés pour un groupe de production et le réseau auxiliaire	82
5.1 Problème.....	82
5.2 Impédances de court-circuit des matériels électriques	86
5.2.1 Réseau d'alimentation	86
5.2.2 Groupe de production	86
5.2.3 Transformateurs auxiliaires	90
5.2.4 Transformateurs basse tension 2,5 MVA et 1,6 MVA.....	90
5.2.5 Moteurs asynchrones	98
5.3 Calcul des courants de court-circuit	98
5.3.1 Point de court-circuit F1	98
5.3.2 Point de court-circuit F2	100
5.3.3 Point de court-circuit F3	104
5.3.4 Point de court-circuit F4	110
5.3.5 Point de court-circuit F5	114
6 Réseau d'essai pour le calcul des courants de court-circuit avec des programmes informatiques, conformément à la CEI 60909-0.....	118
6.1 Généralités.....	118
6.2 Réseau d'essai à haute tension 380 kV/ 110 kV/30 kV	120
6.2.1 Topologie et caractéristiques du réseau	120
6.2.2 Impédances de court-circuit des matériels électriques.....	124
6.3 Résultats	128
6.3.1 Courants de court-circuit triphasés	128
6.3.2 Courants de court-circuit phase terre	130

Clause	Page
5 Calculation of three-phase short-circuit currents for a power station unit and the auxiliary network.....	83
5.1 Problem	83
5.2 Short-circuit impedances of electrical equipment.....	87
5.2.1 Network feeder	87
5.2.2 Power-station unit.....	87
5.2.3 Auxiliary transformers.....	91
5.2.4 Low-voltage transformers 2,5 MVA and 1,6 MVA	91
5.2.5 Asynchronous motors	99
5.3 Calculation of short-circuit currents.....	99
5.3.1 Short-circuit location F1	99
5.3.2 Short-circuit location F2.....	101
5.3.3 Short-circuit location F3.....	105
5.3.4 Short-circuit location F4.....	111
5.3.5 Short-circuit location F5.....	115
6 Test network for the calculation of short-circuit currents with digital programs in accordance with IEC 60909-0.....	119
6.1 General	119
6.2 High-voltage test network 380 kV/ 110 kV/30 kV.....	121
6.2.1 Network topology and data	121
6.2.2 Short-circuit impedances of electrical equipment	125
6.3 Results.....	127
6.3.1 Three-phase short-circuit currents	129
6.3.2 Line-to-earth short-circuit currents	131

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit

AVANT-PROPOS

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

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

La CEI 60909-4, qui est un rapport technique, a été établie par le comité d'études 73 de la CEI: Courants de court-circuit.

Ce rapport technique doit être utilisé conjointement avec la CEI 60909-0.

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

Projet d'enquête	Rapport de vote
73/105/CDV	73/108/RVC

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

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

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

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –**Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents**

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this technical report may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

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

IEC 60909-4, which is a technical report, has been prepared by IEC technical committee 73: Short-circuit currents.

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

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

Enquiry draft	Report on voting
73/105/CDV	73/108/RVC

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

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

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

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant 2004.
A cette date, la publication sera

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2004. At this date, the publication will be

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

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

Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit

1 Généralités

1.1 Domaine d'application et objet

La présente partie de la CEI 60909 est un rapport technique destiné à fournir une aide à l'application de la CEI 60909-0 pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif 50 Hz ou 60 Hz.

Le présent rapport technique ne donne aucune prescription complémentaire mais constitue un support pour la représentation des matériels électriques dans un système direct, inverse et homopolaire (article 2) et la réalisation pratique des calculs dans un réseau à basse tension (article 3), un réseau à moyenne tension avec moteurs asynchrones (article 4) et un groupe de production avec son réseau auxiliaire alimentant un nombre important de moteurs asynchrones à moyenne tension et de groupes de moteurs à basse tension (article 5).

Les trois exemples donnés aux articles 3, 4 et 5 sont similaires à ceux donnés dans la CEI 60909 (1988) mais ils ont été révisés conformément à la CEI 60909-0, qui la remplace.

Un paragraphe a été ajouté à l'exemple de l'article 3 pour donner une comparaison entre les résultats trouvés avec l'application de la source de tension équivalente au point de court-circuit selon la procédure donnée dans la CEI 60909-0 d'une part, et les résultats trouvés avec la méthode par superposition d'autre part, qui tiennent compte des différentes conditions de flux de puissance avant le court-circuit.

L'article 6 du présent rapport technique donne le schéma de circuit et les caractéristiques d'un réseau d'essai ainsi que les résultats pour un calcul effectué conformément à la CEI 60909-0, pour permettre la comparaison entre les résultats trouvés avec un programme informatique pour le calcul des courants de court-circuit et les résultats donnés pour I''_k , i_p , I_b , I_k , I''_{k1} et i_{p1} dans un réseau haute tension avec des groupes de production, des alternateurs, des moteurs asynchrones et des lignes avec quatre niveaux de tension différents: 380 kV, 110 kV, 30 kV et 10 kV.

1.2 Documents de référence

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

CEI 60909-0:2000, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 0: Calcul des courants*

CEI 60909-1:1991, *Calculs des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alternatifs triphasés conformément à la CEI 60909*

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

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS – Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents

1 General

1.1 Scope and object

This part of IEC 60909 is a technical report intended to give help for the application of IEC 60909-0 for the calculation of short-circuit currents in 50 Hz or 60 Hz three-phase a.c. systems.

This technical report does not include additional requirements but gives support for the modelling of electrical equipment in the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-sequence system (clause 2) and the practical execution of calculations in a low-voltage system (clause 3), a medium-voltage system with asynchronous motors (clause 4) and a power-station unit with its auxiliary network feeding a large number of medium-voltage asynchronous motors and low-voltage motor groups (clause 5).

The three examples given in clauses 3, 4 and 5 are similar to those given in IEC 60909 (1988) but they are revised in accordance with IEC 60909-0, which replaces it.

A subclause is added to the example in clause 3 to give a comparison between the results found with the application of the equivalent voltage source at the short-circuit location following the procedure given in IEC 60909-0 on the one hand, and results found with the superposition method on the other hand, taking into account different load-flow conditions before the short circuit.

Clause 6 of this technical report gives the circuit diagram and the data of a test network and the results for a calculation carried out in accordance with IEC 60909-0, to offer the possibility for a comparison between the results found with a digital program for the calculation of short-circuit currents and the given results for I''_k , i_p , I_b , I_k , I''_{k1} and i_{p1} in a high-voltage network with power-station units, generators, asynchronous motors and lines in four different voltage levels 380 kV, 110 kV, 30 kV and 10 kV.

1.2 Reference documents

IEC 60038:1983, *IEC Standard voltages*

IEC 60909-0:2000, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*

IEC 60909-1:1991, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents in three-phase a.c. systems according to IEC 60909*

IEC 60909-2:1992, *Electrical equipment – Data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 60909*

CEI 60909-3:1995, *Calculs des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 3: Courant durant deux court-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre*

CEI 60865-1:1993, *Courants de court-circuit – Calcul des effets – Partie 1: Définitions et méthodes de calcul*

1.3 Définitions, symboles et indices, et équations

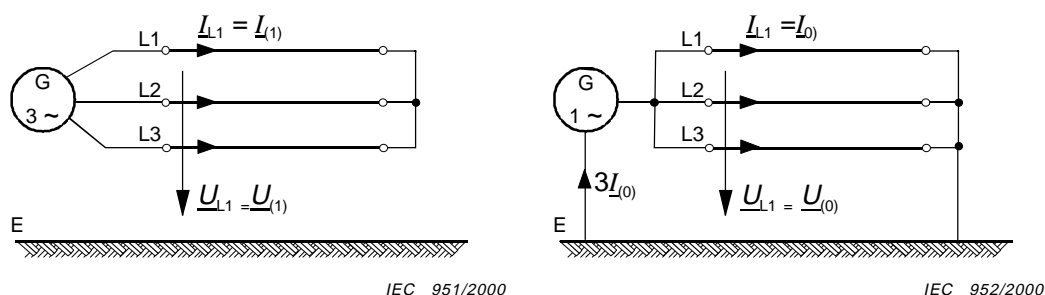
Les définitions, les symboles et indices, ainsi que les équations, sont les mêmes que ceux utilisés dans la CEI 60909-0.

2 Impédances directe, inverse et homopolaire des matériels électriques

On donne, en complément de l'article 3 de la CEI 60909-0 la représentation et le calcul des impédances directe, inverse et homopolaire des matériels électriques. Dans la plupart des cas, les impédances inverses sont égales aux impédances directes lorsqu'on calcule les courants de court-circuit initiaux, mais voir 3.6.1 de la CEI 60909-0 et la CEI 60909-2.

2.1 Lignes aériennes, câbles et réactances de limitation du courant de court-circuit

La figure 1 montre la signification et la mesure fictive des impédances directe et homopolaire des lignes aériennes avec un circuit L1, L2, L3.



a) impédance directe

$$\underline{Z}_{(1)L} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(1)} / \underline{I}_{(1)}$$

avec $\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3} = 0$
 et $U_{L1} = U_{L2} = U_{L3}$

b) impédance homopolaire

$$\underline{Z}_{(0)L} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$$

avec $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3} = \underline{U}_{(0)}$
 et $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{L2} = \underline{I}_{L3} = \underline{I}_{(0)}$

Figure 1 – Impédances directe et homopolaire d'une ligne aérienne (ligne simple)

En pratique, la mesure de la tension U_{L1} et du courant I_{L1} conduit à la valeur absolue Z de l'impédance. Avec la mesure de la perte totale P_V dans le cas du courant I_{L1} il est possible de trouver la valeur complexe \underline{Z} de l'impédance:

$$Z = \frac{U_{L1}}{I_{L1}} ; \quad R = \frac{P_V}{3I_{L1}^2} ; \quad X = \sqrt{Z^2 - R^2} ; \quad \underline{Z} = R + j X$$

IEC 60909-3:1995, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous single phase line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth*

IEC 60865-1:1993, *Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods*

1.3 Definitions, symbols and indices, and equations

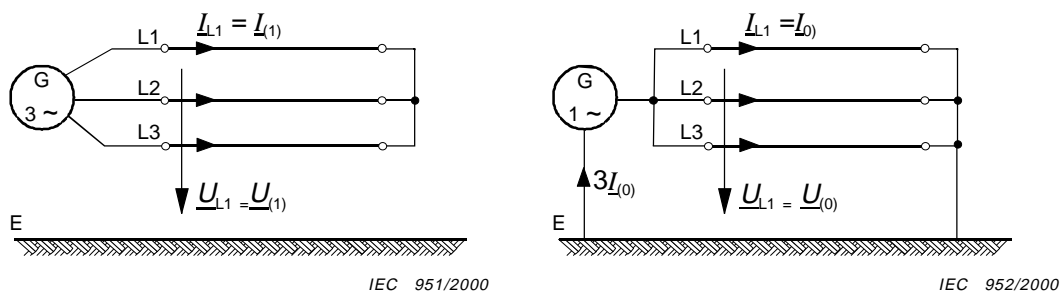
The definitions, symbols, indices and the equations are the same as those used in IEC 60909-0.

2 Positive-sequence, negative-sequence and zero-sequence impedances of electrical equipment

In addition to clause 3 of IEC 60909-0, modelling and calculation of the positive-sequence and the zero-sequence impedances of electrical equipment is given. In most cases the negative-sequence impedances are equal to the positive-sequence impedances when calculating the initial short-circuit currents, but see 3.6.1 of IEC 60909-0 and IEC 60909-2.

2.1 Overhead lines, cables and short-circuit limiting reactors

Figure 1 demonstrates the meaning and the principal measurement of the positive-sequence and the zero-sequence impedances of overhead lines with one circuit L1, L2, L3.



a) positive-sequence

$$\underline{Z}_{(1)L} = \frac{\underline{U}_{L1}}{I_{L1}} = \frac{\underline{U}_{(1)}}{I_{(1)}}$$

with $\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3} = 0$
and $U_{L1} = U_{L2} = U_{L3}$

b) zero-sequence

$$\underline{Z}_{(0)L} = \frac{\underline{U}_{L1}}{I_{L1}} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{I_{(0)}}$$

with $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3} = \underline{U}_{(0)}$
and $I_{L1} = I_{L2} = I_{L3} = I_{(0)}$

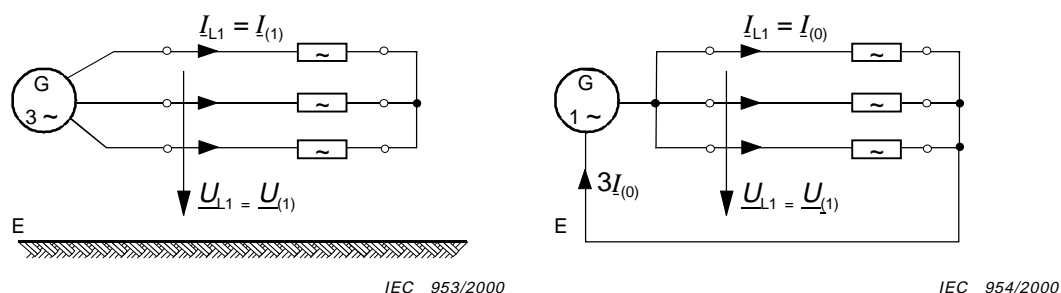
Figure 1 – Positive-sequence and zero-sequence impedances of an overhead line (single circuit line)

In practice, the measurement of voltage U_{L1} and current I_{L1} leads to the absolute value Z of the impedance. Together with the measurement of the total loss P_V at the current I_{L1} it is possible to find the complex value \underline{Z} of the impedance:

$$Z = \frac{U_{L1}}{I_{L1}}; \quad R = \frac{P_V}{3I_{L1}^2}; \quad X = \sqrt{Z^2 - R^2}; \quad \underline{Z} = R + jX$$

Les équations pour le calcul des impédances directe et homopolaire des lignes aériennes avec un ou deux circuits parallèles (ligne double) et avec ou sans un ou deux câbles de garde sont données dans la CEI 60909-2. L'impédance inverse est égale à l'impédance directe. Les mesures permettant de trouver les impédances directe et homopolaire des câbles possédant une gaine, un blindage et une armure sont similaires à celles données à la figure 1. Des exemples sont donnés dans la CEI 60909-2. Dans le cas d'une impédance homopolaire, la mise à la terre de la gaine, respectivement du blindage ou de l'armure, est importante tout comme le nombre de câbles parallèles. Dans le cas de câbles basse tension à quatre conducteurs, la section du conducteur de mise à la terre a une influence sur l'impédance homopolaire.

La figure 2 montre la signification et la mesure fictive des impédances directe et homopolaire d'une réactance de limitation du courant de court-circuit triphasée en courant alternatif.



a) impédance directe

$$\underline{Z}_{(1)R} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(1)} / \underline{I}_{(1)}$$

avec $\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3} = 0$
 et $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3}$

b) impédance homopolaire

$$\underline{Z}_{(0)R} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$$

avec $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3} = \underline{U}_{(0)}$
 et $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{L2} = \underline{I}_{L3} = \underline{I}_{(0)}$

Figure 2 – Impédance directe et homopolaire d'une réactance de limitation du courant de court-circuit, généralement $R_R \ll X_R$

Si le couplage magnétique entre les trois bobines avec ou sans noyau de fer est faible, l'impédance homopolaire $\underline{Z}_{(0)R}$ est approximativement égale à l'impédance directe $\underline{Z}_{(1)R}$. Lorsqu'on calcule les courants de court-circuit dans les réseaux à haute tension, il suffit souvent d'utiliser seulement la réactance.

2.2 Transformateurs

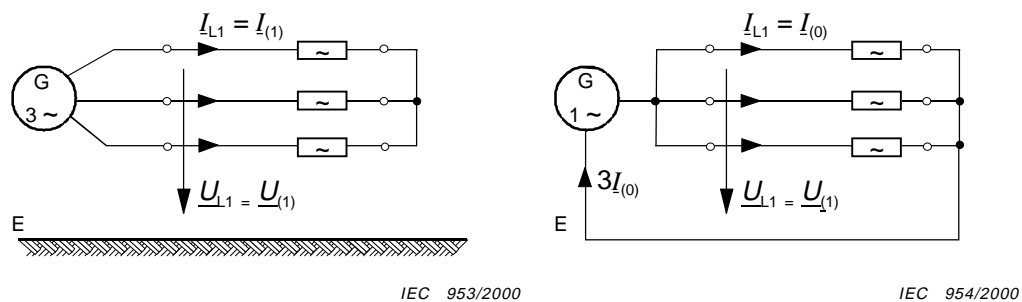
Les transformateurs des groupes de production sont également traités en 2.3.

Les transformateurs de réseau ont deux ou trois enroulements triphasés, ou même plus. La figure 3 donne un exemple d'impédances de système directe et homopolaire d'un transformateur à deux enroulements avec le couplage YNd5.

Dans le cas de transformateurs à trois enroulements (des exemples sont donnés au tableau 3b de la CEI 60909-2), il est nécessaire de mesurer trois impédances différentes et de calculer ensuite les trois impédances du circuit équivalent dans le système direct ou homopolaire du transformateur (voir 3.3.2 de la CEI 60909-0) et l'exemple donné à la fin du présent article.

Equations for the calculation of the positive-sequence and the zero-sequence system impedances of overhead lines with one or two parallel circuits (double circuit line) and without or with one or two earth wires are given in IEC 60909-2. The negative-sequence impedance is equal to the positive-sequence impedance. The measurements to find the positive-sequence and the zero-sequence impedances of cables with sheath, shielding and armouring are similar to those given in figure 1. Examples are given in IEC 60909-2. In the case of the zero-sequence impedance, the earthing of the sheath or the shielding or the armouring is important as well as the number of parallel cables. In the case of low-voltage four-core cables the cross-section of the earthed core has an influence on the zero-sequence impedance.

Figure 2 demonstrates the meaning and the principal measurement of the positive-sequence and the zero-sequence impedance of a three-phase a.c. short-circuit limiting reactor.



a) positive-sequence

$$\underline{Z}_{(1)R} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(1)} / \underline{I}_{(1)}$$

with $\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3} = 0$
and $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3}$

b) zero-sequence

$$\underline{Z}_{(0)R} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$$

with $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3} = \underline{U}_{(0)}$
and $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{L2} = \underline{I}_{L3} = \underline{I}_{(0)}$

Figure 2 – Positive-sequence and zero-sequence impedance of a short-circuit limiting reactor, generally $R_R \ll X_R$

If the magnetic coupling between the three coils without or with iron core is small, the zero-sequence impedance $\underline{Z}_{(0)R}$ is approximately equal to the positive-sequence impedance $\underline{Z}_{(1)R}$. When calculating short-circuit currents in high-voltage systems, it is often sufficient to use the reactance only.

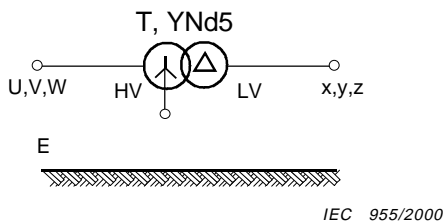
2.2 Transformers

Unit transformers of power-station units are also dealt with in 2.3.

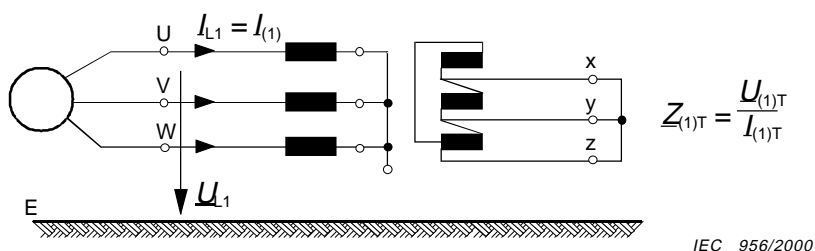
Network transformers have two or three or even more three-phase windings. Figure 3 gives an example for the positive-sequence and the zero-sequence system impedances of a two-winding transformer with the vector group YNd5.

In the case of three-winding transformers (examples are given in table 3b of IEC 60909-2), it is necessary to measure three different impedances and then to calculate the three impedances of the equivalent circuit in the positive-sequence or the zero-sequence system of the transformer, see 3.3.2 of IEC 60909-0 and the example at the end of this clause.

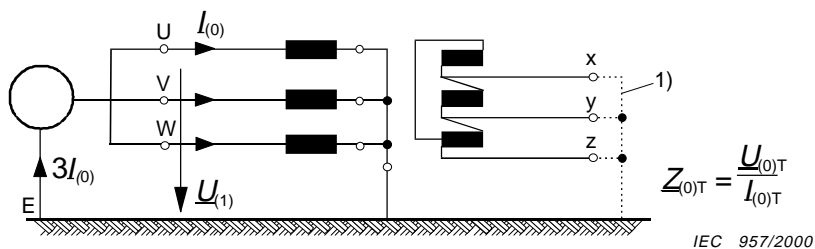
Le tableau 1 donne des exemples pour les circuits équivalents dans le système direct et le système homopolaire de transformateurs à deux et trois enroulements avec des conditions de mise à la terre différentes du côté HT et du côté MT. Les impédances du tableau 1 renvoient au côté A qui peut être le côté HT ou le côté MT du transformateur.



- a) Transformateurs à deux enroulements avec bornes U, V, W du côté haute tension et x,y,z du côté basse tension



- b) Impédance directe $Z_{(1)} = Z_{(2)}$. $Z_{(2)}$ est l'impédance inverse



- c) Impédance homopolaire $Z_{(0)}$

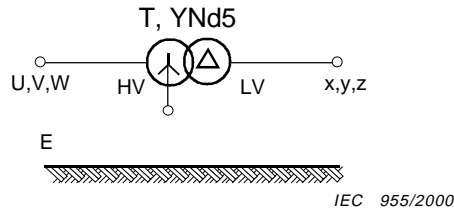
NOTE Dans le cas d'un enroulement triangle il n'est pas nécessaire d'introduire le court-circuit et la connexion à la terre.

Figure 3 – Impédances de système directe et homopolaire d'un transformateur à deux enroulements Ynd5

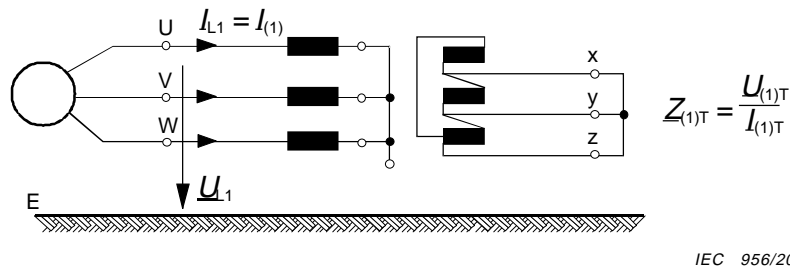
Comme cela est indiqué au tableau 2, il est recommandé de ne pas utiliser des transformateurs de couplage Yy dans les réseaux à basse tension à mise à la terre de faible impédance du côté BT (réseau TN) parce que $Z_{(0)}$ peut être très élevée de telle manière que la protection contre les courts-circuits puisse connaître une défaillance. Pour l'alimentation des réseaux TN, il convient d'utiliser des transformateurs n° 2 ou 3 du tableau 1.

Les transformateurs de couplage YNyn,d sont typiques dans les réseaux à haute tension, avec point neutre de mise à la terre normalement seulement d'un côté (A ou B). Les exemples n° 4b et n° 6 du tableau 1 montrent que les systèmes homopolaires des deux réseaux sont couplés, si les deux neutres A et B sont reliés à la terre (le sectionneur ES dans le cas n° 4b est fermé). Dans ces cas, des considérations complémentaires sont nécessaires, en particulier si le rapport de transformation est élevé, pour vérifier si ce couplage est admissible. Le cas n° 5 du tableau 1 donne un exemple sur la façon d'éviter ce couplage dans le système homopolaire. Le cas n° 9 du tableau 1 donne un autre exemple pour éviter le couplage dans le système homopolaire si deux transformateurs parallèles existent au même emplacement ou à différents emplacements.

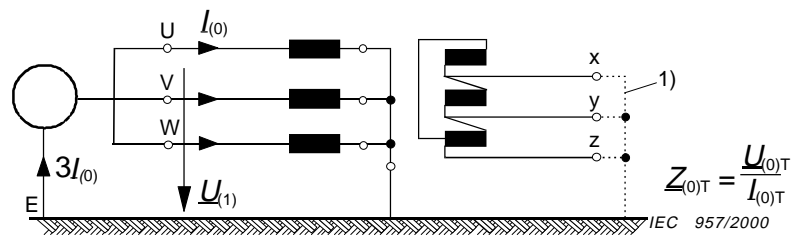
Table 1 gives examples for the equivalent circuits in the positive-sequence and the zero-sequence system of two- and three-winding transformers with different earthing conditions on the HV- and the MV-side. The impedances of table 1 are related to side A, which may be the HV-side or the MV-side of the transformer.



- a) Two-winding transformer with the terminals U,V,W at the high-voltage side and x,y,z at the low-voltage side



- b) Positive-sequence impedance $Z_{(1)} = Z_{(2)}$. $Z_{(2)}$ is the negative sequence impedance



- c) Zero-sequence impedance $Z_{(0)}$

NOTE In the case of a delta winding it is not necessary to introduce the short circuit and the earth connection.

Figure 3 – Positive-sequence and zero-sequence system impedances of a two-winding transformer YNd5

As shown in table 2, transformers with the vector group Yy should not be used in low-voltage systems with low-impedance earthing on the LV-side (TN-network), because $Z_{(0)}$ may be very high, so that short-circuit protection may fail. For feeding TN-networks, transformers of No. 2 or 3 in table 1 should be used.

Transformers with the vector group YNyn,d are typical in high-voltage networks, with neutral point earthing normally only on one side (A or B). The examples No. 4b and 6 of table 1 show that the zero-sequence system of both networks are coupled, if both the neutral points A and B are earthed (earthing switch ES in case No. 4b closed). In these cases, additional considerations are necessary, especially if the transformation ratio is high, to find out if this coupling is admissible. Case No. 5 of table 1 gives an example how to avoid this coupling in the zero-sequence system. Case No. 9 of table 1 gives a further example to avoid the coupling in the zero-sequence system if two parallel transformers at the same place or at different places are present.

Tableau 1 – Exemples de schémas de circuits équivalents de transformateurs dans les systèmes direct et homopolaire

N°	Transformateur	Système direct	Système homopolaire
1a			
1b			
2			
3			
4a			
4b			
5			

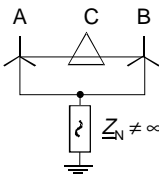
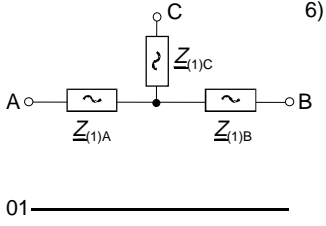
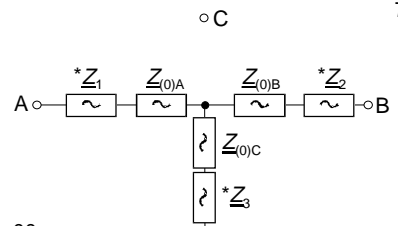
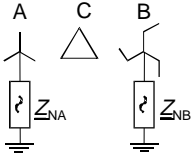
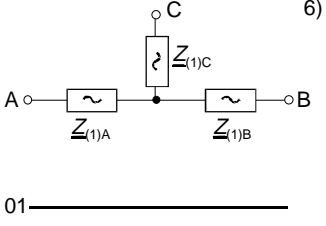
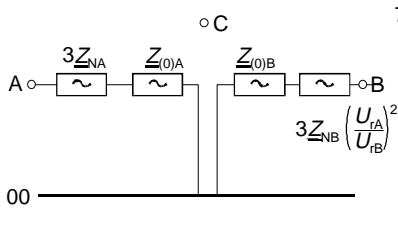
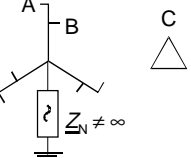
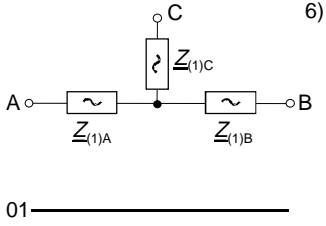
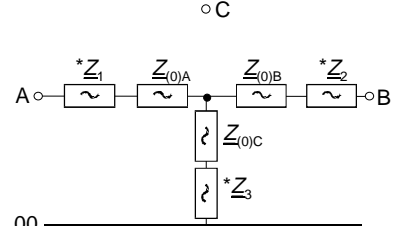
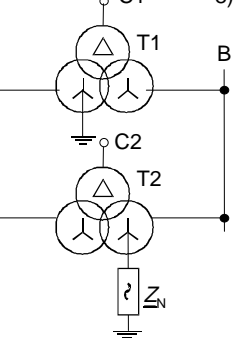
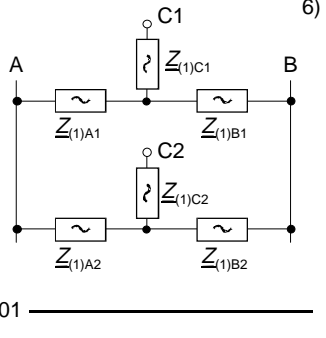
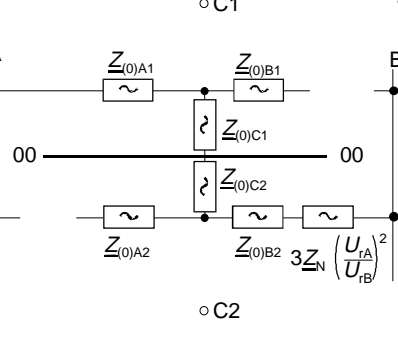
1) $Z_{(1)K} = K_T Z_{(1)}$; K_T l'équation (12a) ou (12b) de la CEI 60909-0.
 2) $Z_{(0)K} = K_T Z_{(0)}$, K_T l'équation (12a) ou (12b) de la CEI 60909-0; Z_N sans facteur de correction.
 3) K_{TAB} , K_{TAC} , K_{TBC} l'équation (13) de la CEI 60909-0.
 4) Facteurs de correction comme en 3); Z_N et X_S sans facteur de correction.
 5) Sectionneur.

Table 1 – Examples for equivalent circuit-diagrams of transformers in the positive-sequence and the zero-sequence system

No.	Transformer	Positive-sequence system	Zero-sequence system
1a			
1b			
2			
3			
4a			
4b			
5			

1) $Z_{(1)K} = K_T Z_{(1)}$; K_T from equation (12a) or (12b) of IEC 60909-0.
 2) $Z_{(0)K} = K_T Z_{(0)}$; K_T from equation (12a) or (12b) of IEC 60909-0; Z_N without correction factor.
 3) K_{TAB} , K_{TAC} , K_{TBC} from equation (13) of IEC 60909-0.
 4) Correction factors as indicated under 3); Z_N and X_S without correction factor.
 5) Earthing switch.

Tableau 1 (suite)

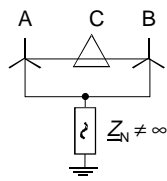
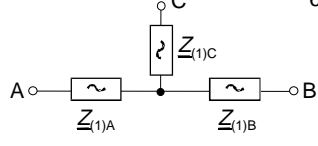
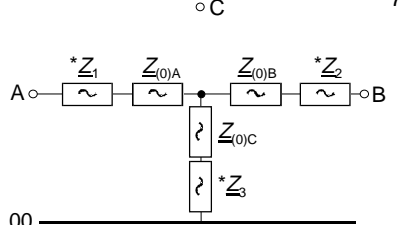
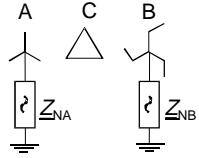
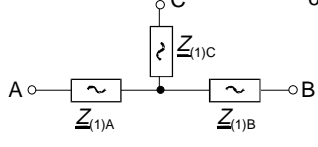
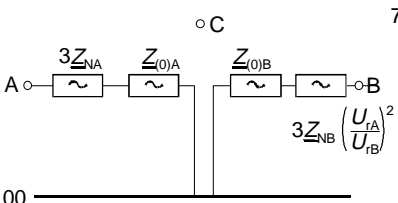
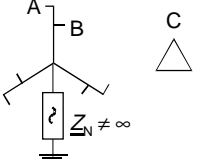
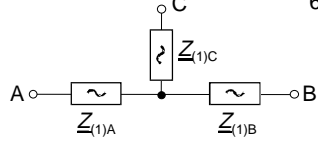
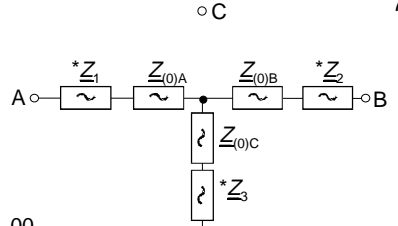
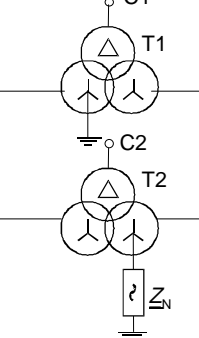
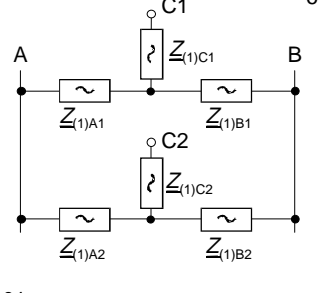
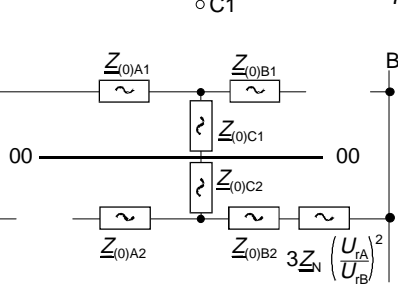
No	Transformateur	Système direct	Système homopolaire
6			 <p> $*Z_1 = -3Z_N t(t-1); \quad *Z_2 = 3Z_N t(t-1)$ $*Z_3 = 3Z_N t; \quad t = U_{rA}/U_{rB}$ </p>
7			
8	<p>Auto-transformateur avec trois unités séparées</p>  <p>△ Connexion à l'extérieur des transformateurs</p>		 <p> $*Z_1, *Z_2, *Z_3$ comme au cas No. 6 $Z_{(0)A} = Z_{(1)A}; Z_{(0)B} = Z_{(1)B}; Z_{(0)C} = Z_{(1)C}$ </p>
9			

6) $K_{TAB}, K_{TAC}, K_{TBC}$ l'équation (13) de la CEI 60909-0.

7) Facteurs de correction comme en 3); Z_N sans facteur de correction.

8) Deux transformateurs à trois enroulements parallèles avec configuration de mise à la terre pour séparer les systèmes homopolaires des réseaux A et B.

Table 1 (continued)

No.	Transformer	Positive-sequence system	Zero-sequence system
6		 <p>6)</p>	 <p>7)</p> $*Z_1 = -3Z_N(t-1); \quad *Z_2 = 3Z_N t(t-1)$ $*Z_3 = 3Z_N t; \quad t = U_{fA}/U_{fB}$
7		 <p>6)</p>	 <p>7)</p> $3Z_{NB} \left(\frac{U_{fA}}{U_{fB}} \right)^2$
8	<p>Auto-transformer with three separate units</p>  <p>△ connection outside the transformers</p>	 <p>6)</p>	 <p>7)</p> $*Z_1, *Z_2, *Z_3 \text{ as in case No. 6}$ $Z_{(0)A} = Z_{(1)A}; \quad Z_{(0)B} = Z_{(1)B}; \quad Z_{(0)C} = Z_{(1)C}$
9		 <p>6)</p>	 <p>7)</p> $3Z_N \left(\frac{U_{fA}}{U_{fB}} \right)^2$

6) $K_{TAB}, K_{TAC}, K_{TBC}$ from equation (13) of IEC 60909-0.

7) Correction factors as indicated under 3); Z_N without correction factor.

8) Two parallel three-winding transformers with an earthing pattern to separate the zero-sequence systems of the networks A and B.

Dans le cas n° 8 pour les auto-transformateurs avec point neutre de mise à la terre $Z_N \neq \infty$, trois unités séparées, et un enroulement auxiliaire complémentaire en connexion triangle, le couplage entre les systèmes homopolaires des réseaux connectés aux deux côtés du transformateur ne peut pas être évité. Pour trouver les impédances $*Z_1$, $*Z_2$ et $*Z_3$ en fonction de $Z_N \neq \infty$, des calculs spécifiques sont nécessaires comme indiqué au cas n° 6 du tableau 1.

Les transformateurs survolteurs dévolteurs (ou transformateurs de régulation pour la commande de la tension et/ou de l'angle de déphasage) sont représentés comme des transformateurs réseau avec un équivalent généralement de la forme n° 6 du tableau 1. Les dispositions de construction et de connexion des transformateurs shunt déterminent si $Z_{(0)C}$ a une valeur faible finie et, dans ce cas, il est nécessaire de mesurer trois impédances différentes, comme avec les transformateurs à trois enroulements, pour calculer les impédances du circuit équivalent.

Le tableau 2 donne quelques approximations pour les rapports $X_{(0)T}/X_T$ des transformateurs si un point neutre du transformateur est relié à la terre. Dans le cas de transformateurs à trois enroulements (cas n° 4 à 7 et 9 du tableau 1), la réactance $X_T = X_{(1)T}$ est donnée par $X_{(1)T} = X_{(1)A} + X_{(1)B}$.

Tableau 2 – Approximations des rapports $X_{(0)T}/X_T$ des transformateurs à deux et trois enroulements

Construction des transformateurs	Couplage			
	YNd ou Dyn	Yzn	YNyn,d	YNy ³⁾ ou Ynz
Trois noyaux	0,7...1,0 ¹⁾			3...10
Cinq noyaux	1,0	0,1...0,15	1...3,5 ²⁾	10...100
Trois transformateurs à noyau unique	1,0			10...100

¹⁾ Transformateurs à faible puissance apparente: $X_{(0)T}/X_T \approx 1,0$ (par exemple transformateurs basse tension Dyn5 avec $S_{rT} = 400$ kVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,4 kV).
²⁾ Le rapport $X_{(0)T}/X_T$ dépend de la construction du transformateur (voir la CEI 60909-2).
³⁾ Il est recommandé de ne pas utiliser les transformateurs Yy dans les réseaux à mise à la terre de faible impédance, par exemple dans les réseaux TN basse tension (voir la CEI 61200-413).

Exemple pour les impédances et les circuits équivalents d'un transformateur réseau à trois enroulements YNyn,d5, $S_{rTHVMV} = 350$ MVA

La figure 4 donne les circuits équivalents d'un transformateur réseau à trois enroulements dans les systèmes direct et homopolaire. Le système inverse est égal au système direct (voir n° 4 dans le tableau 1).

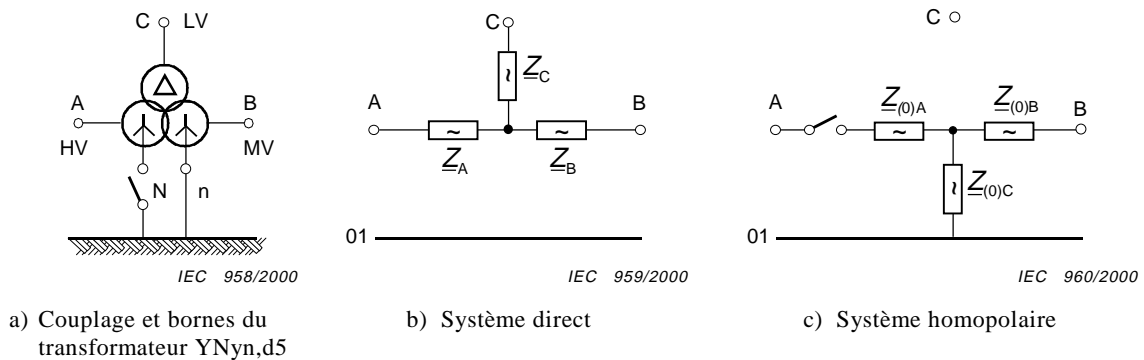


Figure 4 – Circuits équivalents d'un transformateur réseau à trois enroulements

In case No. 8 for auto-transformers with neutral point earthing $Z_N \neq \infty$, three separate units and an additional auxiliary winding in delta connection, the coupling between the zero-sequence systems of the networks connected to both sides of the transformer cannot be avoided. To find the impedances $*Z_1$, $*Z_2$ and $*Z_3$ as a function of $Z_N \neq \infty$, special calculations are necessary as given under case No. 6 in table 1.

Booster transformers (or regulating transformers for voltage and/or phase-angle control) are represented as network transformers with an equivalent generally of form No. 6 in table 1. The construction and connection arrangement of shunt transformers will determine whether $Z_{(0)C}$ has a finite low value and, in this case, it will be necessary to measure three different impedances, as with three-winding transformers, in order to calculate the impedances of the equivalent circuit.

Table 2 gives some approximations for the ratios $X_{(0)T}/X_T$ of transformers, if one neutral point of the transformer is earthed. In the case of three-winding transformers (cases No. 4 to 7 and 9 of table 1), the reactance $X_T = X_{(1)T}$ is given by $X_{(1)T} = X_{(1)A} + X_{(1)B}$.

Table 2 – Approximations for the ratios $X_{(0)T}/X_T$ of two- and three-winding transformers

Construction of transformers	Vector group			
	YNd or Dyn	Yzn	YNyn,d	YNy ³⁾ or YNz
Three cores	0,7...1,0 ¹⁾			3...10
Five cores	1,0	0,1...0,15	1...3,5 ²⁾	10...100
Three single-core transformers	1,0			10...100

1) Transformers with small apparent power: $X_{(0)T}/X_T \approx 1,0$ (for instance low-voltage transformers Dyn5 with $S_{rT} = 400$ kVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,4 kV).
 2) The ratio $X_{(0)T}/X_T$ depends on the construction of the transformer, see IEC 60909-2.
 3) Transformers Yy should not be used in networks with low impedance earthing, for instance in low-voltage TN-networks (see IEC 61200-413).

Example for the impedances and equivalent circuits of a three-winding network transformer YNyn,d5, $S_{rTHVMV} = 350$ MVA

Figure 4 gives the equivalent circuits of a three-winding network transformer in the positive-sequence and the zero-sequence system. The negative-sequence system is equal to the positive-sequence system (see No. 4 in table 1).

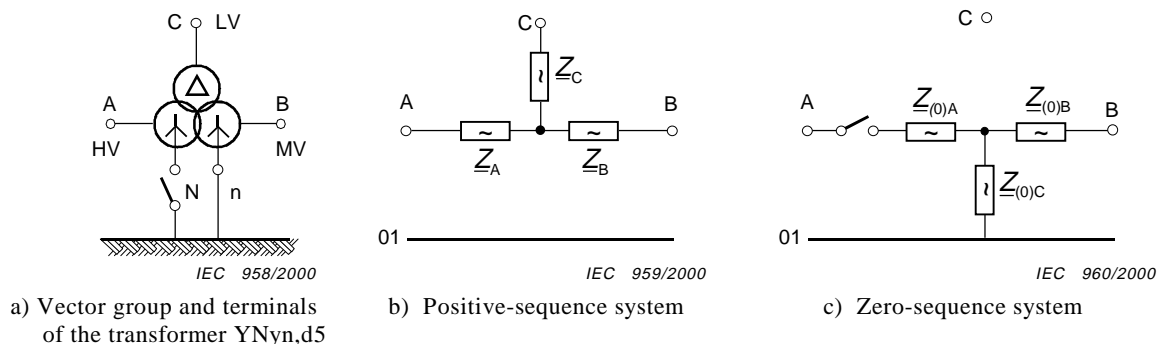


Figure 4 – Equivalent circuits of a three-winding network transformer

Les caractéristiques suivantes sont données ou trouvées grâce aux mesures:

$$\begin{array}{lll}
 U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; & U_{rTLV} = 30 \text{ kV} \\
 S_{rTHV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTMV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTLV} = 50 \text{ MVA} \\
 u_{krHVMV} = 21 \% ; u_{RrHVMV} = 0,26 \% ; & \text{se référant à } S_{rTHVMV} = 350 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krHVLV} = 10 \% ; u_{RrHVLV} = 0,16 \% ; & \text{se référant à } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krMVLV} = 7 \% ; u_{RrMVLV} = 16 \% ; & \text{se référant à } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; &
 \end{array}$$

A partir des équations (10) de la CEI 60909-0 on trouve les impédances suivantes des systèmes directs, côté B – MT:

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrHVMV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVMV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVMV}} = (0,106971 + j 8,639338) \Omega$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrHVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVLV}} = (0,460800 + j 28,796313) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrMVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrMVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTMVLV}} = (0,460800 + j 20,154733) \Omega$$

Les calculs sont effectués à six chiffres après la virgule, parce que cet exemple est également utilisé pour le réseau d'essai mentionné à l'article 6 (transformateurs T3 = T4).

Avec les réactances relatives assignées X_T obtenues à partir de la tension de court-circuit réactive $u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2}$ selon l'équation (10d) de la CEI 60909-0, on obtient les facteurs de correction d'impédance suivants (voir l'équation (13) de la CEI 60909-0):

$$K_{TAB} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAB}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,209984} = 0,928072$$

$$K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,099987} = 0,985856$$

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TBC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,069982} = 1,002890$$

Avec ces facteurs de correction, par exemple $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB} \underline{Z}_{AB}$, on obtient les impédances corrigées suivantes (indice K):

$$\underline{Z}_{ABK} = (0,099277 + j 8,017927) \Omega$$

$$\underline{Z}_{ACK} = (0,454283 + j 28,389024) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BCK} = (0,462132 + j 20,212973) \Omega$$

Les impédances directes corrigées équivalentes à la figure 4b, côté MT sont calculées avec l'équation (11) de la CEI 60909-0.

$$\underline{Z}_{AK} = (0,045714 + j 8,096989) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BK} = (0,053563 - j 0,079062) \Omega$$

$$\underline{Z}_{CK} = (0,408568 + j 20,292035) \Omega$$

The following data are given or found from measurements:

$$\begin{array}{lll}
 U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; & U_{rTLV} = 30 \text{ kV} \\
 S_{rTHV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTMV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTLV} = 50 \text{ MVA} \\
 u_{krHVMV} = 21 \% ; u_{RrHVMV} = 0,26 \% ; & \text{referred to } S_{rTHVMV} = 350 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krHVLV} = 10 \% ; u_{RrHVLV} = 0,16 \% ; & \text{referred to } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krMVLV} = 7 \% ; u_{RrMVLV} = 16 \% ; & \text{referred to } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; &
 \end{array}$$

From equations (10) in IEC 60909-0 the following impedances of the positive-sequence system are found, related to the MV-side B:

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrHVMV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVMV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVMV}} = (0,106971 + j 8,639338) \Omega$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrHVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVLV}} = (0,460800 + j 28,796313) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrMVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrMVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTMVLV}} = (0,460800 + j 20,154733) \Omega$$

The calculations are carried out here with six-figure numbers following the decimal comma, because this example is used also for the test network in clause 6 (transformers T3 = T4).

With the rated relative reactances X_T found from the reactive short-circuit voltage $u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2}$ according to equation (10d) of IEC 60909-0, the following impedance correction factors (equation (13) of IEC 60909-0) are found:

$$K_{TAB} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAB}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,209984} = 0,928072$$

$$K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,099987} = 0,985856$$

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TBC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,069982} = 1,002890$$

Together with these correction factors, for instance $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB} \underline{Z}_{AB}$, the following corrected impedances (index K) are found:

$$\underline{Z}_{ABK} = (0,099277 + j 8,017927) \Omega$$

$$\underline{Z}_{ACK} = (0,454283 + j 28,389024) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BCK} = (0,462132 + j 20,212973) \Omega$$

The corrected equivalent positive-sequence impedances in figure 4b, related to the MV-side, are calculated with equation (11) of IEC 60909-0.

$$\underline{Z}_{AK} = (0,045714 + j 8,096989) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BK} = (0,053563 - j 0,079062) \Omega$$

$$\underline{Z}_{CK} = (0,408568 + j 20,292035) \Omega$$

Pour le modèle équivalent du transformateur dans le système homopolaire (figure 4c) les réactances suivantes sont connues avec le côté moyenne tension B:

$$X_{(0)A} = 8,5551 \Omega; \quad X_{(0)B} = -0,6881 \Omega; \quad X_{(0)C} = 18,8307 \Omega$$

Si seul le point neutre moyenne tension du transformateur est mis à la terre, la réactance homopolaire effective est la somme de $X_{(0)B}$ et $X_{(0)C}$ conduisant à $X_{(0)MVK}$ lorsqu'on introduit le facteur de correction d'impédance K_{TBC} :

$$X_{(0)MVK} = K_{TBC}(X_{(0)B} + X_{(0)C}) = 18,195032 \Omega$$

Ceci conduit au rapport $X_{(0)T}/X_T = (X_{(0)B} + X_{(0)C})/X_{AB} = 18,1426 \Omega/8,639\ 338 \Omega = 2,0999 \approx 2,1$ sans facteur de correction.

Dans beaucoup de cas, les transformateurs réseau à trois enroulements avec un enroulement triangle auxiliaire (par exemple YNyn,d5) peuvent être traités comme des transformateurs à deux enroulements (voir, par exemple, les transformateurs T4, T5 et T6 à la figure 16).

Pour cet exemple (transformateur T4 à la figure 16) le calcul devient bien plus facile, en particulier si les résistances sont négligées ($R_T/X_T \approx 0,012$):

$X_T = X_{AB} = 8,639\ 338 \Omega$; $K_T = K_{TAB} = 0,928\ 072$; $X_{TK} = K_T X_T = 8,017\ 927 \Omega$; $X_{(0)T} = 2,1 \times X_T = 18,1426 \Omega$ et avec $K_T = K_{TAB}$: $X_{(0)TK} = 16,838 \Omega$ du côté sans variation en comparaison de $X_{(0)TK} = K_{TBC} X_{(0)T} = 18,195 \Omega$ ce qui a été obtenu avec le calcul complexe ci-dessus.

2.3 Alternateurs et groupes de production

2.3.1 Pour les alternateurs synchrones sans transformateur dans les réseaux basse et moyenne tensions, les réactances directes sont X_d'' , X_d' ET X_d (voir la CEI 60909-2). Au début du court-circuit, la réactance subtransitoire X_d'' donne I_k'' .

La réactance du système inverse est approximativement égale à la réactance subtransitoire: $X_{(2)} \approx X_d''$. Si X_q'' est très différent de X_d'' alors il convient d'utiliser $X_{(2)} = 0,5 (X_d'' + X_q'')$ (voir la CEI 60909-0).

La réactance homopolaire $X_{(0)}$ est inférieure à la réactance subtransitoire, en fonction de la configuration d'enroulement de la machine synchrone (voir la CEI 60909-2). Si le point neutre de l'alternateur doit être mis à la terre par une impédance complémentaire de préférence une réactance, entre point neutre et terre pour limiter le courant de court-circuit phase-terre ($I_{k1}'' \leq I_k''$) et/ou pour supprimer les courants de 3^e ordre dans le cas d'alternateurs en parallèle, ou en parallèle avec des transformateurs ayant une mise à la terre de neutre dans la même partie du réseau, alors le facteur de correction d'impédance K_G doit être utilisé dans le système direct, inverse et homopolaire mais K_G ne doit pas être utilisé pour l'impédance de neutre complémentaire (voir 3.6.1 de la CEI 60909-0).

For the equivalent model of the transformer in the zero-sequence system (figure 4c) the following reactances are known, related to the medium-voltage side B:

$$X_{(0)A} = 8,5551 \, \Omega; \quad X_{(0)B} = -0,6881 \, \Omega; \quad X_{(0)C} = 18,8307 \, \Omega$$

If only the medium-voltage neutral point of the transformer is earthed, the effective zero-sequence reactance is the sum of $X_{(0)B}$ and $X_{(0)C}$ leading to $X_{(0)MVK}$ when introducing the impedance correction factor K_{TBC} :

$$X_{(0)MVK} = K_{TBC}(X_{(0)B} + X_{(0)C}) = 18,195032 \, \Omega$$

This leads to the ratio $X_{(0)T}/X_T = (X_{(0)B} + X_{(0)C})/X_{AB} = 18,1426 \, \Omega/8,639 \, 338 \, \Omega = 2,0999 \approx 2,1$ without correction factor.

In many cases, three-winding network transformers with an auxiliary delta winding (for instance YNyn,d5) can be treated as a two-winding transformer (see, for instance, the transformers T4, T5 and T6 in figure 16).

For this example (transformer T4 in figure 16) the calculation becomes much easier, especially if the resistances are neglected ($R_T/X_T \approx 0,012$):

$X_T = X_{AB} = 8,639338 \, \Omega$; $K_T = K_{TAB} = 0,928072$; $X_{TK} = K_T X_T = 8,017927 \, \Omega$; $X_{(0)T} = 2,1 \times X_T = 18,1426 \, \Omega$ and together with $K_T = K_{TAB}$: $X_{(0)TK} = 16,838 \, \Omega$ on the conservative side in comparison to $X_{(0)TK} = K_{TBC} X_{(0)T} = 18,195 \, \Omega$ as found in the complex calculation above.

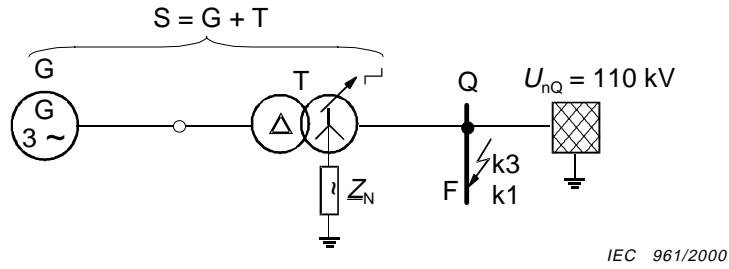
2.3 Generators and power-station units

2.3.1 For synchronous generators without unit transformers in low- and medium-voltage networks, the positive-sequence reactances are X'_d , X''_d and X_d (see IEC 60909-2). In the first moment of short circuit the subtransient reactance X''_d leads to I''_k .

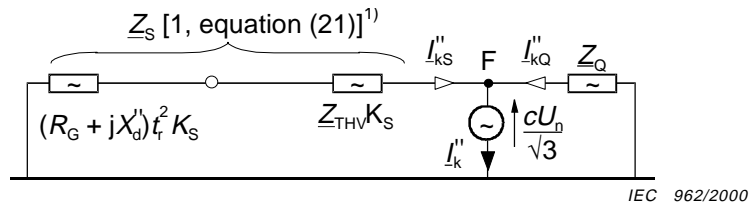
The reactance of the negative-sequence system is approximately equal to the subtransient reactance: $X_{(2)} \approx X''_d$. If X''_q is considerably different from X''_d then $X_{(2)} = 0,5 (X''_d + X''_q)$ should be used (see IEC 60909-0).

The zero-sequence reactance $X_{(0)}$ is smaller than the subtransient reactance, depending on the winding configuration of the synchronous machine (see IEC 60909-2). If the starpoint of the generator shall be earthed through an additional impedance, preferably a reactance, between starpoint and earth to limit the line-to-earth short-circuit current ($I_{kl}'' \leq I_k''$) and/or to suppress third-order currents in the case of generators in parallel or in parallel to transformers with starpoint earthing in the same part of the network, then the impedance correction factor K_G shall be used in the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-sequence system, but K_G shall not be used for the additional starpoint impedance (see 3.6.1 of IEC 60909-0).

a) Schéma de circuit



b) Système direct pour le calcul de I_k''



c) Système direct, inverse et homopolaire pour le calcul de I_{k1}'' et des courants de court-circuit partiels $I_{(1)S}''$, $I_{(2)S}''$ et $I_{(0)S}''$; $X_{(2)G} \approx X_d''$.

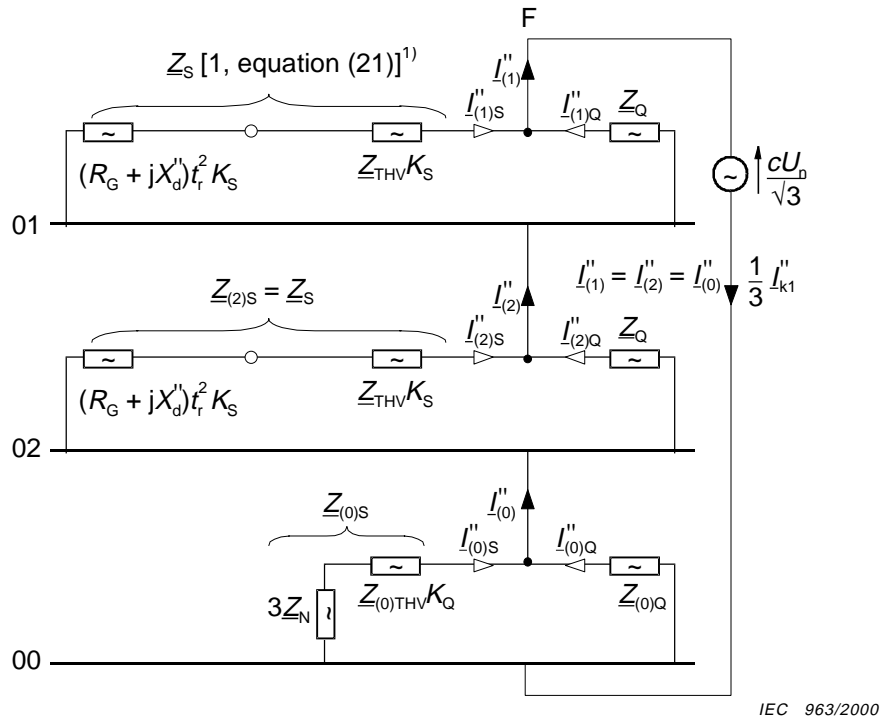
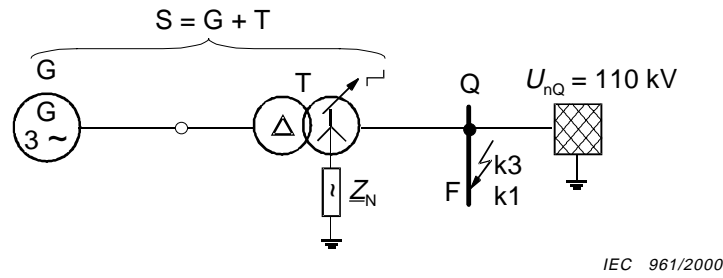


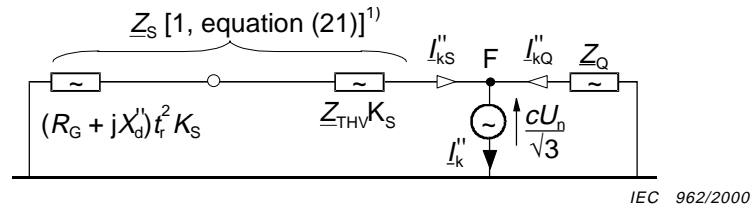
Figure 5 – Court circuit du côté haute tension d'un groupe de production

1) Equation (21) de la CEI 60909-0.

a) Circuit diagram



b) Positive-sequence system for the calculation of I''_{k1}



c) Positive-sequence system for the calculation of I''_{k1} . Positive-, negative- and zero-sequence system for the calculation of $I''_{(1)S}$, $I''_{(2)S}$ and $I''_{(0)S}$; $X_{(2)G} \approx X'_d$.

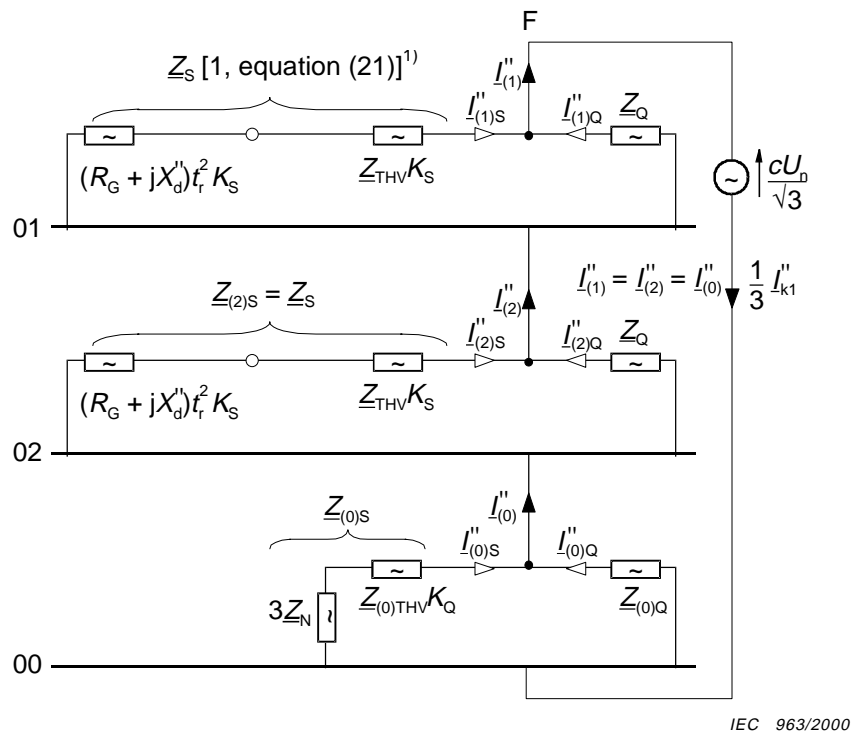


Figure 5 – Short circuit at the high-voltage side of a power-station unit

¹⁾ Equation (21) of IEC 60909-0.

Dans le cas d'un groupe de production (S) avec changeur de prise en charge (voir 3.7.1 de la CEI 60909-0) ou sans changeur de prise en charge (voir 3.7.2 de la CEI 60909-0) l'impédance homopolaire du côté haute tension du groupe de production est donnée par l'impédance homopolaire du transformateur et la valeur triple d'une impédance \underline{Z}_N entre le neutre du transformateur (côté haute tension) et la terre. La figure 5 donne un exemple. L'impédance directe et inverse du groupe de production doit être calculée avec l'équation (21) ou l'équation (23) de la CEI 60909-0 conjointement avec le facteur de correction d'impédance K_S de l'équation (22) ou l'équation (24) de la CEI 60909-0. L'impédance homopolaire du groupe de production est donnée par $\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3\underline{Z}_N$. C'est pourquoi le facteur de correction d'impédance doit être utilisé comme suit:

a) pour l'impédance directe:

$$\underline{Z}_S = [(R_G + j X_d'')t_r^2 + \underline{Z}_{THV}]K_S,$$

b) pour l'impédance inverse:

$$\underline{Z}_{(2)S} = [(R_G + j X_{(2)})t_r^2 + \underline{Z}_{THV}]K_S,$$

c) pour l'impédance homopolaire:

$$\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV}K_S + 3\underline{Z}_N.$$

Le courant $3\underline{I}_{(0)S}$ circule du neutre du transformateur à l'impédance \underline{Z}_N , si elle existe, le dispositif de mise à la terre du groupe de production donnant ensuite lieu à une augmentation du potentiel et à des tensions de contact et en échelon.

S'il est nécessaire de calculer les courants de court-circuit partiels $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ et $\underline{I}_{(0)S}$, le facteur de correction d'impédance doit être introduit selon l'équation (22) de la CEI 60909-0 pour les groupes de production avec changeur de prise en charge, en fonction de la plage de fonctionnement possible de l'alternateur (voir la CEI 60909-0). Dans le cas de groupes de production sans changeur de prise en charge, le facteur de correction K_{S0} de l'équation (24) de la CEI 60909-0 peut être utilisé lorsqu'on calcule $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ et $\underline{I}_{(0)S}$.

2.3.2 Exemple de calcul des impédances et des courants de court-circuit dans le cas d'un court-circuit du côté haute tension d'un groupe de production avec changeur de prise en charge.

Pour cet exemple, les caractéristiques du groupe de production S1 = G1 + T1 représenté à la figure 16 doivent être utilisées. Le neutre du transformateur YNd5 est mis à la terre par une réactance $X_{R1} = 22 \Omega$ ($R_{R1} \ll X_{R1}$), pour réduire le facteur de défaut à la terre dans le cas de rejet de charge et de court-circuit simultané phase-terre du côté haute tension du transformateur (voir 6.2.1).

- Alternateur:

$$S_{rG} = 150 \text{ MVA}; U_{rG} = 21 \text{ kV}; x_d'' = 0,14 \text{ p.u.}; x_d = 1,8 \text{ p.u.}; \cos\phi_{rG} = 0,85; R_G = 0,002 \Omega$$

(Alternateur à rotor cylindrique fonctionnant uniquement dans la région surexcitée.)

- Transformateur:

$$S_{rT} = 150 \text{ MVA}; U_{fTHV}/U_{fTLV} = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}; u_{kr} = 16 \%; u_{Rr} = 0,5 \%; p_T = \pm 12 \%; X_{(0)T}/X_T = 0,95; R_{(0)T}/R_T = 1,0; \underline{Z}_N = j X_{R1} = j 22 \Omega$$

In the case of a power station unit (S) with on-load tap changer (see 3.7.1 of IEC 60909-0) or without on-load tap changer (see 3.7.2 of IEC 60909-0) the zero-sequence impedance at the high-voltage side of the power-station unit is given by the zero-sequence impedance of the unit transformer and the threefold value of an impedance \underline{Z}_N between the neutral point of the transformer (HV-side) and earth. Figure 5 gives an example. The positive-sequence and the negative-sequence impedance of the power-station unit shall be calculated with equation (21) or equation (23) of IEC 60909-0 together with the impedance correction factor K_S from equation (22) or equation (24) of IEC 60909-0. The zero-sequence impedance of the power station unit is found with $\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3\underline{Z}_N$. Therefore the impedance correction factor shall be used as follows:

a) for the positive-sequence impedance:

$$\underline{Z}_S = [(R_G + j X_d'')t_r^2 + \underline{Z}_{THV}] K_S,$$

b) for the negative-sequence impedance:

$$\underline{Z}_{(2)S} = [(R_G + j X_{(2)})t_r^2 + \underline{Z}_{THV}] K_S,$$

c) for the zero-sequence impedance:

$$\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3\underline{Z}_N.$$

The current $3\underline{I}_{(0)S}$ passes from the neutral point of the unit transformer to the impedance \underline{Z}_N , if this exists, the earthing arrangement of the power station hence leading to a potential rise and to touch and step voltages.

If the partial short-circuit currents $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ and $\underline{I}_{(0)S}$ are calculated, the impedance correction factor according to equation (22) of IEC 60909-0 for power-station units with on-load tap-changer has to be introduced, depending on the possible operating range of the generator (see IEC 60909-0). In the case of power-station units without on-load tap-changer, the correction factor K_{S0} from equation (24) of IEC 60909-0 can be used when calculating $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ and $\underline{I}_{(0)S}$.

2.3.2 Example for the calculation of impedances and short-circuit currents in the case of a short circuit at the high-voltage side of a power-station unit with on-load tap-changer.

For this example the data of the power station S1 = G1 + T1 in figure 16 shall be used. The neutral point of the unit transformer YNd5 is earthed through a reactance $X_{R1} = 22 \Omega$ ($R_{R1} \ll X_{R1}$) to reduce the earth-fault factor in the case of load rejection and a simultaneous line-to-earth short circuit at the high-voltage side of the unit transformer (see 6.2.1).

- Generator:

$S_{rG} = 150 \text{ MVA}$; $U_{rG} = 21 \text{ kV}$; $x_d'' = 0,14 \text{ p.u.}$; $x_d = 1,8 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,85$; $R_G = 0,002 \Omega$
(Cylindrical rotor generator working only in the overexcited region.)

- Unit transformer:

$S_{rT} = 150 \text{ MVA}$; $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$; $u_{kr} = 16 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$; $p_T = \pm 12 \%$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$; $\underline{Z}_N = j X_{R1} = j 22 \Omega$

- Réseau d'alimentation (trouvé à partir d'une réduction de réseau):

$$U_{nQ} = 110 \text{ kV}; c_{Q\max} = 1,1; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}; R_Q/X_Q = 0,20328; X_{(0)Q}/X_Q = 3,47927; \\ R_{(0)Q}/R_Q = 3,03361.$$

On trouve les résultats suivants pour cet exemple (voir figure 5):

$$\underline{Z}_G = R_G + j X_d'' = (0,002 \Omega + j 0,14 \frac{(21 \text{ kV})^2}{150 \text{ MVA}}) = (0,002 + j 0,4116) \Omega$$

$$\underline{Z}_{Gt} = \underline{Z}_G t_r^2 = (0,05998 + j 12,34333) \Omega \text{ avec } t_r = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$$

$$\underline{Z}_{THV} = \left(\frac{u_{Rr}}{100\%} + j \frac{u_{Xr}}{100\%} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}} = (0,44083 + j 14,09978) \Omega$$

$$\text{avec } u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = 15,99219 \% (x_T = 0,1599219 \text{ p.u.})$$

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \times \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \times \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \phi_{rG}} = 0,99597$$

$$\underline{Z}_S = (\underline{Z}_G t_r^2 + \underline{Z}_{THV}) K_S = (0,49879 + j 26,33668) \Omega$$

Dans le cas d'un court-circuit triphasé (figure 5) avec $U_n = U_{nQ}$:

$$\underline{I}_{kS}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_S} = (0,05022 - j 2,65160) \text{ kA}; I_{kS}'' = 2,65208 \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kQ}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_Q} = (2,71161 - j 13,33931) \text{ kA}; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}$$

$$\text{avec } Z_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \quad \text{et } X_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} = 0,97996 Z_Q$$

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_{kS}'' + \underline{I}_{kQ}'' = (2,76183 - j 15,99091) \text{ kA}; I_k'' = 16,22766 \text{ kA.}$$

Ce résultat est également donné au tableau 11 pour le réseau d'essai.

- Network feeder (found from a network reduction):

$$U_{nQ} = 110 \text{ kV}; c_{Q\max} = 1,1; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}; R_Q/X_Q = 0,20328; X_{(0)Q}/X_Q = 3,47927; \\ R_{(0)Q}/R_Q = 3,03361.$$

The following results are found for this example (see figure 5):

$$\underline{Z}_G = R_G + j X_d'' = (0,002 \Omega + j 0,14 \frac{(21 \text{ kV})^2}{150 \text{ MVA}}) = (0,002 + j 0,4116) \Omega$$

$$\underline{Z}_{Gt} = \underline{Z}_G t_r^2 = (0,05998 + j 12,34333) \Omega \text{ with } t_r = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$$

$$\underline{Z}_{THV} = \left(\frac{u_{Rr}}{100\%} + j \frac{u_{Xr}}{100\%} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}} = (0,44083 + j 14,09978) \Omega$$

$$\text{with } u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = 15,99219 \% (x_T = 0,1599219 \text{ p.u.})$$

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \times \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \times \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \phi_{rG}} = 0,99597$$

$$\underline{Z}_S = (\underline{Z}_G t_r^2 + \underline{Z}_{THV}) K_S = (0,49879 + j 26,33668) \Omega$$

In the case of a three-phase short circuit (figure 5) with $U_n = U_{nQ}$:

$$\underline{I}_{kS}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_S} = (0,05022 - j 2,65160) \text{ kA}; I_{kS}'' = 2,65208 \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kQ}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_Q} = (2,71161 - j 13,33931) \text{ kA}; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}$$

$$\text{with } Z_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \quad \text{and } X_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} = 0,97996 Z_Q$$

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_{kS}'' + \underline{I}_{kQ}'' = (2,76183 - j 15,99091) \text{ kA}; I_k'' = 16,22766 \text{ kA.}$$

This result is also given in table 11 for the test network.

Courant de court-circuit phase terre I_{k1}'' (voir l'équation (52) de la CEI 60909-0):

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{Z}_S \times \underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,73267 + j 4,24215) \Omega; \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{Z}_{(0)S} \times \underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (2,09396 + j 14,39889) \Omega$$

avec $\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3 \underline{Z}_N$

$$= (0,44083 + j 0,95 \times 14,09978) \Omega \times 0,99597 + j 66 \Omega = (0,43906 + j 79,34081) \Omega$$

et $\underline{Z}_{(0)Q} = (3,10149 + j 17,49822) \Omega$

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3} c U_n}{2 \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}} = (1,39090 - j 8,94226) \text{ kA}; I_{k1}'' = 9,04979 \text{ kA}$$

Ce résultat est également donné au tableau 12 pour le réseau d'essai. Courants de court-circuit partiels à la figure 5:

$$\underline{I}_{(1)S}'' = \underline{I}_{(2)S}'' = \frac{I_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,00109 - j 0,49300) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(1)Q}'' = \underline{I}_{(2)Q}'' = \frac{I_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_S}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,46255 - j 2,48775) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)S}'' = \frac{I_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,00853 - j 0,55314) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)Q}'' = \frac{I_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)S}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,45510 - j 2,42761) \text{ kA}$$

On peut trouver les courants de ligne suivants du côté du groupe de production à partir de ces résultats, qui sont valables, si seul le fonctionnement surexcité de l'alternateur est prévu:

$$\underline{I}_{L1S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{I}_{(2)S}'' = (0,01072 - j 1,53914) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L2S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L3S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

Line-to-earth short-circuit current \underline{I}_{k1}'' (see equation (52) of IEC 60909-0):

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{Z}_S \times \underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,73267 + j 4,24215) \Omega; \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{Z}_{(0)S} \times \underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (2,09396 + j 14,39889) \Omega$$

$$\text{with } \underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3 \underline{Z}_N$$

$$= (0,44083 + j 0,95 \times 14,09978) \Omega \times 0,99597 + j 66 \Omega = (0,43906 + j 79,34081) \Omega$$

$$\text{and } \underline{Z}_{(0)Q} = (3,10149 + j 17,49822) \Omega$$

$$\underline{I}_{k1}'' = \frac{\sqrt{3} c U_n}{2 \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}} = (1,39090 - j 8,94226) \text{ kA}; I_{k1}'' = 9,04979 \text{ kA}$$

This result is also given in table 12 for the test network. Partial short-circuit currents in figure 5:

$$\underline{I}_{(1)S}'' = \underline{I}_{(2)S}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,00109 - j 0,49300) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(1)Q}'' = \underline{I}_{(2)Q}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_S}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,46255 - j 2,48775) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)S}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,00853 - j 0,55314) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)Q}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)S}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,45510 - j 2,42761) \text{ kA}$$

From these results which are valid, if only the overexcited operation of the generator is anticipated, the following line currents at the power-station side can be found:

$$\underline{I}_{L1S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{I}_{(2)S}'' = (0,01072 - j 1,53914) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L2S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L3S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

Courant du neutre du transformateur vers le dispositif de mise à la terre:

$$\underline{I}_{L1S}'' + \underline{I}_{L2S}'' + \underline{I}_{L3S}'' = 3 \underline{I}_{(0)S}'' = (0,02560 - j 1,65942) \text{ kA}$$

3 Calcul des courants de court-circuit dans un réseau basse tension $U_n = 400 \text{ V}$

3.1 Problème

Soit à la figure 6 un réseau basse tension avec $U_n = 400 \text{ V}$ et $f = 50 \text{ Hz}$. Les courants de court-circuit I_k'' et i_p doivent être déterminés aux points de court-circuit F1 à F3. On peut prendre comme hypothèse de départ que les courts-circuits aux points F1 à F3 sont des courts-circuits éloignés de tout alternateur (voir 1.3.17 de la CEI 60909-0).

Les caractéristiques de matériel pour les systèmes direct, inverse et homopolaire sont données au tableau 3.

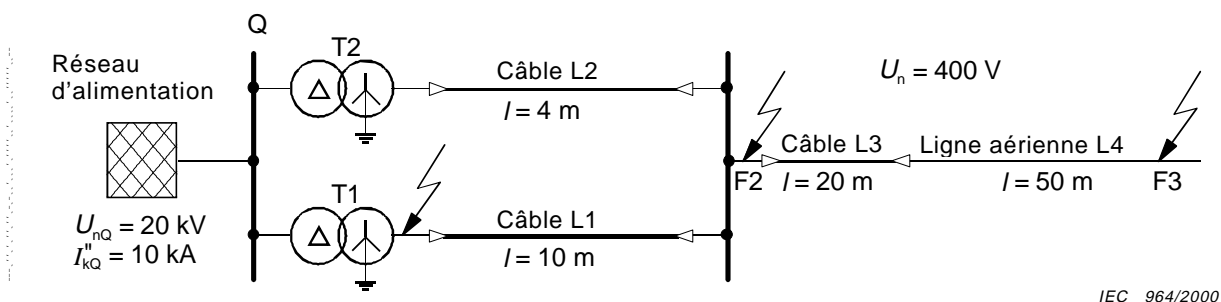


Figure 6 – Réseau basse tension $U_n = 400 \text{ V}$ avec points de court-circuit F1, F2 et F3

3.2 Détermination des impédances directes

3.2.1 Réseau d'alimentation

Selon l'équation (6) de la CEI 60909-0 avec $c_Q = c_{Q_{\max}} = 1,1$ (voir le tableau 1 de la CEI 60909-0) on a:

$$Z_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \times \frac{1}{t_f^2} = \frac{1,1 \times 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} 10 \text{ kA}} \left(\frac{0,41 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 0,534 \text{ m}\Omega$$

$$\left. \begin{array}{l} X_{Qt} = 0,995 Z_{Qt} = 0,531 \text{ m}\Omega \\ R_{Qt} = 0,1 X_{Qt} = 0,053 \text{ m}\Omega \end{array} \right\} \underline{Z}_{Qt} = (0,053 + j 0,531) \text{ m}\Omega$$

Current from the transformer neutral point to the earthing arrangement:

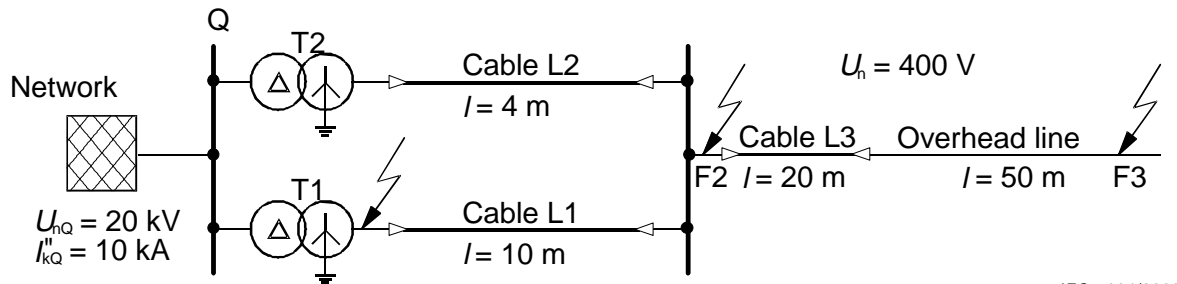
$$\underline{I}_{L1S}'' + \underline{I}_{L2S}'' + \underline{I}_{L3S}'' = 3 \underline{I}_{(0)S}'' = (0,02560 - j 1,65942) \text{ kA}$$

3 Calculation of short-circuit currents in a low-voltage system $U_n = 400 \text{ V}$

3.1 Problem

A low-voltage system with $U_n = 400 \text{ V}$ and $f = 50 \text{ Hz}$ is given in figure 6. The short-circuit currents I_k'' and i_p shall be determined at the short-circuit locations F1 to F3. It may be assumed that the short circuits at the locations F1 to F3 are far-from-generator short circuits (see 1.3.17 of IEC 60909-0).

The equipment data for the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-sequence systems are given in table 3.



IEC 964/2000

Figure 6 – Low-voltage system $U_n = 400 \text{ V}$ with short-circuit locations F1, F2 and F3

3.2 Determination of the positive-sequence impedances

3.2.1 Network feeder

According to equation (6) of IEC 60909-0 with $c_Q = c_{Q\max} = 1,1$ (see table 1 of IEC 60909-0) it follows:

$$Z_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \times \frac{1}{t_r^2} = \frac{1,1 \times 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} 10 \text{ kA}} \left(\frac{0,41 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 0,534 \text{ m}\Omega$$

$$\left. \begin{array}{l} X_{Qt} = 0,995 Z_{Qt} = 0,531 \text{ m}\Omega \\ R_{Qt} = 0,1 X_{Qt} = 0,053 \text{ m}\Omega \end{array} \right\} \underline{Z}_{Qt} = (0,053 + j 0,531) \text{ m}\Omega$$

Tableau 3 – Caractéristiques des matériels électriques pour l'exemple de la figure 6 – Impédances directe et homopolaire; ($Z_2 = Z_1$)

Matériel	Caractéristiques du matériel	Equations (CEI 60909-0)	$Z_{(1)} = Z_{(2)}$	$Z_{(0)}$
			mΩ	mΩ
Réseau d'alimentation Q	$U_{nQ} = 20 \text{ kV}; I_{kQ}'' = 10 \text{ kA}$ $c_Q = c_{Qmax} = 1,1$ (tableau 1 de la CEI 60909-0) $R_Q = 0,1 X_Q; X_Q = 0,995 Z_Q$	(6)	$Z_{Qt} = 0,053 + j 0,531$	-
Transformateurs T1 (Dyn 5) T2 (Dyn 5)	$S_{rT} = 630 \text{ kVA}; U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}; u_{kr} = 4 \%$ $P_{krT} = 6,5 \text{ kW}; R_{(0)T}/R_T = 1,0;$ $X_{(0)T}/X_T = 0,95.$ $S_{rT} = 400 \text{ kVA}; U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}; u_{kr} = 4 \%$ $P_{krT} = 4,6 \text{ kW}; R_{(0)T}/R_T = 1,0;$ $X_{(0)T}/X_T = 0,95.$	(7) à (9) K_T de (12a)	$Z_{T1K} = 2,68 + j 10,054$ $Z_{T2K} = 4,712 + j 15,698$	$Z_{(0)T1K} = 2,68 + j 9,551$ $Z_{(0)T2K} = 4,712 + j 14,913$
Phases L1 L2 L3 L4	Deux câbles parallèles à quatre conducteurs; $\ell = 10 \text{ m}; 4 \times 240 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ $Z'_L = (0,077 + j 0,079) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3,7 R_L; X_{(0)L} = 1,81 X_L.$ Deux câbles parallèles à trois conducteurs; $\ell = 4 \text{ m}; 3 \times 185 \text{ mm}^2 \text{ Al};$ $Z'_L = (0,208 + j 0,068) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 4,23 R_L; X_{(0)L} = 1,21 X_L.$ Câble à quatre conducteurs $\ell = 20 \text{ m}; 4 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Cu};$ $Z'_L = (0,271 + j 0,087) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3 R_L; X_{(0)L} = 4,46 X_L.$ Ligne aérienne; $\ell = 50 \text{ m};$ $q_n = 50 \text{ mm}^2 \text{ Cu}; d = 0,4 \text{ m};$ $Z'_L = (0,3704 + j 0,297) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 2 R_L; X_{(0)L} = 3 X_L.$	Données et rapports $\frac{R_{(0)L}}{R_L}; \frac{X_{(0)L}}{X_L}$ fournis par le fabricant (14), (15)	$Z_{L1} = 0,385 + j 0,395$ $Z_{L2} = 0,416 + j 0,136$ $Z_{L3} = 5,420 + j 1,740$ $Z_{L4} = 18,50 + j 14,85$	$Z_{(0)L1} = 1,425 + j 0,715$ $Z_{(0)L2} = 1,760 + j 0,165$ $Z_{(0)L3} = 16,260 + j 7,760$ $Z_{(0)L4} = 37,04 + j 44,55$

**Table 3 – Data of electrical equipment for the example in figure 6 –
Positive-sequence and zero-sequence impedances ($Z_2 = Z_1$)**

Equipment	Data of equipment	Equations (IEC 60909-0)	$Z_{(1)} = Z_{(2)}$	$Z_{(0)}$
			mΩ	mΩ
Network feeder Q	$U_{nQ} = 20 \text{ kV}$; $I_{kQ}'' = 10 \text{ kA}$ $c_Q = c_{Qmax} = 1,1$ (table 1 of IEC 60909-0) $R_Q = 0,1$ X_Q ; $X_Q = 0,995 Z_Q$	(6)	$Z_{Qt} = 0,053$ $+ j 0,531$	–
Transformers T1 (Dyn 5)	$S_{rT} = 630 \text{ kVA}$; $U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}$; $u_{kr} = 4 \%$; $P_{krT} = 6,5 \text{ kW}$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$.	(7) to (9) K_T from (12a)	$Z_{T1K} = 2,68$ $+ j 10,054$	$Z_{(0)T1K} = 2,68$ $+ j 9,551$
T2 (Dyn 5)	$S_{rT} = 400 \text{ kVA}$; $U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}$; $u_{kr} = 4 \%$; $P_{krT} = 4,6 \text{ kW}$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$.		$Z_{T2K} = 4,712$ $+ j 15,698$	$Z_{(0)T2K} = 4,712$ $+ j 14,913$
Lines L1	Two parallel four-core cables; $\ell = 10 \text{ m}$; $4 \times 240 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ $Z'_L = (0,077 + j 0,079) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3,7 R_L$; $X_{(0)L} = 1,81 X_L$.	Data and ratios $\frac{R_{(0)L}}{R_L}$; $\frac{X_{(0)L}}{X_L}$ given by the manufacturer	$Z_{L1} = 0,385$ $+ j 0,395$	$Z_{(0)L1} = 1,425$ $+ j 0,715$
L2	Two parallel three-core cables; $\ell = 4 \text{ m}$; $3 \times 185 \text{ mm}^2 \text{ Al}$; $Z'_L = (0,208 + j 0,068) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 4,23 R_L$; $X_{(0)L} = 1,21 X_L$.		$Z_{L2} = 0,416$ $+ j 0,136$	$Z_{(0)L2} = 1,760$ $+ j 0,165$
L3	Four-core cable $\ell = 20 \text{ m}$; $4 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$; $Z'_L = (0,271 + j 0,087) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3 R_L$; $X_{(0)L} = 4,46 X_L$.		$Z_{L3} = 5,420$ $+ j 1,740$	$Z_{(0)L3} = 16,260$ $+ j 7,760$
L4	Overhead line; $\ell = 50 \text{ m}$; $q_n = 50 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$; $d = 0,4 \text{ m}$; $Z'_L = (0,3704 + j 0,297) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 2 R_L$; $X_{(0)L} = 3 X_L$.		(14), (15)	$Z_{L4} = 18,50$ $+ j 14,85$

3.2.2 Transformateurs

Selon les équations (7) à (9) et (12a) de la CEI 60909-0, on a:

a) transformateur T1:

$$Z_{T1} = \frac{u_{krT1}}{100\%} \times \frac{U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}} = \frac{4\%}{100\%} \times \frac{(410 \text{ V})^2}{630 \text{ kVA}} = 10,673 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T1} = \frac{P_{krT1}}{3 I_{rT1LV}^2} = \frac{P_{krT1} \times U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}^2} = \frac{6,5 \text{ kW} \times (410 \text{ V})^2}{(630 \text{ kVA})^2} = 2,753 \text{ m}\Omega$$

$$u_{Rr} = \frac{P_{krT1}}{S_{rT1}} \times 100\% = 1,032\%; \quad u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = 3,865\%$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} = 10,312 \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{T1} = (2,753 + j 10,312) \text{ m}\Omega$$

$$K_{T1} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 X_{T1}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \times 0,03865} = 0,975$$

$$\underline{Z}_{T1K} = \underline{Z}_{T1} K_{T1} = (2,684 + j 10,054) \text{ m}\Omega$$

b) transformateur T2:

$$Z_{T2} = \frac{u_{krT2}}{100\%} \times \frac{U_{rT2LV}^2}{S_{rT2}} = \frac{4\%}{100\%} \times \frac{(410 \text{ V})^2}{400 \text{ kVA}} = 16,810 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T2} = \frac{P_{krT2} \times U_{rT2LV}^2}{S_{rT2}^2} = \frac{4,6 \text{ kW} \times (410 \text{ V})^2}{(400 \text{ kVA})^2} = 4,833 \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{T2} = (4,833 + j 16,100) \text{ m}\Omega$$

$$K_{T2} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 X_{T2}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \times 0,03831} = 0,975$$

$$\underline{Z}_{T2K} = \underline{Z}_{T2} K_{T2} = (4,712 + j 15,698) \text{ m}\Omega$$

3.2.3 Lignes (câbles et ligne aérienne)

a) Ligne L1 (deux câbles parallèles):

$$\underline{Z}_{L1} = 0,5 (0,077 + j 0,079) \frac{\Omega}{\text{km}} \times 10 \text{ km} = (0,385 + j 0,395) \text{ m}\Omega$$

3.2.2 Transformers

According to equations (7) to (9) and (12a) of IEC 60909-0 it follows:

a) Transformer T1:

$$Z_{T1} = \frac{u_{krT1}}{100\%} \times \frac{U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}} = \frac{4\%}{100\%} \times \frac{(410 \text{ V})^2}{630 \text{ kVA}} = 10,673 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T1} = \frac{P_{krT1}}{3 I_{rT1LV}^2} = \frac{P_{krT1} \times U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}^2} = \frac{6,5 \text{ kW} \times (410 \text{ V})^2}{(630 \text{ kVA})^2} = 2,753 \text{ m}\Omega$$

$$u_{Rr} = \frac{P_{krT1}}{S_{rT1}} \times 100\% = 1,032\%; \quad u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = 3,865\%$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} = 10,312 \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{T1} = (2,753 + j 10,312) \text{ m}\Omega$$

$$K_{T1} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_{T1}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \times 0,03865} = 0,975$$

$$\underline{Z}_{T1K} = \underline{Z}_{T1} K_{T1} = (2,684 + j 10,054) \text{ m}\Omega$$

b) Transformer T2:

$$Z_{T2} = \frac{u_{krT2}}{100\%} \times \frac{U_{rT2LV}^2}{S_{rT2}} = \frac{4\%}{100\%} \times \frac{(410 \text{ V})^2}{400 \text{ kVA}} = 16,810 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T2} = \frac{P_{krT2} \times U_{rT2LV}^2}{S_{rT2}^2} = \frac{4,6 \text{ kW} \times (410 \text{ V})^2}{(400 \text{ kVA})^2} = 4,833 \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{T2} = (4,833 + j 16,100) \text{ m}\Omega$$

$$K_{T2} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_{T2}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \times 0,03831} = 0,975$$

$$\underline{Z}_{T2K} = \underline{Z}_{T2} K_{T2} = (4,712 + j 15,698) \text{ m}\Omega$$

3.2.3 Lines (cables and overhead lines)

a) Line L1 (two parallel cables):

$$\underline{Z}_{L1} = 0,5 (0,077 + j 0,079) \frac{\Omega}{\text{km}} \times 10 \text{ km} = (0,385 + j 0,395) \text{ m}\Omega$$

b) Ligne L2 (deux câbles parallèles):

$$\underline{Z}_{L2} = 0,5 (0,208 + j 0,068) \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4 \text{ m} = (0,416 + j 0,136) \text{ m}\Omega$$

c) Ligne L3 (câble):

$$\underline{Z}_{L3} = (0,271 + j 0,087) \frac{\Omega}{\text{km}} \times 20 \text{ m} = (5,420 + j 1,740) \text{ m}\Omega$$

d) Ligne L4 (ligne aérienne):

$$R'_{L4} = \frac{\rho}{q_n} = \frac{\Omega \text{ mm}^2}{54 \text{ m} \times 50 \text{ mm}^2} = 0,3704 \frac{\Omega}{\text{km}}; \quad r = 1,14 \sqrt{\frac{q_n}{\pi}} = 4,55 \text{ mm};$$

$$X'_{L4} = 2 \pi f \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{d}{r} \right) = 2\pi \times 50 \text{ s}^{-1} \frac{4\pi \times 10^{-4} \text{ Vs}}{2\pi \text{ A km}} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{0,4 \text{ m}}{0,455 \times 10^{-2} \text{ m}} \right) = 0,297 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\underline{Z}_{L4} = (R'_{L4} + j X'_{L4}) \ell = (0,370 + j 0,297) \times \frac{\Omega}{\text{km}} \times 50 \text{ m} = (18,50 + j 14,85) \text{ m}\Omega$$

3.3 Détermination des impédances homopolaires

3.3.1 Transformateurs

Pour les transformateurs T1 et T2 de couplage Dyn5, les constructeurs donnent les relations suivantes:

$$R_{(0)T} = R_T \text{ et } X_{(0)T} = 0,95 X_T \text{ (voir tableau 3)}$$

Avec les facteurs de correction d'impédance K_T de 3.2.2, on obtient les impédances homopolaires suivantes pour les transformateurs:

$$Z_{(0)T1K} = (R_{T1} + j 0,95 X_{T1}) K_{T1} = (2,684 + j 9,551) \text{ m}\Omega$$

$$Z_{(0)T2K} = (R_{T2} + j 0,95 X_{T2}) K_{T2} = (4,712 + j 14,913) \text{ m}\Omega$$

3.3.2 Lignes (câbles et lignes aériennes)

a) Ligne L1:

$R_{(0)L} = 3,7 R_L$; $X_{(0)L} = 1,81 X_L$ avec retour par le quatrième conducteur et conducteur périphérique:

$$Z_{(0)L1} = (3,7 R_{L1} + j 1,81 X_{L1}) = (1,425 + j 0,715) \text{ m}\Omega$$

b) Ligne L2:

$R_{(0)L} = 4,23 R_L$; $X_{(0)L} = 1,21 X_L$ avec retour par la gaine:

$$Z_{(0)L2} = (4,23 R_{L2} + j 1,21 X_{L2}) = (1,760 + j 0,165) \text{ m}\Omega$$

c) Ligne L3:

$R_{(0)L} = 3 R_L$; $X_{(0)L} = 4,46 X_L$ avec retour par le quatrième conducteur, par la gaine et la terre:

$$Z_{(0)L3} = (3 R_{L3} + j 4,46 X_{L3}) = (16,260 + j 7,760) \text{ m}\Omega$$

b) Line L2 (two parallel cables):

$$\underline{Z}_{L2} = 0,5 (0,208 + j 0,068) \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4 \text{ m} = (0,416 + j 0,136) \text{ m}\Omega$$

c) Line L3 (cable):

$$\underline{Z}_{L3} = (0,271 + j 0,087) \frac{\Omega}{\text{km}} \times 20 \text{ m} = (5,420 + j 1,740) \text{ m}\Omega$$

d) Line L4 (overhead line):

$$R'_{L4} = \frac{\rho}{q_n} = \frac{\Omega \text{ mm}^2}{54 \text{ m} \times 50 \text{ mm}^2} = 0,3704 \frac{\Omega}{\text{km}}; \quad r = 1,14 \sqrt{\frac{q_n}{\pi}} = 4,55 \text{ mm};$$

$$X'_{L4} = 2 \pi f \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{d}{r} \right) = 2\pi \times 50 \text{ s}^{-1} \frac{4\pi \times 10^{-4} \text{ Vs}}{2\pi \text{ A km}} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{0,4 \text{ m}}{0,455 \times 10^{-2} \text{ m}} \right) = 0,297 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\underline{Z}_{L4} = (R'_{L4} + j X'_{L4}) \ell = (0,370 + j 0,297) \times \frac{\Omega}{\text{km}} \times 50 \text{ m} = (18,50 + j 14,85) \text{ m}\Omega$$

3.3 Determination of the zero-sequence impedances

3.3.1 Transformers

For the transformers T1 and T2 with the vector group Dyn5 the following relations are given by the manufacturers:

$$R_{(0)T} = R_T \text{ and } X_{(0)T} = 0,95 X_T \text{ (see table 3)}$$

Together with the impedance correction factors K_T from 3.2.2, the following zero-sequence impedances of the transformers are found:

$$Z_{(0)T1K} = (R_{T1} + j 0,95 X_{T1}) K_{T1} = (2,684 + j 9,551) \text{ m}\Omega$$

$$Z_{(0)T2K} = (R_{T2} + j 0,95 X_{T2}) K_{T2} = (4,712 + j 14,913) \text{ m}\Omega$$

3.3.2 Lines (cables and overhead lines)

a) Line L1:

$R_{(0)L} = 3,7 R_L$; $X_{(0)L} = 1,81 X_L$ with return circuit by the fourth conductor and surrounding conductor:

$$Z_{(0)L1} = (3,7 R_{L1} + j 1,81 X_{L1}) = (1,425 + j 0,715) \text{ m}\Omega$$

b) Line L2:

$R_{(0)L} = 4,23 R_L$; $X_{(0)L} = 1,21 X_L$ with return by sheath:

$$Z_{(0)L2} = (4,23 R_{L2} + j 1,21 X_{L2}) = (1,760 + j 0,165) \text{ m}\Omega$$

c) Line L3:

$R_{(0)L} = 3 R_L$; $X_{(0)L} = 4,46 X_L$ with return circuit by the fourth conductor, sheath and earth:

$$Z_{(0)L3} = (3 R_{L3} + j 4,46 X_{L3}) = (16,260 + j 7,760) \text{ m}\Omega$$

d) Ligne L4:

Ligne aérienne avec $R_{(0)L} = 2 R_L$ et $X_{(0)L} = 3 X_L$ lorsqu'on calcule les courants de court-circuit maximaux:

$$Z_{(0)L4} = (2 R_{L4} + j 3 X_{L4}) = (37,04 + j 44,55) \text{ m}\Omega$$

3.4 Calcul de I_k'' et i_p pour les court circuits triphasés

3.4.1 Point de court-circuit F1

3.4.1.1 D'après la figure 7, on obtient l'impédance de court-circuit suivante pour le système direct au point de court-circuit F1:

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{Qt} + \frac{\underline{Z}_{T1K} (\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2})}{\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} = (1,881 + j 6,746) \text{ m}\Omega$$

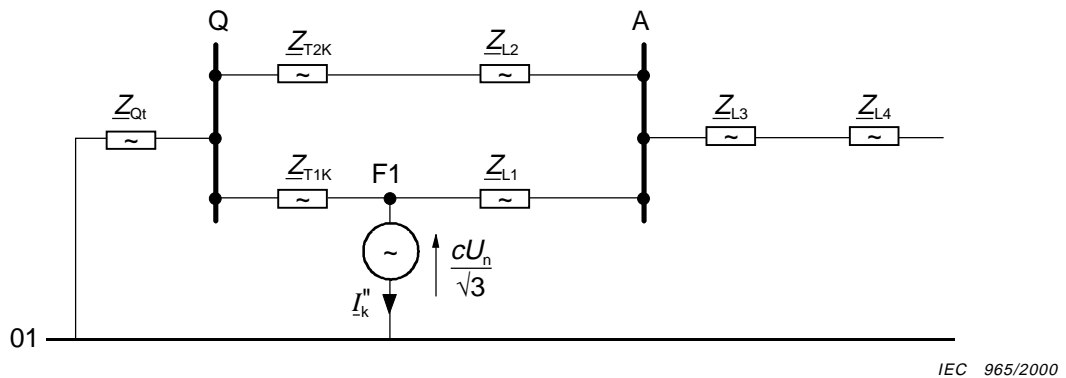


Figure 7 – Système direct (d'après la figure 6) pour le calcul de I_k'' au point de court-circuit F1

Courant de court-circuit triphasé initial maximal (équation (29) de la CEI 60909-0) avec $c = c_{\max} = 1,05$ (tableau 1 de la CEI 60909-0):

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \times 7,003 \text{ m}\Omega} = 34,62 \text{ kA}$$

NOTE La différence par rapport au résultat de la CEI 60909 est essentiellement due à la tension nominale de 400 V (CEI 60038). La différence due à l'introduction de K_T n'est que de 0,25 %.

Le calcul de \underline{Z}_k étant effectué avec des grandeurs complexes, il est facile de trouver i_p avec la méthode (b) en utilisant le rapport R/X au point de court-circuit ou pour une méthode plus précise (c).

3.4.1.2 Méthode (b): Rapport d'impédance au point de court-circuit (voir 4.3.1.2 de la CEI 60909-0):

$$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = 0,279$$

$$\kappa_{(b)} = 1,02 + 0,98 e^{-3RX} = 1,445 \text{ (équation (55) de la CEI 60909-0)}$$

d) Line L4:

Overhead line with $R_{(0)L} = 2 R_L$ and $X_{(0)L} = 3 X_L$ when calculating the maximum short-circuit currents:

$$Z_{(0)L4} = (2 R_{L4} + j 3 X_{L4}) = (37,04 + j 44,55) \text{ m}\Omega$$

3.4 Calculation of I_k'' and i_p for three-phase short circuits

3.4.1 Short-circuit location F1

3.4.1.1 According to figure 7 for the positive-sequence system the following short-circuit impedance at the location F1 is found:

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{Qt} + \frac{\underline{Z}_{T1K} (\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2})}{\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} = (1,881 + j 6,746) \text{ m}\Omega$$

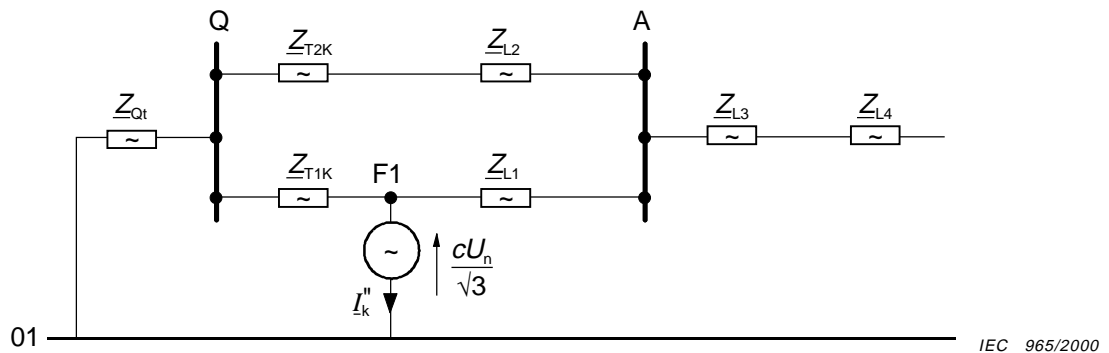


Figure 7 – Positive-sequence system (according to figure 6) for the calculation of I_k'' at the short-circuit location F1

Maximum initial three-phase short-circuit current (equation (29) of IEC 60909-0) with $c = c_{\max} = 1,05$ (table 1 of IEC 60909-0):

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \times 7,003 \text{ m}\Omega} = 34,62 \text{ kA}$$

NOTE The difference against the result of IEC 60909 is mainly due to the nominal voltage of 400 V (IEC 60038). The difference through the introduction of K_T is only 0,25 %.

Because the calculation of \underline{Z}_k is carried out with complex quantities, it is easy to find i_p with method (b) using the R/X -ratio at the short-circuit location or for higher accuracy method (c).

3.4.1.2 Method (b): Impedance ratio at the short-circuit location (see 4.3.1.2 of IEC 60909-0):

$$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = 0,279$$

$$\kappa_{(b)} = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} = 1,445 \quad (\text{equation (55) of IEC 60909-0})$$

Le rapport R/X de $\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}$ étant supérieur à 0,3, il est nécessaire d'introduire le facteur 1,15 dans la méthode (b) (voir 4.3.1.2b) de la CEI 60909-0).

$$i_{p(b)} = 1,15 \kappa_{(b)} \sqrt{2} I_k'' = 1,15 \times 1,445 \times \sqrt{2} \times 34,62 \text{ kA} = 81,36 \text{ kA}$$

3.4.1.3 Méthode (c): Fréquence équivalente associée à R/X d'après l'équation (59) de la CEI 60909-0:

L'impédance $\underline{Z}_c = R_c + j X_c$ est calculée selon la méthode (c) avec la fréquence équivalente $f_c = 20$ Hz ($f = 50$ Hz). La procédure de calcul est similaire au calcul de \underline{Z}_k mais en utilisant les grandeurs 20 Hz suivantes:

$$\underline{Z}_{Qtc} = (0,053 + j 0,212) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{T1Kc} = (2,684 + j 4,0212) \text{ m}\Omega; \underline{Z}_{T2Kc} = (4,712 + j 6,279) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{L1c} = (0,385 + j 0,158) \text{ m}\Omega; \underline{Z}_{L2c} = (0,416 + j 0,054) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_c = \underline{Z}_{Qtc} + \frac{\underline{Z}_{T1Kc} (\underline{Z}_{T2Kc} + \underline{Z}_{L1c} + \underline{Z}_{L2c})}{\underline{Z}_{T1Kc} + \underline{Z}_{T2Kc} + \underline{Z}_{L1c} + \underline{Z}_{L2c}} = (1,8738 + j 2,7076) \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \times \frac{f_c}{f} = \frac{1,874 \text{ m}\Omega}{2,707 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,277$$

$$\kappa_{(c)} = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} = 1,447$$

$$i_{p(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_k'' = 1,447 \times \sqrt{2} \times 34,62 \text{ kA} = 70,85 \text{ kA}$$

NOTE La méthode (a) n'est pas adaptée dans ce cas (voir 4.3.1.2 de la CEI 60909-0). Il convient d'utiliser cette méthode seulement en première approximation si le calcul du courant de court-circuit est effectué uniquement avec des réactances. La méthode (a) donnerait $\kappa_{(a)} = 1,46$, en prenant les rapports R/X les plus faibles de \underline{Z}_{T1K} et $\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{L1}$. Si le réseau d'alimentation associé à $R_{Qt}/X_{Qt} = 0,1$ est aussi traité comme une branche du réseau, alors on obtient un facteur $\kappa_{(a)} = 1,75$ et un courant de court-circuit de crête $i_{p(a)} = 85,5 \text{ kA} > i_{p(c)}$ (voir 2.3 de la CEI 60909-1).

3.4.2 Point de court-circuit F2

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{Qt} + \frac{(\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{L1})(\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2})}{\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} = (1,977 + j 6,827) \text{ m}\Omega$$

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \times 7,107 \text{ m}\Omega} = 34,12 \text{ kA}$$

Because the R/X -ratio of $\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}$ is higher than 0,3, it is necessary to introduce the factor 1,15 in method (b) (see 4.3.1.2b) of IEC 60909-0).

$$i_{p(b)} = 1,15 \kappa_{(b)} \sqrt{2} I_k'' = 1,15 \times 1,445 \times \sqrt{2} \times 34,62 \text{ kA} = 81,36 \text{ kA}$$

3.4.1.3 Method (c): Equivalent frequency with R/X from equation (59) of IEC 60909-0:

The impedance $\underline{Z}_c = R_c + j X_c$ is calculated according to method (c) with the equivalent frequency $f_c = 20 \text{ Hz}$ ($f = 50 \text{ Hz}$). The calculation procedure is similar to the calculation of \underline{Z}_k but using the following 20 Hz quantities:

$$\underline{Z}_{Qtc} = (0,053 + j 0,212) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{T1Kc} = (2,684 + j 4,0212) \text{ m}\Omega; \underline{Z}_{T2Kc} = (4,712 + j 6,279) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{L1c} = (0,385 + j 0,158) \text{ m}\Omega; \underline{Z}_{L2c} = (0,416 + j 0,054) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_c = \underline{Z}_{Qtc} + \frac{\underline{Z}_{T1Kc}(\underline{Z}_{T2Kc} + \underline{Z}_{L1c} + \underline{Z}_{L2c})}{\underline{Z}_{T1Kc} + \underline{Z}_{T2Kc} + \underline{Z}_{L1c} + \underline{Z}_{L2c}} = (1,8738 + j 2,7076) \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \times \frac{f_c}{f} = \frac{1,874 \text{ m}\Omega}{2,707 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,277$$

$$\kappa_{(c)} = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} = 1,447$$

$$i_{p(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_k'' = 1,447 \times \sqrt{2} \times 34,62 \text{ kA} = 70,85 \text{ kA}$$

NOTE Method (a) is not adequate in this case (see 4.3.1.2 of IEC 60909-0). This method should be used only as a first approximation if the short-circuit current calculation is carried out with reactances only. Method (a) would lead to $\kappa_{(a)} = 1,46$, taking the smallest ratios R/X from \underline{Z}_{T1K} and $\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{L1}$. If the network feeder with $R_{Qt}/X_{Qt} = 0,1$ is also treated as a branch of the network, then a factor $\kappa_{(a)} = 1,75$ would be found and a peak short-circuit current $i_{p(a)} = 85,5 \text{ kA} > i_{p(c)}$ (see 2.3 of IEC 60909-1).

3.4.2 Short-circuit location F2

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{Qt} + \frac{(\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{L1})(\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2})}{\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} = (1,977 + j 6,827) \text{ m}\Omega$$

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \times 7,107 \text{ m}\Omega} = 34,12 \text{ kA}$$

Le calcul avec la méthode (c) (voir 4.3.1.2 de la CEI 60909-0) donne:

$$\underline{Z}_c = (1,976 + j 2,733) \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \times \frac{f_c}{f} = \frac{1,976 \text{ m}\Omega}{2,733 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,289$$

$$i_{p(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_k'' = 1,432 \times \sqrt{2} \times 34,12 \text{ kA} = 69,10 \text{ kA}$$

NOTE Le rapport qui est significatif R/X est essentiellement déterminé par les rapports des deux branches $\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{L1}$ et $\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2}$ associée à $R/X = 0,294$ et $0,324$. Ces deux rapports sont similaires à $R_k/X_k \approx 0,29$ donnant $\kappa_{(b)} = 1,431$. Le calcul avec la méthode (b), mais sans le facteur complémentaire 1,15, donne

$$i_{p(b)} = \kappa_{(b)} \sqrt{2} I_k'' = 1,431 \times \sqrt{2} \times 34,12 \text{ kA} = 69,05 \text{ kA}$$

3.4.3 Point de court-circuit F3

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{Qt} + \frac{(\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{L1})(\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2})}{\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} + \underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_{L4} = (25,897 + j 23,417) \text{ m}\Omega$$

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \times 34,914 \text{ m}\Omega} = 6,95 \text{ kA}$$

$$\underline{Z}_c = \underline{Z}_{F2c} + \underline{Z}_{L3c} + \underline{Z}_{L4c} = (1,976 + j 2,733) \text{ m}\Omega + (23,920 + j 6,636) \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \times \frac{f_c}{f} = \frac{25,896 \text{ m}\Omega}{9,369 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 1,106$$

$$i_{p(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_k'' = 1,056 \times \sqrt{2} \times 6,95 \text{ kA} = 10,38 \text{ kA}$$

3.5 Calcul de I_{kl}'' et i_{p1} pour les courts-circuits phase terre

3.5.1 Point de court-circuit F1

La figure 8 donne le circuit équivalent dans les systèmes direct, inverse et homopolaire du réseau représenté à la figure 6 avec un court-circuit phase terre en F1.

$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_k = (1,881 + j 6,764) \text{ m}\Omega \quad (\text{voir 3.4.1})$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{Z}_{(0)T1K}(\underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L1} + \underline{Z}_{(0)L2})}{\underline{Z}_{(0)T1K} + \underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L1} + \underline{Z}_{(0)L2}} = (2,140 + j 6,009) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(0)} = 2 \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)} = (5,902 + j 19,537) \text{ m}\Omega$$

The calculation with method (c) (see 4.3.1.2 of IEC 60909-0) leads to:

$$\underline{Z}_c = (1,976 + j 2,733) \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \times \frac{f_c}{f} = \frac{1,976 \text{ m}\Omega}{2,733 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,289$$

$$i_{p(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_k'' = 1,432 \times \sqrt{2} \times 34,12 \text{ kA} = 69,10 \text{ kA}$$

NOTE The decisive ratio R/X is mostly determined by those of the two branches $\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{L1}$ and $\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2}$ with $R/X = 0,294$ and $0,324$. These two ratios are similar to $R_k/X_k \approx 0,29$ leading to $\kappa_{(b)} = 1,431$. The calculation with method (b) but without the additional factor 1,15 would lead to

$$i_{p(b)} = \kappa_{(b)} \sqrt{2} I_k'' = 1,431 \times \sqrt{2} \times 34,12 \text{ kA} = 69,05 \text{ kA}$$

3.4.3 Short-circuit location F3

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{Qt} + \frac{(\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{L1})(\underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L2})}{\underline{Z}_{T1K} + \underline{Z}_{T2K} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} + \underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_{L4} = (25,897 + j 23,417) \text{ m}\Omega$$

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \times 34,914 \text{ m}\Omega} = 6,95 \text{ kA}$$

$$\underline{Z}_c = \underline{Z}_{F2c} + \underline{Z}_{L3c} + \underline{Z}_{L4c} = (1,976 + j 2,733) \text{ m}\Omega + (23,920 + j 6,636) \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \times \frac{f_c}{f} = \frac{25,896 \text{ m}\Omega}{9,369 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 1,106$$

$$i_{p(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_k'' = 1,056 \times \sqrt{2} \times 6,95 \text{ kA} = 10,38 \text{ kA}$$

3.5 Calculation of I_{kl}'' and i_{p1} for line-to-earth short circuits

3.5.1 Short-circuit location F1

Figure 8 gives the equivalent circuit in the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-sequence system of the network in figure 6 with a line-to-earth short circuit in F1.

$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_k = (1,881 + j 6,764) \text{ m}\Omega \quad (\text{see 3.4.1})$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{Z}_{(0)T1K} (\underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L1} + \underline{Z}_{(0)L2})}{\underline{Z}_{(0)T1K} + \underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L1} + \underline{Z}_{(0)L2}} = (2,140 + j 6,009) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(0)} = 2 \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)} = (5,902 + j 19,537) \text{ m}\Omega$$

Le courant de court-circuit phase terre initial est calculé d'après l'équation (53) de la CEI 60909-0):

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|2\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \times 1,05 \times 400 \text{ V}}{20,409 \text{ m}\Omega} = 35,64 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit de crête i_{p1} est calculé avec le facteur $\kappa_{(c)} = 1,447$ obtenu à partir du système direct en 3.4.1:

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_{k1}'' = 1,447 \times \sqrt{2} \times 35,64 \text{ kA} = 72,93 \text{ kA}$$

NOTE En prenant \underline{Z}_c et $\underline{Z}_{(0)c}$ dans un calcul plus détaillé pour obtenir $\kappa_{(c)}$ et $i_{p1(c)}$, on peut obtenir les résultats suivants:

$$\frac{R}{X} = \frac{2R_c + R_{(0)c}}{2X_c + X_{(0)c}} \times \frac{f_c}{f} = \frac{5,828 \text{ m}\Omega}{7,875 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} \approx 0,296$$

$$\kappa_{(c)} = 1,02 + 0,98 e^{-3RX} = 1,423$$

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_{k1}'' = 1,423 \times \sqrt{2} \times 35,64 \text{ kA} = 71,72 \text{ kA}$$

Dans ce cas la différence n'est que de 1,7 %.

The initial line-to-earth short-circuit current is calculated according to equation (53) of IEC 60909-0:

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|2\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \times 1,05 \times 400 \text{ V}}{20,409 \text{ m}\Omega} = 35,64 \text{ kA}$$

The peak short-circuit current i_{p1} is calculated with the factor $\kappa_{(c)} = 1,447$ found from the positive-sequence system in 3.4.1:

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_{k1}'' = 1,447 \times \sqrt{2} \times 35,64 \text{ kA} = 72,93 \text{ kA}$$

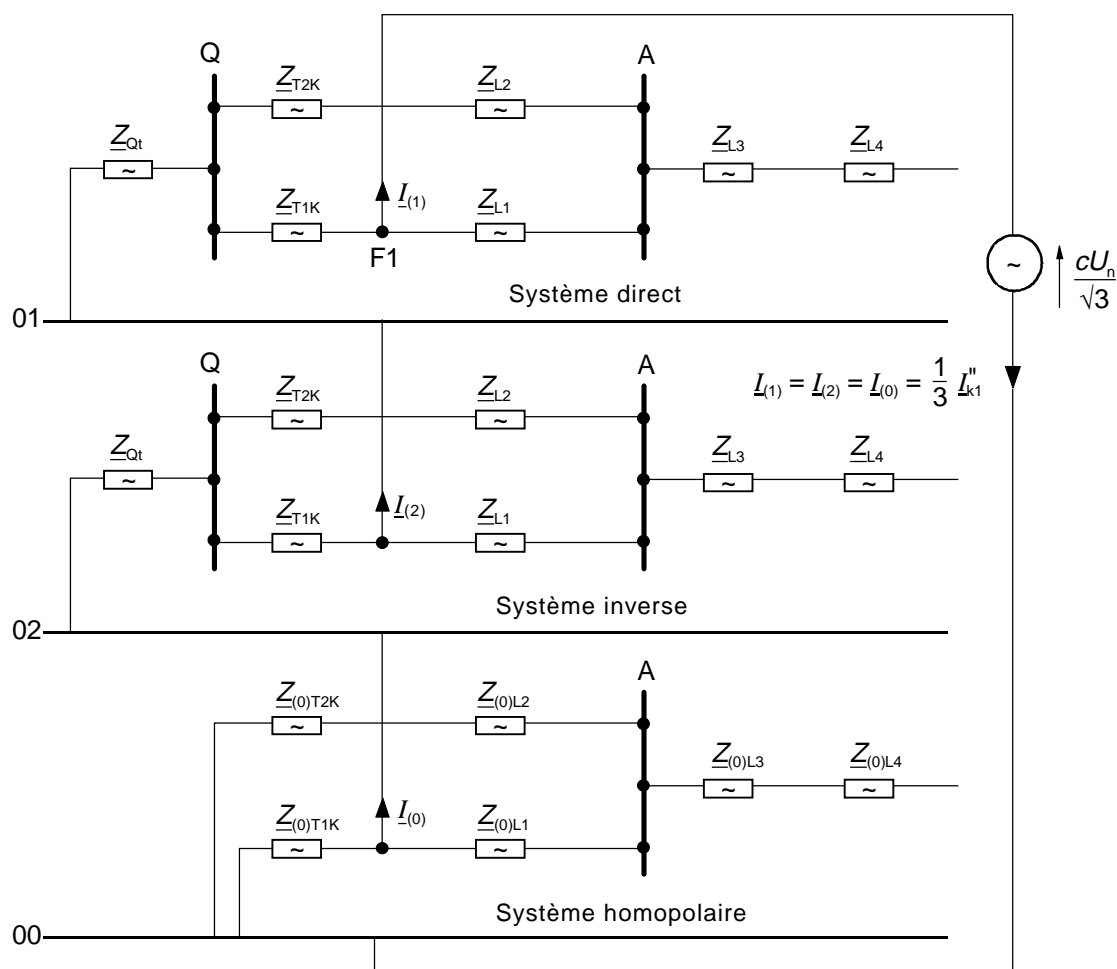
NOTE Taking \underline{Z}_c and $\underline{Z}_{(0)c}$ in a more detailed calculation to find $\kappa_{(c)}$ and $i_{p1(c)}$, the following results can be found:

$$\frac{R}{X} = \frac{2R_c + R_{(0)c}}{2X_c + X_{(0)c}} \times \frac{f_c}{f} = \frac{5,828 \text{ m}\Omega}{7,875 \text{ m}\Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} \approx 0,296$$

$$\kappa_{(c)} = 1,02 + 0,98 e^{-3RX} = 1,423$$

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_{k1}'' = 1,423 \times \sqrt{2} \times 35,64 \text{ kA} = 71,72 \text{ kA}$$

The difference is only 1,7 % in this case.



IEC 966/2000

Figure 8 – Systèmes direct, inverse et homopolaire avec liaisons au point de court-circuit F 1 pour le calcul de I''_{k1}

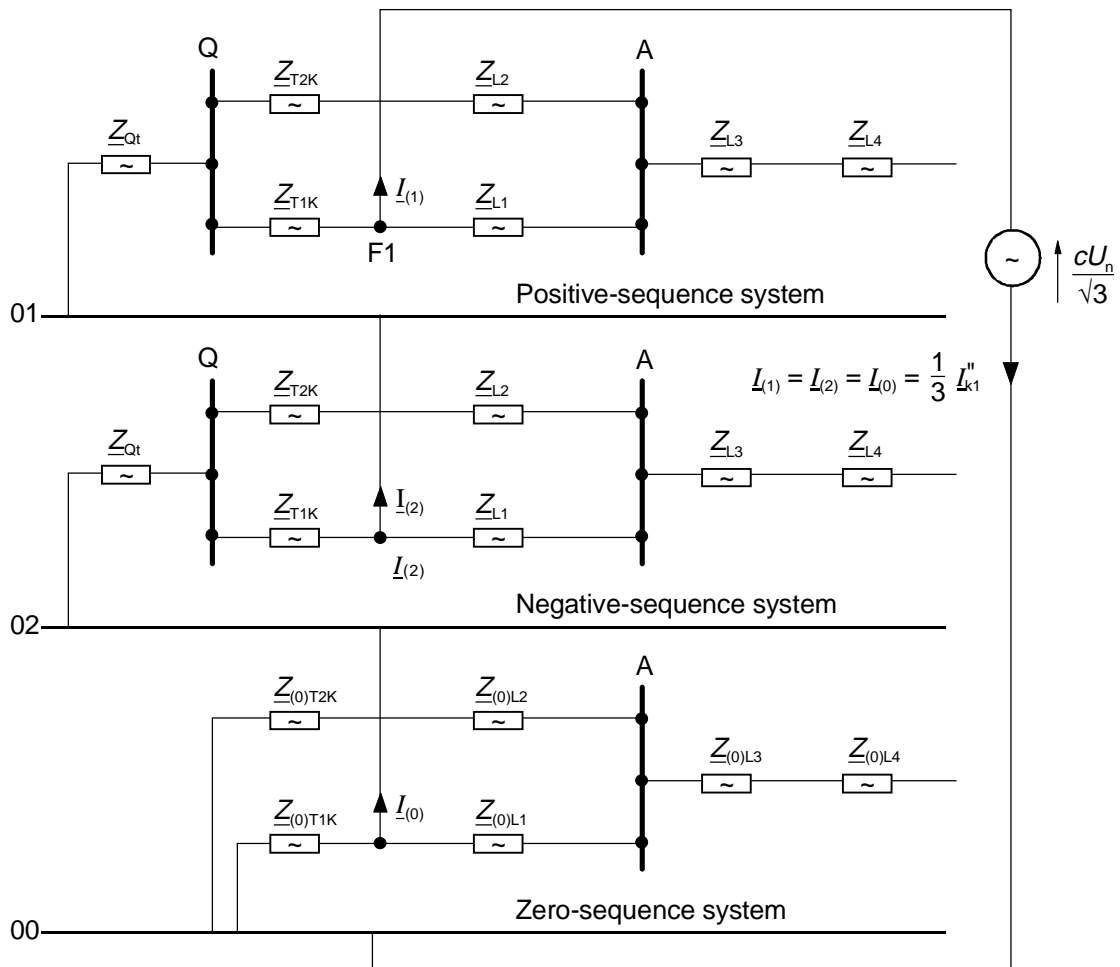
3.5.2 Point de court-circuit F2

$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_k = (1,977 + j 6,827) \text{ m}\Omega \text{ (voir 3.4.2)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{(\underline{Z}_{(0)T1K} + \underline{Z}_{(0)L1})(\underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L2})}{\underline{Z}_{(0)T1K} + \underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L1} + \underline{Z}_{(0)L2}} = (2,516 + j 6,109) \text{ m}\Omega$$

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|2\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \times 1,05 \times 400 \text{ V}}{20,795 \text{ m}\Omega} = 34,98 \text{ kA}$$

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I''_{k1} = 1,432 \times \sqrt{2} \times 34,98 \text{ kA} = 70,84 \text{ kA}$$



IEC 966/2000

Figure 8 – Positive-sequence, negative-sequence and zero-sequence system with connections at the short-circuit location F1 for the calculation of I''_{k1}

3.5.2 Short-circuit location F2

$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_k = (1,977 + j 6,827) \text{ m}\Omega \text{ (see 3.4.2)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{(\underline{Z}_{(0)T1K} + \underline{Z}_{(0)L1})(\underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L2})}{\underline{Z}_{(0)T1K} + \underline{Z}_{(0)T2K} + \underline{Z}_{(0)L1} + \underline{Z}_{(0)L2}} = (2,516 + j 6,109) \text{ m}\Omega$$

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|2\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \times 1,05 \times 400 \text{ V}}{20,795 \text{ m}\Omega} = 34,98 \text{ kA}$$

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I''_{k1} = 1,432 \times \sqrt{2} \times 34,98 \text{ kA} = 70,84 \text{ kA}$$

3.5.3 Point de court-circuit F3

$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_k = (25,897 + j 23,417) \text{ m}\Omega \text{ (voir 3.4.3)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \underline{Z}_{(0)F2} + \underline{Z}_{(0)L3} + \underline{Z}_{(0)L4} = (55,816 + j 58,419) \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|2\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \times 1,05 \times 400 \text{ V}}{150,550 \text{ m}\Omega} = 4,83 \text{ kA}$$

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_{k1}'' = 1,056 \times \sqrt{2} \times 4,83 \text{ kA} = 7,21 \text{ kA}$$

3.6 Récapitulation des résultats

La récapitulation des résultats pour l'exemple de la figure 6 est donnée au tableau 4a pour les impédances de court-circuit et les courants et au tableau 4b pour l'intégrale de Joule (voir l'équation (102) de la CEI 60909-0).

Tableau 4a – Impédances et courants de court-circuit

Point de court-circuit	$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{(1)}$	$\underline{Z}_{(0)}$	I_k''	$i_{p(c)}$	I_{k1}''	$i_{p1(c)}$	I_{k1}''/I_k''
	mΩ	mΩ	kA	kA	kA	kA	–
F1	7,003	6,421	34,62	70,85	35,64	72,93	1,03
F2	7,107	6,601	34,12	69,10	34,98	70,84	1,03
F3	34,929	80,79	6,95	10,38	4,83	7,21	0,70

L'intégrale de Joule est calculée aux points de court-circuit F2 et F3 à la figure 6 en utilisant les facteurs m et n donnés aux figures 21 et 22 de la CEI 60909-0. Le facteur m est calculé avec l'équation pour m donnée dans l'annexe A de la CEI 60909-0). Les temps de coupure (temps de court-circuit T_k) pour le fusible sont obtenus à partir d'une caractéristique donnée de fusible basse tension 250 A.

3.5.3 Short-circuit location F3

$$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_k = (25,897 + j 23,417) \text{ m}\Omega \text{ (see 3.4.3)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \underline{Z}_{(0)F2} + \underline{Z}_{(0)L3} + \underline{Z}_{(0)L4} = (55,816 + j 58,419) \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|2\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \times 1,05 \times 400 \text{ V}}{150,550 \text{ m}\Omega} = 4,83 \text{ kA}$$

$$i_{p1(c)} = \kappa_{(c)} \sqrt{2} I_{k1}'' = 1,056 \times \sqrt{2} \times 4,83 \text{ kA} = 7,21 \text{ kA}$$

3.6 Collection of results

The collection of results for the example in figure 6 is given in table 4a for short-circuit impedances and currents and in table 4b for the Joule integral (equation (102) of IEC 60909-0).

Table 4a – Short-circuit impedances and short-circuit currents

Short-circuit location	$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{(1)}$	$\underline{Z}_{(0)}$	I_k''	$i_{p(c)}$	I_{k1}''	$i_{p1(c)}$	I_{k1}''/I_k''
	mΩ	mΩ	kA	kA	kA	kA	–
F1	7,003	6,421	34,62	70,85	35,64	72,93	1,03
F2	7,107	6,601	34,12	69,10	34,98	70,84	1,03
F3	34,929	80,79	6,95	10,38	4,83	7,21	0,70

The Joule integral is calculated at the short-circuit locations F2 and F3 in figure 6 using the factors m and n given in figures 21 and 22 of IEC 60909-0. The factor m is calculated with the equation for m given in annex A of IEC 60909-0. The cut-off times (short-circuit times T_k) for the fuse are found from a given characteristic of a low-voltage fuse of 250 A.

Tableau 4b – Intégrale de Joule en fonction de T_k aux points de court-circuit F2 et F3

Point de court-circuit	Point de court-circuit	Type de protection	T_k	κ	m 1)	n 2)	Intégrale de Joule (équation (102) de la CEI 60909-0)
	kA	–	S	–	–	–	(kA) ² s
F2	$I_k'' = 34,12$	disjoncteur 250 A	0,06	1,43	0,197	1	83,61
F3	$I_k'' = 6,95$		0,06	1,06	0,059	1	3,07
F3	$I_k'' = 4,83$		0,06	1,06	0,059	1	1,48
F2	$I_k'' = 34,12$	fusible 250 A	<0,005	–	–	–	<0,56 ³⁾
F3	$I_k'' = 6,95$		0,02	1,06	0,178	1	1,19
F3	$I_{k1}'' = 4,83$		0,07	1,06	0,051	1	1,72

1) Calculé avec l'équation pour m (voir l'annexe A de la CEI 60909-0).
 2) Court-circuit éloigné d'un alternateur: $I_k'' = I_k'' n = 1$.
 3) Caractéristique de coupure du fusible.

NOTE Avec une dérivation de court-circuit T_k comme celle du disjoncteur exemple, l'intégrale maximale de Joule apparaît pour le courant de court-circuit de couche. Par ailleurs, avec une caractéristique extrêmement inverse comme celle du fusible donné en exemple, l'intégrale de Joule la plus élevée apparaît avec le courant de court-circuit le plus faible, qui peut être un simple court-circuit phase terre, comme dans l'exemple au point de court-circuit F3.

4 Calcul des courants de court-circuit triphasés dans un réseau moyenne tension – influence des moteurs

4.1 Problème

Soit un réseau moyenne tension 33 kV/6 kV (50 Hz) indiqué à la figure 9. Le calcul du courant de court-circuit doit être effectué avec et sans moteurs asynchrones alimentés par un jeu de barres de 6 kV de manière à montrer la contribution des moteurs asynchrones aux courants de court-circuit au point de court-circuit F.

Le poste 33 kV/6 kV comprend deux transformateurs réseau $S_{rT} = 15$ MVA, dont chacun est alimenté par deux câbles 30 kV à trois conducteurs et par une ligne d'alimentation avec $U_{nQ} = 33$ kV et $I_{kQ}'' = 13,12$ kA ($S_{kQ}'' = \sqrt{3}U_{kQ} I_{kQ}'' = 750$ MVA (voir 1.3.6 de la CEI 60909-0)). Cette information concernant la ligne d'alimentation est donnée par l'entreprise de service public et est calculée conformément à la CEI 60909-0.

Les calculs sont effectués uniquement avec des impédances complexes (voir 4.2) et avec uniquement des réactances (voir 4.3) pour montrer la différence, car dans de nombreux cas en haute et moyenne tension, il peut être suffisant d'utiliser les réactances de court-circuit du matériel électrique seulement pour calculer les courants de court-circuit triphasés. De plus, un calcul est effectué avec les grandeurs réduites en utilisant seulement les réactances de court-circuit des matériels électriques (voir 4.4).

Table 4b – Joule integral depending on T_k at the short-circuit location F2 and F3

Short-circuit location	Short-circuit location	Protection type	T_k	κ	m 1)	n 2)	Joule integral (equation (102) of IEC 60909-0)
	kA	–	S	–	–	–	(kA) ² s
F2	$I_k'' = 34,12$	circuit breaker 250 A	0,06	1,43	0,197	1	83,61
F3	$I_k'' = 6,95$		0,06	1,06	0,059	1	3,07
F3	$I_k'' = 4,83$		0,06	1,06	0,059	1	1,48
F2	$I_k'' = 34,12$	fuse 250 A	<0,005	–	–	–	<0,56 ³⁾
F3	$I_k'' = 6,95$		0,02	1,06	0,178	1	1,19
F3	$I_{k1}'' = 4,83$		0,07	1,06	0,051	1	1,72

1) Calculated with equation for m (see annex A of IEC 60909-0).

2) Far-from-generator short circuit: $I_k'' = I_k'' n = 1$.

3) Cut-off characteristic of the fuse.

NOTE With a certain short-circuit duration T_k like that of the example circuit-breaker, the maximum Joule integral occurs for the largest short-circuit current. Whereas with an extremely inverse characteristic like that of the example fuse, the largest Joule integral occurs with the smallest short-circuit current, which may be a single line-to-earth short circuit, as in the example at the short-circuit location F3.

4 Calculation of three-phase short-circuit currents in a medium-voltage system – influence of motors

4.1 Problem

A medium-voltage system 33 kV/6 kV (50 Hz) is given in figure 9. The short-circuit current calculation shall be carried out without and with asynchronous motors fed from the 6 kV busbar, to show their contribution to the short-circuit currents at the short-circuit location F.

The substation 33 kV/6 kV with two network transformers $S_{rT} = 15$ MVA each is fed through two three-core 30 kV cables from a network feeder with $U_{nQ} = 33$ kV and $I_{kQ}'' = 13,12$ kA ($S_{kQ}'' = \sqrt{3}U_{kQ} I_{kQ}'' = 750$ MVA (see 1.3.6 of IEC 60909-0)). This information about the network feeder is given by the public service company, calculated in accordance with IEC 60909-0.

The calculations are carried out with complex impedances (see 4.2) and with reactances only (see 4.3) to show the difference, because in many cases at the high-voltage and the medium-voltage level, it may be sufficient to use the short-circuit reactances of the electrical equipment only when calculating three-phase short-circuit currents. In addition, a calculation is performed with quantities of the per-unit system (see 4.4).

Un calcul de courant de court-circuit avec la méthode par superposition est présenté en 4.5 pour montrer que les résultats pour les courants de court-circuit dépendent du flux de puissance, de la tension au point de court-circuit avant le court-circuit et de la position des changeurs de prise en charge des transformateurs (voir figure 9).

La figure 9 donne le schéma de circuit du réseau triphasé en courant alternatif 33 kV/6 kV et les caractéristiques du matériel électrique.

4.2 Calcul complexe à partir de grandeurs réelles

Les impédances complexes de court-circuit du tableau 5 sont calculées avec les données de la figure 9 et avec les équations données dans la CEI 60909-0.

Le courant de court-circuit \underline{I}_k'' au point de court-circuit en F est obtenu à partir d'une addition complexe des courants de court-circuit partiels à la figure 9 (voir 4.2.1.2 de la CEI 60909-0).

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}'' + \underline{I}_{kM1}'' + \underline{I}_{kM2}''$$

\underline{I}_{kM2}'' est le courant de court-circuit partiel de trois moteurs parallèles avec $P_{rM} = 1$ MW chacun (figure 9), traités comme un moteur unique équivalent M2.

A short-circuit current calculation with the superposition method is presented in 4.5 to show that the results for the short-circuit currents depend on the load flow, the voltage at the short-circuit location before the short circuit and the position of on-load tap-changers of transformers (see figure 9).

Figure 9 gives the circuit diagram of the three-phase a.c. system 33 kV/6 kV and the data of the electrical equipment.

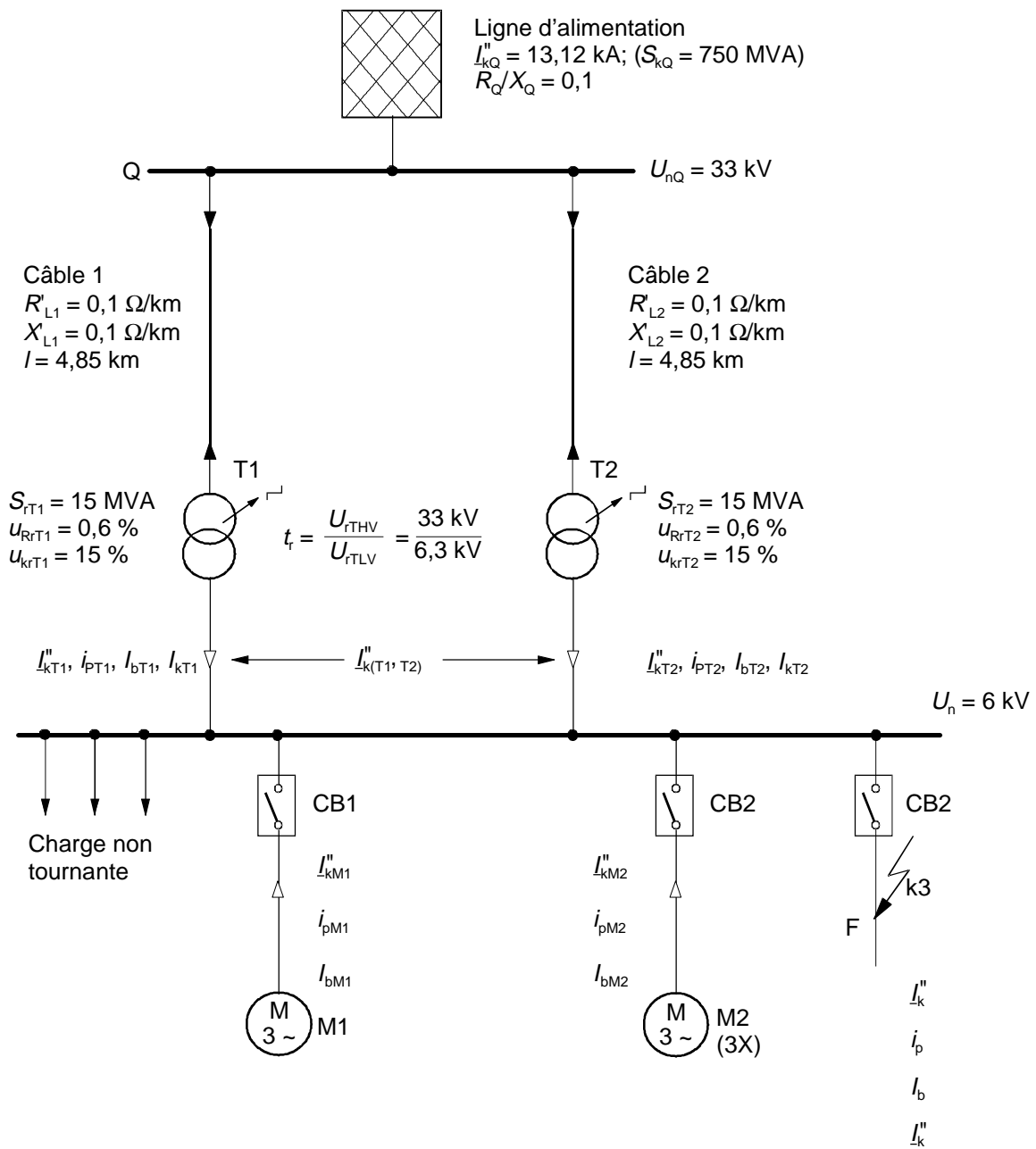
4.2 Complex calculation with absolute quantities

The complex short-circuit impedances in table 5 are calculated with the data in figure 9 and with the equations given in IEC 60909-0.

The short-circuit current \underline{I}_k'' at the short-circuit location in F is found from a complex addition of the partial short-circuit currents in figure 9 (see 4.2.1.2 of IEC 60909-0).

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}'' + \underline{I}_{kM1}'' + \underline{I}_{kM2}''$$

\underline{I}_{kM2}'' is the partial short-circuit current from the three parallel motors with $P_{rM} = 1$ MW each (figure 9), dealt with as one equivalent motor M2.



Moteur asynchrone M1:

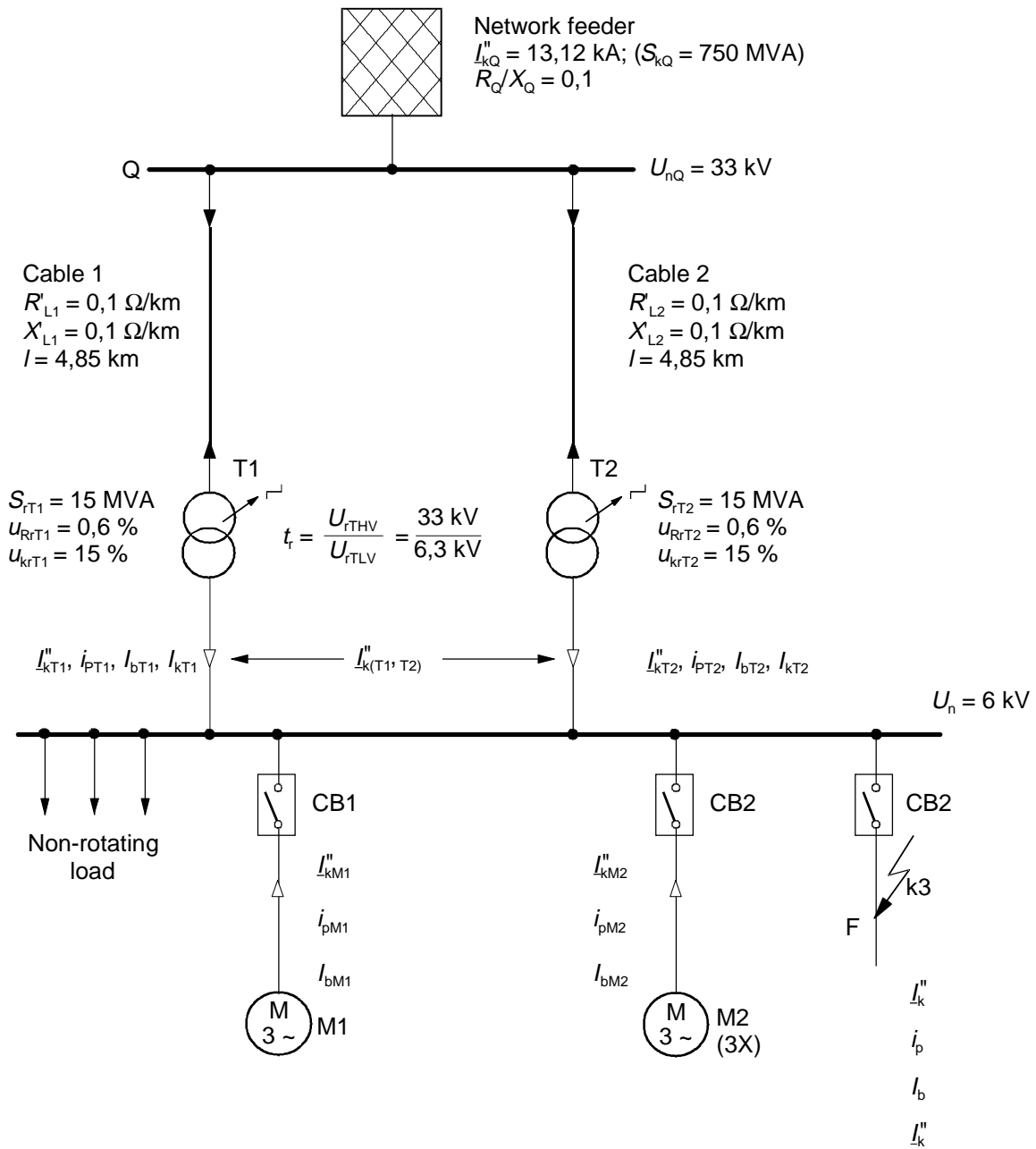
$U_{rM} = 6 \text{ kV}$; $P_{rM} = 5 \text{ MW}$
 $\cos \varphi_{rM} = 0,86$; $\eta_{rM} = 0,97$
 $I_{LR}/I_{rM} = 4$; $p = 2$

Trois moteurs asynchrones, traités comme moteur unique équivalent M2, chacun avec les caractéristiques suivantes:

$U_{rM} = 6 \text{ kV}$; $P_{rM} = 1 \text{ MW}$
 $\cos \varphi_{rM} = 0,83$; $\eta_{rM} = 0,94$
 $I_{LR}/I_{rM} = 5,5$; $p = 1$

IEC 967/2000

Figure 9 – Réseau moyenne tension 33 kV/6 kV: caractéristiques



Asynchronous motor M1:

$U_{rM} = 6 \text{ kV}$; $P_{rM} = 5 \text{ MW}$
 $\cos \varphi_{rM} = 0,86$; $\eta_{rM} = 0,97$
 $I_{LR}/I_{rM} = 4$; $p = 2$

Three asynchronous motors, treated as an equivalent motor M2, each of them with the following data

$U_{rM} = 6 \text{ kV}$; $P_{rM} = 1 \text{ MW}$
 $\cos \varphi_{rM} = 0,83$; $\eta_{rM} = 0,94$
 $I_{LR}/I_{rM} = 5,5$; $p = 1$

IEC 967/2000

Figure 9 – Medium-voltage network 33 kV/6 kV: data

Tableau 5 – Calcul des impédances de court-circuit du matériel électrique et $Z_{k(T1,T2)}$ au point de court-circuit F, sans moteurs (disjoncteurs CB1 et CB2 ouverts)

N°	Matériel	Equations (CEI 60909-0) et calcul	Impédance Ω
1	Ligne d'alimentation du réseau	$(6) \quad Z_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}} \times \frac{1}{t_r^2} = \frac{1,1 \times 33 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 13,12 \text{ kA}} \times \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$ $X_{Qt} = 0,995 Z_{Qt} \quad ; \quad R_{Qt} = 0,1 X_{Qt}$ $\underline{Z}_{Qt} = R_{Qt} + j X_{Qt}$	(0,0582) 0,0058 + j 0,0579
2	Câble L1 (= câble L2)	$R_{L1t} = R'_{L1} \ell \frac{1}{t_r^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$ $X_{L1t} = X'_{L1} \ell \frac{1}{t_r^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$ $\underline{Z}_{L1t} = R_{L1t} + j X_{L1t}$	0,0177 + j 0,0177
3	Transformateur T1 (= transformateur T2)	$(7) \quad Z_{T1} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \times \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}}$ $(8) \quad R_{T1} = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \times \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{0,6 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}}$ $(9) \quad X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2}$ $(12a) \quad K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times 0,1499} = 0,9588$ $Z_{T1K} = (R_{T1} + j X_{T1}) K_T$	(0,3969) (0,0159) (0,3966) 0,0152 + j 0,3803
4	L1 + T1 = L2 + T2	$\underline{Z}_{L1t} + \underline{Z}_{T1K} = \underline{Z}_{L2t} + \underline{Z}_{T2K}$	0,0329 + j 0,3980
5	(L1 + T1) (L2 + T2) en parallèle	$\frac{1}{2} (\underline{Z}_{L1t} + \underline{Z}_{T1K})$	0,0165 + j 0,1990
6	Impédance de court-circuit sans moteur	$\underline{Z}_{k(T1,T2)} = \underline{Z}_{Qt} + \frac{1}{2} (\underline{Z}_{L1t} + \underline{Z}_{T1K})$	0,0223 + j 0,2569
7	Moteur M1 Moteur M2 (trois unités de 1 MW)	$(26) \quad Z_{M1} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{4} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{6 \text{ MVA}}$ <p>avec $S_{rM} = P_{rM}/(\cos\phi_{rM}\eta_{rM}) = 6 \text{ MVA}$</p> $(26) \quad Z_{M2} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{5,5} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{1,28 \text{ MVA}}$ <p>avec $S_{rM} = P_{rM}/(\cos\phi_{rM}\eta_{rM}) = 1,28 \text{ MVA}$</p>	1,500 1,705

Table 5 – Calculation of the short-circuit impedances of electrical equipment and $Z_{k(T1,T2)}$ at the short-circuit location F, without motors (circuit-breakers CB1 and CB2 are open)

No.	Equipment	Equations (IEC 60909-0) and calculation	Impedance Ω
1	Network feeder	$(6) \quad Z_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}} \times \frac{1}{t_r^2} = \frac{1,1 \times 33 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 13,12 \text{ kA}} \times \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$ $X_{Qt} = 0,995 Z_{Qt} \quad ; \quad R_{Qt} = 0,1 X_{Qt}$ $\underline{Z}_{Qt} = R_{Qt} + j X_{Qt}$	(0,0582) 0,0058 + j 0,0579
2	Cable L1 (= cable L2)	$R_{L1t} = R'_{L1} \ell \frac{1}{t_r^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$ $X_{L1t} = X'_{L1} \ell \frac{1}{t_r^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$ $\underline{Z}_{L1t} = R_{L1t} + j X_{L1t}$	0,0177 + j 0,0177
3	Transformer T1 (= transformer T2)	$(7) \quad Z_{T1} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \times \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}}$ $(8) \quad R_{T1} = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \times \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{0,6 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}}$ $(9) \quad X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2}$ $(12a) \quad K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times 0,1499} = 0,9588$ $Z_{T1K} = (R_{T1} + j X_{T1}) K_T$	(0,3969) (0,0159) (0,3966) 0,0152 + j 0,3803
4	L1 + T1 = L2 + T2	$\underline{Z}_{L1t} + \underline{Z}_{T1K} = \underline{Z}_{L2t} + \underline{Z}_{T2K}$	0,0329 + j 0,3980
5	(L1 + T1) (L2 + T2) in parallel	$\frac{1}{2} (\underline{Z}_{L1t} + \underline{Z}_{T1K})$	0,0165 + j 0,1990
6	Short-circuit impedance without motors	$\underline{Z}_{k(T1,T2)} = \underline{Z}_{Qt} + \frac{1}{2} (\underline{Z}_{L1t} + \underline{Z}_{T1K})$	0,0223 + j 0,2569
7	Motor M1 Motor M2 (three units 1 MW)	$(26) \quad Z_{M1} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{4} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{6 \text{ MVA}}$ <p>with $S_{rM} = P_{rM}/(\cos\phi_{rM}\eta_{rM}) = 6 \text{ MVA}$</p> $(26) \quad Z_{M2} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{5,5} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{1,28 \text{ MVA}}$ <p>with $S_{rM} = P_{rM}/(\cos\phi_{rM}\eta_{rM}) = 1,28 \text{ MVA}$</p>	1,500 1,705

La somme $\underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}''$ du côté secondaire des transformateurs est obtenue avec $\underline{Z}_{k(T1,T2)}$ à partir du tableau 5.

$$\underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,0223 + j 0,2569) \Omega} = (1,28 - j 14,72) \text{ kA}$$

$$I_{k(T1,T2)}'' = \left| \underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}'' \right| = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 0,2579 \Omega} = 14,78 \text{ kA}$$

Les courants de court-circuit partiels des moteurs sont obtenus avec \underline{Z}_{M1} et \underline{Z}_{M2} en utilisant $R_M = 0,1 X_M$ et $X_M = 0,995 Z_M$ (voir 3.8.1 de la CEI 60909-0) pour les moteurs asynchrones avec $P_{rM}/p \geq 1 \text{ MW}$.

$$\underline{I}_{kM1}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{M1}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,149 + j 1,493) \Omega} = (0,25 - j 2,53) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kM2}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{M2}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,170 + j 1,696) \Omega} = (0,22 - j 2,22) \text{ kA}$$

L'addition des courants de court-circuit partiels $\underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}''$, \underline{I}_{kM1}'' et \underline{I}_{kM2}'' donne

$$\underline{I}_k'' = (1,75 - j 19,47) \text{ kA}; \quad I_k'' = 19,55 \text{ kA}$$

D'après 4.3.1.1 et l'équation (57) de la CEI 60909-0, le courant de court-circuit de crête est obtenu comme suit:

$$i_p = i_{p(T1,T2)} + i_{pM1} + i_{pM2} = (37,21 + 6,29 + 5,52) \text{ kA} = 49,02 \text{ kA}$$

avec les courants de court-circuit de crête partiels

$$i_{p(T1,T2)} = \kappa \sqrt{2} I_{k(T1,T2)}'' = 1,78 \times \sqrt{2} \times 14,78 \text{ kA} = 37,21 \text{ kA}$$

avec $R/X = 0,022 \Omega/0,257 \Omega$ et $\kappa = 1,78$ (équation (55) de la CEI 60909-0)

$$i_{pM1} = \kappa \sqrt{2} I_{kM1}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,54 \text{ kA} = 6,29 \text{ kA}$$

avec $R_{M1}/X_{M1} = 0,1$ et $\kappa = 1,75$ (tableau 3 de la CEI 60909-0)

$$i_{pM2} = \kappa \sqrt{2} I_{kM2}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,23 \text{ kA} = 5,52 \text{ kA}$$

avec $R_{M2}/X_{M2} = 0,1$ et $\kappa = 1,75$ (tableau 3 de la CEI 60909-0)

The sum $\underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}''$ at the secondary side of the transformers is found with $\underline{Z}_{k(T1,T2)}$ from table 5.

$$\underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,0223 + j 0,2569) \Omega} = (1,28 - j 14,72) \text{ kA}$$

$$I_{k(T1,T2)}'' = \left| \underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}'' \right| = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 0,2579 \Omega} = 14,78 \text{ kA}$$

The partial short-circuit currents of the motors are found with \underline{Z}_{M1} and \underline{Z}_{M2} using $R_M = 0,1 X_M$ and $X_M = 0,995 Z_M$ (see 3.8.1 of IEC 60909-0) for asynchronous motors with $P_{rM}/p \geq 1 \text{ MW}$.

$$\underline{I}_{kM1}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{M1}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,149 + j 1,493) \Omega} = (0,25 - j 2,53) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kM2}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{M2}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,170 + j 1,696) \Omega} = (0,22 - j 2,22) \text{ kA}$$

The addition of the partial short-circuit currents $\underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kT2}''$, \underline{I}_{kM1}'' and \underline{I}_{kM2}'' leads to

$$\underline{I}_k'' = (1,75 - j 19,47) \text{ kA}; \quad I_k'' = 19,55 \text{ kA}$$

According to 4.3.1.1 and equation (57) of IEC 60909-0 the peak short-circuit current is found as follows:

$$i_p = i_{p(T1,T2)} + i_{pM1} + i_{pM2} = (37,21 + 6,29 + 5,52) \text{ kA} = 49,02 \text{ kA}$$

with the partial peak short-circuit currents

$$i_{p(T1,T2)} = \kappa \sqrt{2} I_{k(T1,T2)}'' = 1,78 \times \sqrt{2} \times 14,78 \text{ kA} = 37,21 \text{ kA}$$

with $R/X = 0,022 \Omega / 0,257 \Omega$ and $\kappa = 1,78$ (equation (55) of IEC 60909-0)

$$i_{pM1} = \kappa \sqrt{2} I_{kM1}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,54 \text{ kA} = 6,29 \text{ kA}$$

with $R_{M1}/X_{M1} = 0,1$ and $\kappa = 1,75$ (table 3 of IEC 60909-0)

$$i_{pM2} = \kappa \sqrt{2} I_{kM2}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,23 \text{ kA} = 5,52 \text{ kA}$$

with $R_{M2}/X_{M2} = 0,1$ and $\kappa = 1,75$ (table 3 of IEC 60909-0)

D'après 4.5.2 et les équations (70) et (73) de la CEI 60909-0 le courant de court-circuit symétrique coupé pour un retard temporel minimal $t_{\min} = 0,1$ s est obtenu comme suit:

$$I_b = I_{b(T1,T2)} + I_{bM1} + I_{bM2} = I_{k(T1,T2)}'' + \mu_{M1} q_{M1} I_{kM1}'' + \mu_{M2} q_{M2} I_{kM2}''$$

$$I_b = (14,78 + 0,80 \times 0,68 \times 2,54 + 0,72 \times 0,57 \times 2,23) \text{ kA} = 17,08 \text{ kA}$$

$$\text{avec } \mu_{M1} = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times 4,4} = 0,80$$

$$q_{M1} = 0,57 + 0,12 \times \ln 2,5 = 0,68$$

$$\mu_{M2} = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times 6,05} = 0,72$$

$$q_{M2} = 0,57 + 0,12 \times \ln 1,0 = 0,57$$

La composante apériodique décroissante maximale $i_{d.c.}$ du courant de court-circuit à $t = t_{\min} = 0,1$ s peut être estimée avec l'équation (64) de la CEI 60909-0.

$$i_{d.c.} = i_{d.c.(T1,T2)} + i_{d.c.M1} + i_{d.c.M2} = (1,420 + 0,155 + 0,137) \text{ kA} = 1,71 \text{ kA}$$

$$\text{avec } i_{d.c.(T1,T2)} = \sqrt{2} I_{k(T1,T2)}'' e^{-2\pi f t (R/X)} = 1,420 \text{ kA}$$

$$i_{d.c.M1} = \sqrt{2} I_{kM1}'' e^{-2\pi f t (R_{M1}/X_{M1})} = 0,155 \text{ kA}$$

$$i_{d.c.M2} = \sqrt{2} I_{kM2}'' e^{-2\pi f t (R_{M2}/X_{M2})} = 0,136 \text{ kA}$$

Cette composante continue est faible par rapport à I_b .

Comme les moteurs asynchrones ne contribuent pas au courant de court-circuit permanent ($I_{kM1} = 0$, $I_{kM2} = 0$) dans le cas d'un court-circuit de borne le courant de court-circuit permanent en F devient:

$$I_k = I_{k(T1,T2)} + I_{kM1} + I_{kM2} = I_{k(T1,T2)}'' = 14,78 \text{ kA}$$

4.3 Calcul avec les réactances de court-circuit du matériel électrique

Le calcul avec les réactances du matériel électrique est suffisant dans le cas où $R_k < 0,3 X_k$ (voir 4.2.1.1 de la CEI 60909-0). On peut voir que cette condition est remplie dans ce cas à partir des données indiquées à la figure 9.

Le tableau 6 donne une procédure de calcul approximative pour trouver $X_{k(T1,T2)}$ sans l'influence des moteurs asynchrones (CB1 et CB2 sont ouverts).

According to 4.5.2 and equations (70) and (73) of IEC 60909-0, the symmetrical short-circuit breaking current for a minimum time delay $t_{\min} = 0,1$ s is found as follows:

$$I_b = I_{b(T1,T2)} + I_{bM1} + I_{bM2} = I_{k(T1,T2)}'' + \mu_{M1} q_{M1} I_{kM1}'' + \mu_{M2} q_{M2} I_{kM2}''$$

$$I_b = (14,78 + 0,80 \times 0,68 \times 2,54 + 0,72 \times 0,57 \times 2,23) \text{ kA} = 17,08 \text{ kA}$$

$$\text{with } \mu_{M1} = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times 4,4} = 0,80$$

$$q_{M1} = 0,57 + 0,12 \times \ln 2,5 = 0,68$$

$$\mu_{M2} = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times 6,05} = 0,72$$

$$q_{M2} = 0,57 + 0,12 \times \ln 1,0 = 0,57$$

The maximum decaying a periodic component $i_{d.c.}$ of the short-circuit current at $t = t_{\min} = 0,1$ s can be estimated with equation (64) of IEC 60909-0.

$$i_{d.c.} = i_{d.c.(T1,T2)} + i_{d.c.M1} + i_{d.c.M2} = (1,420 + 0,155 + 0,137) \text{ kA} = 1,71 \text{ kA}$$

$$\text{with } i_{d.c.(T1,T2)} = \sqrt{2} I_{k(T1,T2)}'' e^{-2\pi f t (R/X)} = 1,420 \text{ kA}$$

$$i_{d.c.M1} = \sqrt{2} I_{kM1}'' e^{-2\pi f t (R_{M1}/X_{M1})} = 0,155 \text{ kA}$$

$$i_{d.c.M2} = \sqrt{2} I_{kM2}'' e^{-2\pi f t (R_{M2}/X_{M2})} = 0,136 \text{ kA}$$

This d.c. component is small against I_b .

Because the asynchronous motors do not contribute to the steady-state short-circuit current ($I_{kM1} = 0$, $I_{kM2} = 0$) in the case of a terminal short circuit, the steady-state short-circuit current in F becomes:

$$I_k = I_{k(T1,T2)} + I_{kM1} + I_{kM2} = I_{k(T1,T2)}'' = 14,78 \text{ kA}$$

4.3 Calculation with short-circuit reactances of electrical equipment

The calculation with reactances of electrical equipment only is sufficient in the case of $R_k < 0,3 X_k$ (see 4.2.1.1 of IEC 60909-0). That this condition is fulfilled in this case can be seen from the data given in figure 9.

Table 6 gives the approximative calculation procedure to find $X_{k(T1,T2)}$ without the influence of asynchronous motors (CB1 and CB2 are open).

Tableau 6 – Calcul des réactances de court-circuit du matériel électrique et de $X_{k(T1,T2)}$ au point de court-circuit F

N°	Matériel	Equations (CEI 60909-0) et calcul	Réactance Ω
1	Ligne d'alimentation du réseau ($X_Q \approx Z_Q$)	(6) $X_{Qt} \approx \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \times \frac{1}{t_f^2} = \frac{1,1 \times 33 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 13,12 \text{ kA}} \times \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$	0,0582
2	Câble L1	$X_{L1t} = X_{L1}' \ell \frac{1}{t_f^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$	0,0177
3	Transformateur T1 ($X_T \approx Z_T$)	(7) $X_{T1} \approx \frac{u_{krT1}}{100 \%} \times \frac{U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}} = \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}}$ (12a) $K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times X_T} \approx 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,15}$ $K_T = 0,959$ $X_{T1K} = X_{T1} K_T$	(0,3969) 0,3805
4	L1 + T1 = L2 + T2	$X_{L1t} + X_{T1K} = X_{L2t} + X_{T2K}$	0,3982
5	(L1 + T1) (L2 + T2)	$\frac{1}{2} (X_{L1t} + X_{T1K})$	0,1991
6	Réactance de court-circuit sans moteur	$X_{k(T1,T2)} = X_{Qt} + \frac{1}{2} (X_{L1t} + X_{T1K})$	0,2573

Courant de court-circuit $I_{k(T1,T2)}''$ sans moteur:

$$I_{k(T1,T2)}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} X_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 0,2573 \Omega} = 14,81 \text{ kA}$$

Ce résultat présente une différence d'environ +0,2 % par rapport au résultat trouvé en 4.2 en raison des faibles rapports R/X des transformateurs.

Les réactances et les courants de court-circuit partiels des moteurs sont:

$$X_{M1} \approx \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{4} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{6 \text{ MVA}} = 1,5 \Omega; I_{km1}'' = 2,54 \text{ kA}$$

$$X_{M2} \approx \frac{1}{3} \times \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{5,5} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{1,28 \text{ MVA}} = 1,705 \Omega; I_{km2}'' = 2,23 \text{ kA}$$

Table 6 – Calculation of the short-circuit reactances of electrical equipment and $X_{k(T1,T2)}$ at the short-circuit location F

No.	Equipment	Equations (IEC 60909-0) and calculation	Reactance Ω
1	Network feeder ($X_Q \approx Z_Q$)	(6) $X_{Qt} \approx \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}} \times \frac{1}{t_f^2} = \frac{1,1 \times 33 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 13,12 \text{ kA}} \times \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$	0,0582
2	Cable L1	$X_{L1t} = X'_{L1} \ell \frac{1}{t_f^2} = 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \left(\frac{6,3 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2$	0,0177
3	Transformer T1 ($X_T \approx Z_T$)	(7) $X_{T1} \approx \frac{u_{krT1}}{100 \%} \times \frac{U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}} = \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}}$ (12a) $K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times X_T} \approx 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,15}$ $K_T = 0,959$ $X_{T1K} = X_{T1} K_T$	(0,3969) 0,3805
4	L1 + T1 = L2 + T2	$X_{L1t} + X_{T1K} = X_{L2t} + X_{T2K}$	0,3982
5	(L1 + T1) (L2 + T2)	$\frac{1}{2} (X_{L1t} + X_{T1K})$	0,1991
6	Short-circuit reactance without motors	$X_{k(T1,T2)} = X_{Qt} + \frac{1}{2} (X_{L1t} + X_{T1K})$	0,2573

Short-circuit current $I''_{k(T1,T2)}$ without motors:

$$I''_{k(T1,T2)} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} X_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 6 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 0,2573 \Omega} = 14,81 \text{ kA}$$

This result has a difference of about +0,2 % from the result found in 4.2 due to the small ratios R/X of the transformers.

The reactances and the partial short-circuit currents of the motors are:

$$X_{M1} \approx \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{4} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{6 \text{ MVA}} = 1,5 \Omega; I''_{kM1} = 2,54 \text{ kA}$$

$$X_{M2} \approx \frac{1}{3} \times \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{5,5} \times \frac{(6 \text{ kV})^2}{1,28 \text{ MVA}} = 1,705 \Omega; I''_{kM2} = 2,23 \text{ kA}$$

Si les moteurs asynchrones contribuent au courant de court-circuit en F (CB1 et CB2 fermés), alors le courant de court-circuit total en F est trouvé comme suit:

$$I_k'' = I_{k(T1,T2)}'' + I_{kM1}'' + I_{kM2}'' = (14,81 + 2,54 + 2,23) \text{ kA} = 19,58 \text{ kA}$$

Ce résultat est pratiquement le même que celui qui est trouvé en 4.2 ($I_k'' = 19,55 \text{ kA}$).

Le courant de court-circuit de crête est approximativement trouvé pour des R/X concernant les transformateurs: $R_T/X_T \approx u_{Rr}/u_{kr} = 0,6 \% / 15 \% = 0,04$ (du côté conservateur) et $R_M/X_M = 0,1$.

$$i_p = i_{p(T1,T2)} + i_{pM1} + i_{pM2} = (39,57 + 6,29 + 5,52) \text{ kA} = 51,38 \text{ kA}$$

$$\text{avec } i_{p(T1,T2)} = \kappa_{(T1,T2)} \sqrt{2} I_{k(T1,T2)}'' = 1,89 \times \sqrt{2} \times 14,81 \text{ kA} = 39,57 \text{ kA}$$

$$i_{pM1} = \kappa_{(M1)} \sqrt{2} I_{kM1}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,54 \text{ kA} = 6,29 \text{ kA}$$

$$i_{pM2} = \kappa_{(M2)} \sqrt{2} I_{kM2}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,23 \text{ kA} = 5,52 \text{ kA}$$

Ce résultat ($i_p = 51,38 \text{ kA}$) est d'environ 5 % supérieur à celui qui est trouvé en 4.2 avec un calcul complexe ($i_p = 49,02 \text{ kA}$).

Le calcul de I_b et I_k est déjà représenté en 4.2.

4.4 Calcul à partir des grandeurs réduites

Comme il est suffisant dans ce cas de prendre uniquement les réactances pour calculer les courants de court-circuit, comme indiqué en 4.2 et 4.3, ce calcul, utilisant les grandeurs réduites doit être effectué avec les réactances du matériel électrique.

Pour le calcul avec des grandeurs réduites, on doit choisir deux valeurs de référence. Ces grandeurs de référence (indice R) doivent être:

$$U_R = U_n = 6 \text{ kV ou } 33 \text{ kV et } S_R = 100 \text{ MVA.}$$

C'est pourquoi les grandeurs réduites (avec astérisques[*] en indice supérieur avant le symbole) sont définies comme suit:

$$*U = \frac{U}{U_R}; *I = \frac{I \times U_R}{S_R}; *Z = \frac{Z \times S_R}{U_R^2}; *S = \frac{S}{S_R}$$

Si le système n'est pas cohérent, cela signifie que $U_{rTHV}/U_{rTLV} \neq U_{nHV}/U_{nLV}$, alors le rapport de transformation assignée lié aux tensions réduites devient:

$$*t_r = \frac{U_{rTHV}}{U_{rTLV}} \times \frac{U_{R,6kV}}{U_{R,33kV}} = \frac{33 \text{ kV}}{6,3 \text{ kV}} \times \frac{6 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} = 0,9524$$

If the asynchronous motors contribute to the short-circuit current in F (CB1 and CB2 closed), then the total short-circuit current in F is found as follows:

$$I_k'' = I_{k(T1,T2)}'' + I_{kM1}'' + I_{kM2}'' = (14,81 + 2,54 + 2,23) \text{ kA} = 19,58 \text{ kA}$$

This result is nearly the same as that found in 4.2 ($I_k'' = 19,55 \text{ kA}$).

The peak short-circuit current is approximately found with R/X of the transformers: $R_T/X_T \approx u_{Rr}/u_{kr} = 0,6\% / 15\% = 0,04$ (on the conservative side) and $R_M/X_M = 0,1$.

$$i_p = i_{p(T1,T2)} + i_{pM1} + i_{pM2} = (39,57 + 6,29 + 5,52) \text{ kA} = 51,38 \text{ kA}$$

$$\text{with } i_{p(T1,T2)} = \kappa_{(T1,T2)} \sqrt{2} I_{k(T1,T2)}'' = 1,89 \times \sqrt{2} \times 14,81 \text{ kA} = 39,57 \text{ kA}$$

$$i_{pM1} = \kappa_{(M1)} \sqrt{2} I_{kM1}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,54 \text{ kA} = 6,29 \text{ kA}$$

$$i_{pM2} = \kappa_{(M2)} \sqrt{2} I_{kM2}'' = 1,75 \times \sqrt{2} \times 2,23 \text{ kA} = 5,52 \text{ kA}$$

This result ($i_p = 51,38 \text{ kA}$) is about 5 % higher than that found in 4.2 with a complex calculation ($i_p = 49,02 \text{ kA}$).

The calculation of I_b and I_k is already shown in 4.2.

4.4 Calculation with per-unit quantities

Because it is sufficient in this case to take the reactances only, when calculating the short-circuit currents, as shown in 4.2 and 4.3, this calculation, using per-unit quantities, shall be carried out with the reactances of electrical equipment.

For the calculation with per-unit (p.u.) quantities, two reference values have to be chosen. These reference quantities (index R) shall be:

$$U_R = U_n = 6 \text{ kV or } 33 \text{ kV and } S_R = 100 \text{ MVA.}$$

Per-unit quantities (with asterisks[*] as a superscript before the symbol) therefore are defined as follows:

$$*U = \frac{U}{U_R}; *I = \frac{I \times U_R}{S_R}; *Z = \frac{Z \times S_R}{U_R^2}; *S = \frac{S}{S_R}$$

If the system is not coherent, that means $U_{rTHV}/U_{rTLV} \neq U_{nHV}/U_{nLV}$, then the rated transformation ratio related to p.u. voltages becomes:

$$*t_r = \frac{U_{rTHV}}{U_{rTLV}} \times \frac{U_{R,6kV}}{U_{R,33kV}} = \frac{33 \text{ kV}}{6,3 \text{ kV}} \times \frac{6 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} = 0,9524$$

La procédure pour le calcul de la réactance de court-circuit $*X_{k(T1,T2)}$ sans l'influence des moteurs est indiquée au tableau 7 (similaire au tableau 6).

Tableau 7 – Calcul des réactances de court-circuit réduites du matériel électrique et $*X_{k(T1,T2)}$ au point de court-circuit F

No	Matériel	Equations (CEI 60909-0) et calcul	Réactance réduite p.u.
1	Ligne d'alimentation du réseau ¹⁾	(6) $*X_{Qt} \approx \frac{c_Q * U_{nQ}}{\sqrt{3} * I_{kQ}''} \times \frac{1}{*t_r^2} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 4,33 \text{ p.u.}} \times \frac{1}{0,9524^2}$	0,1617
2	Câble L1 ²⁾	$*X_{L1t} = X_{L1\ell}' \times \frac{S_R}{U_R^2} \times \frac{1}{*t_r^2}$ $= 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \times \frac{100 \text{ MVA}}{(33 \text{ kV})^2} \times \frac{1}{0,9524^2}$	0,0491
3	Transformateur T1 ³⁾	(7) $*X_{T1} = \frac{u_{krT1}}{100 \%} \times \frac{U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}} \times \frac{S_R}{U_R^2}$ $= \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}} \times \frac{100 \text{ MVA}}{(6 \text{ kV})^2}$ (12a) $K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times X_T} \approx 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,15}$ $K_T = 0,959$ (voir tableau 6) $*X_{T1K} = *X_{T1} K_T$	(1,1025) 1,0573
4	L1 + T1 = L2 + T2	$*X_{L1t} + *X_{T1K} = *X_{L2t} + *X_{T2K}$	1,1064
5	(L1 + T1) (L2 + T2)	$\frac{1}{2} (*X_{L1t} + *X_{T1K})$	0,5532
6	Réactance (réduite) de court-circuit sans moteur	$*X_{k(T1,T2)} = *X_{Qt} + \frac{1}{2} (*X_{L1t} + *X_{T1K})$	0,7149

1) $*I_{kQ}'' = I_{kQ}'' \times U_R / S_R = 13,12 \text{ kA} \times 33 \text{ kV} / 100 \text{ MVA} = 4,33 \text{ p.u.}$
 2) $U_R = 33 \text{ kV};$
 3) $U_R = 6 \text{ kV}$

Courant de court-circuit $*I_{k(T1,T2)}''$ sans moteur:

$$*I_{k(T1,T2)}'' = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * X_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 0,7149 \text{ p.u.}} = 0,8884 \text{ p.u.}$$

$$I_{k(T1,T2)}'' = *I_{k(T1,T2)}'' \times \frac{S_R}{U_R} = 0,8884 \text{ p.u.} \times \frac{100 \text{ MVA}}{6 \text{ kV}} = 14,81 \text{ kA}$$

The procedure for the calculation of the short-circuit reactance $*X_{k(T1,T2)}$ without the influence of motors is given in table 7 (similar to table 6).

Table 7 – Calculation of the per-unit short-circuit reactances of electrical equipment and $*X_{k(T1,T2)}$ at the short-circuit location F

No.	Equipment	Equations (IEC 60909-0) and calculation	Reactance p.u.
1	Network feeder ¹⁾	(6) $*X_{Qt} \approx \frac{c_Q * U_{nQ}}{\sqrt{3} * I_{kQ}''} \times \frac{1}{*t_r^2} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 4,33 \text{ p.u.}} \times \frac{1}{0,9524^2}$	0,1617
2	Cable L1 ²⁾	$*X_{L1t} = X'_{L1} \ell \times \frac{S_R}{U_R^2} \times \frac{1}{*t_r^2}$ $= 0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 4,85 \text{ km} \times \frac{100 \text{ MVA}}{(33 \text{ kV})^2} \times \frac{1}{0,9524^2}$	0,0491
3	Transformer T1 ³⁾	(7) $*X_{T1} = \frac{u_{krT1}}{100 \%} \times \frac{U_{rT1LV}^2}{S_{rT1}} \times \frac{S_R}{U_R^2}$ $= \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(6,3 \text{ kV})^2}{15 \text{ MVA}} \times \frac{100 \text{ MVA}}{(6 \text{ kV})^2}$ (12a) $K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times X_T} \approx 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,15}$ $K_T = 0,959 \text{ (see table 6)}$ $*X_{T1K} = *X_{T1} K_T$	(1,1025) 1,0573
4	L1 + T1 = L2 + T2	$*X_{L1t} + *X_{T1K} = *X_{L2t} + *X_{T2K}$	1,1064
5	(L1 + T1) (L2 + T2)	$\frac{1}{2} (*X_{L1t} + *X_{T1K})$	0,5532
6	Short-circuit reactance (p.u.) without motors	$*X_{k(T1,T2)} = *X_{Qt} + \frac{1}{2} (*X_{L1t} + *X_{T1K})$	0,7149

¹⁾ $*I_{kQ}'' = I_{kQ}'' \times U_R/S_R = 13,12 \text{ kA} \times 33 \text{ kV}/100 \text{ MVA} = 4,33 \text{ p.u.}$

²⁾ $U_R = 33 \text{ kV};$

³⁾ $U_R = 6 \text{ kV}$

Short-circuit current $*I_{k(T1,T2)}''$ without motors:

$$*I_{k(T1,T2)}'' = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * X_{k(T1,T2)}} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 0,7149 \text{ p.u.}} = 0,8884 \text{ p.u.}$$

$$I_{k(T1,T2)}'' = *I_{k(T1,T2)}'' \times \frac{S_R}{U_R} = 0,8884 \text{ p.u.} \times \frac{100 \text{ MVA}}{6 \text{ kV}} = 14,81 \text{ kA}$$

Les réactances et les courants de court-circuit des moteurs asynchrones en valeur réduite sont ($U_{rM} = U_R = 6 \text{ kV}$):

$$* X_{M1} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{S_R}{S_{rM}} = \frac{1}{4} \times \frac{100 \text{ MVA}}{6 \text{ MVA}} = 4,167 \text{ p.u.}$$

$$* X_{M2} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{S_R}{S_{rM}} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{5,5} \times \frac{100 \text{ MVA}}{1,28 \text{ MVA}} = 4,735 \text{ p.u.}$$

$$* I''_{kM1} = \frac{c \times *U_R}{\sqrt{3} \times *X_{M1}} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 4,167 \text{ p.u.}} = 0,1524 \text{ p.u.}; I''_{kM1} = *I''_{kM1} \frac{S_R}{U_R} = 2,54 \text{ kA}$$

$$* I''_{kM2} = \frac{c \times *U_R}{\sqrt{3} \times *X_{M2}} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 4,735 \text{ p.u.}} = 0,134 \text{ p.u.}; I''_{kM2} = *I''_{kM2} \frac{S_R}{U_R} = 2,23 \text{ kA}$$

Si les moteurs asynchrones contribuent au courant de court-circuit en F, alors

$$* I''_k = * I''_{k(T1,T2)} + * I''_{kM1} + * I''_{kM2} = (0,8884 + 0,1524 + 0,134) \text{ p.u.} = 1,1748 \text{ valeur réduite (p.u.)}$$

$$I''_k = * I''_k \frac{S_R}{U_R} = 1,1748 \text{ p.u.} \frac{100 \text{ MVA}}{6 \text{ kV}} = 19,58 \text{ kA}$$

Les résultats de ce calcul en valeur réduite sont les mêmes que ceux du paragraphe 4.2.

NOTE Si le facteur de correction K_T n'était pas pris en compte dans ce cas ($K_T = 1,0$), le résultat serait $I''_{k(T1,T2)} = 14,35 \text{ kA} = 0,97 \times 14,81 \text{ kA}$.

Si le calcul était effectué sans $*t_r$ ($*t_r = 1,0$) mais avec $K_T = 0,959$, le résultat serait $I''_{k(T1,T2)} = 16,33 \text{ kA} = 1,10 \times 14,81 \text{ kA}$. Si on ne tenait pas compte de K_T ni de $*t_r$ le résultat serait $I''_{k(T1,T2)} = 15,83 \text{ kA} = 1,07 \times 14,81 \text{ kA}$.

4.5 Calcul avec la méthode de superposition

La procédure principale pour trouver les courants de court-circuit et les courants de court-circuit partiels par la méthode de superposition est donnée dans la CEI 60909-1.

Les courants de court-circuit dépendent du flux de puissance avant le court-circuit, de la tension de fonctionnement du réseau 33 kV et 6 kV et de la position du changeur de prise en charge des transformateurs (figure 9). Les informations suivantes sont nécessaires en complément de celles déjà données en 4.1 et à la figure 9 pour la méthode par superposition:

a) transformateurs T1, T2:

changeur de prise en charge $p_T = \pm 18 \%$; $u_{k+} = 16,5 \%$ à $+p_T$ et $u_{k-} = 14,0 \%$ à $-p_T$.

b) courants de charge au niveau du jeu de barres 6 kV avant (indice supérieur b) le court-circuit:

$$I^b = (0 \dots 2,75) \text{ kA avec } \cos\phi^b = 0,8 \text{ ou } \cos\phi^b = 0,9 \text{ obtenu à partir de } \underline{S}^b = \sqrt{3} U^b \underline{I}^{*b}.$$

The reactances and the short-circuit currents of the asynchronous motors in p.u. are ($U_{rM} = U_R = 6$ kV):

$$* X_{M1} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{S_R}{S_{rM}} = \frac{1}{4} \times \frac{100 \text{ MVA}}{6 \text{ MVA}} = 4,167 \text{ p.u.}$$

$$* X_{M2} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \times \frac{S_R}{S_{rM}} = \frac{1}{3} \times \frac{1}{5,5} \times \frac{100 \text{ MVA}}{1,28 \text{ MVA}} = 4,735 \text{ p.u.}$$

$$* I''_{kM1} = \frac{c \times *U_R}{\sqrt{3} \times *X_{M1}} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 4,167 \text{ p.u.}} = 0,1524 \text{ p.u.}; I''_{kM1} = *I''_{kM1} \frac{S_R}{U_R} = 2,54 \text{ kA}$$

$$* I''_{kM2} = \frac{c \times *U_R}{\sqrt{3} \times *X_{M2}} = \frac{1,1 \times 1 \text{ p.u.}}{\sqrt{3} \times 4,735 \text{ p.u.}} = 0,134 \text{ p.u.}; I''_{kM2} = *I''_{kM2} \frac{S_R}{U_R} = 2,23 \text{ kA}$$

If the asynchronous motors contribute to the short-circuit current in F, then

$$* I''_k = * I''_{k(T1,T2)} + * I''_{kM1} + * I''_{kM2} = (0,8884 + 0,1524 + 0,134) \text{ p.u.} = 1,1748 \text{ p.u.}$$

$$I''_k = * I''_k \frac{S_R}{U_R} = 1,1748 \text{ p.u.} \frac{100 \text{ MVA}}{6 \text{ kV}} = 19,58 \text{ kA}$$

The results from this p.u.-calculation are the same as those found in 4.2.

NOTE If in this case the correction factor K_T was not taken into account ($K_T = 1,0$), the result was $I''_{k(T1,T2)} = 14,35 \text{ kA} = 0,97 \times 14,81 \text{ kA}$.

If the calculation was carried out without $*t_r$ ($*t_r = 1,0$) but with $K_T = 0,959$, the result was $I''_{k(T1,T2)} = 16,33 \text{ kA} = 1,10 \times 14,81 \text{ kA}$. If neither K_T nor $*t_r$ is taken care of, the result would be $I''_{k(T1,T2)} = 15,83 \text{ kA} = 1,07 \times 14,81 \text{ kA}$.

4.5 Calculation with the superposition method

The principal procedure to find short-circuit currents and partial short-circuit currents with the superposition method is given in IEC 60909-1.

The short-circuit currents depend on the load flow before the short circuit, the operating voltage of the 33 kV and 6 kV system and the position of the on-load tap-changer of the transformers (figure 9). The following information in addition to that already given in 4.1 and figure 9 is necessary for the superposition method:

a) Transformer T1, T2:

On-load tap-changer $p_T = \pm 18 \%$; $u_{k+} = 16,5 \%$ at $+p_T$ and $u_{k-} = 14,0 \%$ at $-p_T$.

b) Load currents at the 6 kV busbar before (superscript b) the short circuit:

$I^b = (0 \dots 2,75) \text{ kA}$ with $\cos\varphi^b = 0,8$ or $\cos\varphi^b = 0,9$ found from $\underline{S}^b = \sqrt{3} U^b \underline{I}^{*b}$.

c) tensions de fonctionnement avant le court-circuit:

$$\begin{aligned} U^b &= (6\dots6,6) \text{ kV}; & U_n &= 6 \text{ kV}; & U_m &= 7,2 \text{ kV (CEI 60038)} \\ U^b &= (30\dots36) \text{ kV}; & U_n &= 33 \text{ kV}; & U_m &= 36 \text{ kV (CEI 60038)} \end{aligned}$$

Le courant de court-circuit partiel $\underline{I}_{k(T1,T2)S}''$ provenant des deux transformateurs, calculé avec la méthode par superposition (Indice S), est obtenu par la superposition du courant de charge $\underline{I}_{(T1,T2)}^b$ avant le court-circuit et le courant $\underline{I}_{k(T1,T2)U^b}''$ en fonction de la tension U^b :

$$\underline{I}_{k(T1,T2)S}'' = \underline{I}_{(T1,T2)}^b + \underline{I}_{k(T1,T2)U^b}'' = \underline{I}_{(T1,T2)}^b + \frac{U^b}{\sqrt{3} \left[0,5\underline{Z}_T(t) + \frac{1}{t^2} (\underline{Z}_Q + 0,5\underline{Z}_L) \right]} \quad (1)$$

L'impédance $\underline{Z}_T(t) = \underline{Z}_{T1}(t) = \underline{Z}_{T2}(t)$ des transformateurs (sans facteur de correction) dépend du taux de transformation réel t ($u_{k+} \geq u_k(t) \geq u_{k-}$).

La relation entre les tensions \underline{U}_Q^b et U^b au dernier point de court-circuit est donnée par l'équation suivante:

$$\underline{U}_Q^b = t [U^b + \sqrt{3} \underline{I}^b (0,5\underline{Z}_T(t) + \frac{1}{t^2} 0,5\underline{Z}_L)] \quad (2)$$

La figure 10 donne dans un premier cas les résultats selon les équations (1) et (2) ci-dessus si le changeur de prise est en position principale ($t = t_r = 33 \text{ kV}/6,3 \text{ kV} = 5,238$ et $u_k(t) = u_{kr} = 15 \%$; $u_{Rr} = 0,6 \%$), en fonction de \underline{g}^b ($\cos\phi^b = 0,8$) et la tension U^b comme un paramètre. De plus, l'influence de $\cos\phi^b$ est indiquée pour l'exemple $U^b = 6,0 \text{ kV}$. On prend comme hypothèse que la tension U_Q^b a des valeurs comprises entre 33 kV (U_{nQ}) et 36 kV (U_{mQ}).

La figure 11 donne les résultats pour les courants de court-circuit \underline{I}_{kS}'' trouvés avec la méthode par superposition au point de court-circuit F (figure 9) si les moteurs (M1 et M2) sont inclus et que les changeurs de prise en charge ont des positions différentes. De plus $u_k(t)$ est donné dans la partie inférieure de la figure. Dans le court-circuit, le courant avant le court-circuit est à zéro, c'est pourquoi le courant de court-circuit total au point de court-circuit est obtenu comme suit:

$$\underline{I}_{kS}'' = \underline{I}_{k(T1,T2)U^b}'' + \underline{I}_{k(M1,M2)U^b}'' \quad (3)$$

avec

$$\underline{I}_{k(M1,M2)U^b}'' = \frac{U^b}{\sqrt{3} \frac{\underline{Z}_{M1} \underline{Z}_{M2}}{\underline{Z}_{M1} + \underline{Z}_{M2}}} \quad (4)$$

et $\underline{I}_{k(T1,T2)U^b}''$ selon l'équation (1).

c) Operating voltages before the short circuit:

$$\begin{aligned} U^b &= (6\dots6,6) \text{ kV}; & U_n &= 6 \text{ kV}; & U_m &= 7,2 \text{ kV (IEC 60038)} \\ U^b &= (30\dots36) \text{ kV}; & U_n &= 33 \text{ kV}; & U_m &= 36 \text{ kV (IEC 60038)} \end{aligned}$$

The partial short-circuit current $\underline{I}_{k(T1,T2)S}''$ fed from both the transformers calculated with the superposition method (Index S) is found from the superposition of the load current $\underline{I}_{(T1,T2)}^b$ before the short circuit and the current $\underline{I}_{k(T1,T2)U^b}''$ depending on the voltage U^b :

$$\underline{I}_{k(T1,T2)S}'' = \underline{I}_{(T1,T2)}^b + \underline{I}_{k(T1,T2)U^b}'' = \underline{I}_{(T1,T2)}^b + \frac{U^b}{\sqrt{3} \left[0,5\underline{Z}_T(t) + \frac{1}{t^2} (\underline{Z}_Q + 0,5\underline{Z}_L) \right]} \quad (1)$$

The impedance $\underline{Z}_T(t) = \underline{Z}_{T1}(t) = \underline{Z}_{T2}(t)$ of the transformers (without correction factor) depends on the actual transformation ratio t ($u_{k+} \geq u_k(t) \geq u_{k-}$).

The relation between the voltages \underline{U}_Q^b and U^b at the later short-circuit location is given by the following equation:

$$\underline{U}_Q^b = t [U^b + \sqrt{3} \underline{I}^b (0,5\underline{Z}_T(t) + \frac{1}{t^2} 0,5\underline{Z}_L)] \quad (2)$$

Figure 10 gives in a first case the results according to equations (1) and (2) if the tap-changer is in the main position ($t = t_r = 33 \text{ kV}/6,3 \text{ kV} = 5,238$ and $u_k(t) = u_{kr} = 15 \%$; $u_{Rr} = 0,6 \%$), depending on \underline{S}^b ($\cos\phi^b = 0,8$) and the voltage U^b as a parameter. In addition, the influence of $\cos\phi^b$ is indicated for the example $U^b = 6,0 \text{ kV}$. It is anticipated that the voltage \underline{U}_Q^b has values between 33 kV (U_{nQ}) and 36 kV (U_{mQ}).

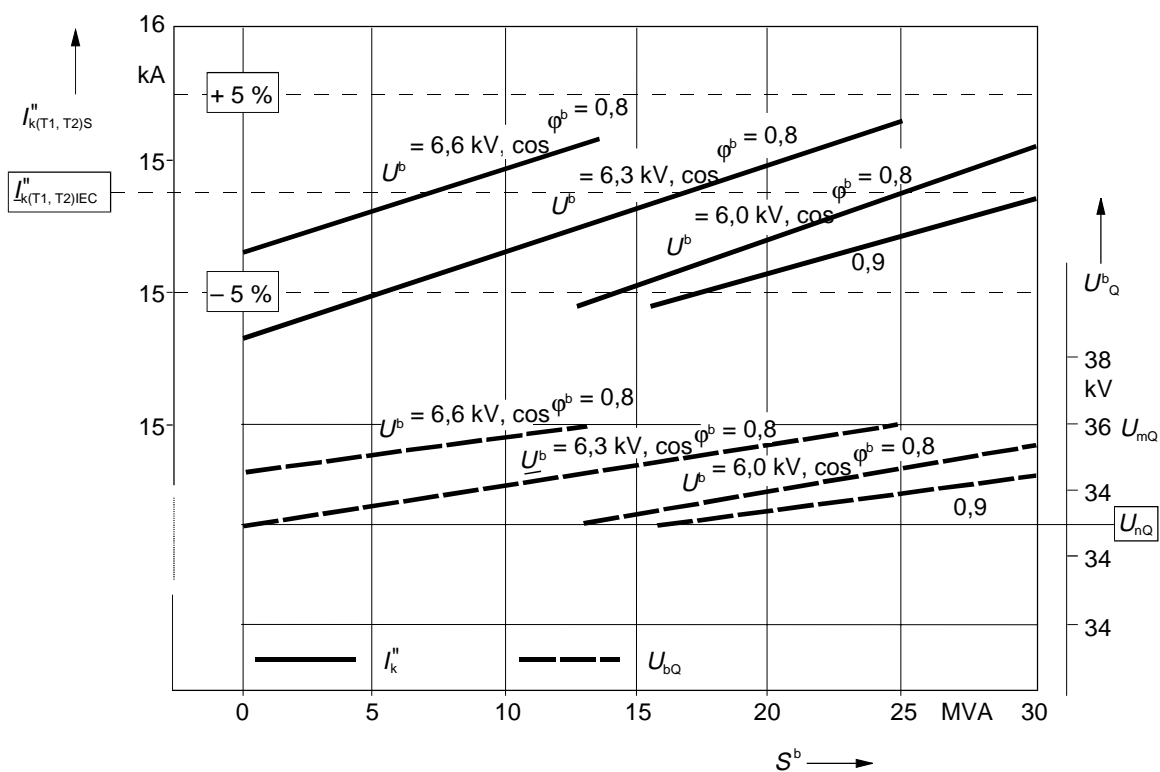
Figure 11 gives the results for the short-circuit currents \underline{I}_{kS}'' found with the superposition method at the short-circuit location F (figure 9) if the motors (M1 and M2) are included and the on-load tap-changers have different positions. In addition, $u_k(t)$ is given in the lower part of the figure. In the short circuit, the current before the short circuit is zero, therefore the total short-circuit current at the short-circuit location is found as follows:

$$\underline{I}_{kS}'' = \underline{I}_{k(T1,T2)U^b}'' + \underline{I}_{k(M1,M2)U^b}'' \quad (3)$$

with

$$\underline{I}_{k(M1,M2)U^b}'' = \frac{U^b}{\sqrt{3} \frac{\underline{Z}_{M1} \underline{Z}_{M2}}{\underline{Z}_{M1} + \underline{Z}_{M2}}} \quad (4)$$

and $\underline{I}_{k(T1,T2)U^b}''$ according to equation (1).



IEC 968/2000

Figure 10 – Courant de court-circuit $I_{k(T1,T2)S}''$ calculé par la méthode de superposition (S) comparé avec $I_{k(T1,T2)IEC}''$ calculé par la méthode CEI de la source de tension équivalente au point de court-circuit, en fonction de la charge S^b et de la tension U^b

La tension de fonctionnement est tracée à titre d'information complémentaire. Changeur de prises des transformateurs en position principale.

Comme exemples on a les charges suivantes: $S^b = 0$, $S^b = 15$ MVA et $S^b = 30$ MVA à $\cos\phi^b = 0,8$ qui sont utilisées pour les calculs, en prenant une plage de tension comprise entre $U_Q^b = 30$ kV et $U_Q^b = 36$ kV = U_{mQ} . La tension maximale $U_Q^b = U_{mQ}$ limite en particulier la région des courants de court-circuit possibles à la figure 11.

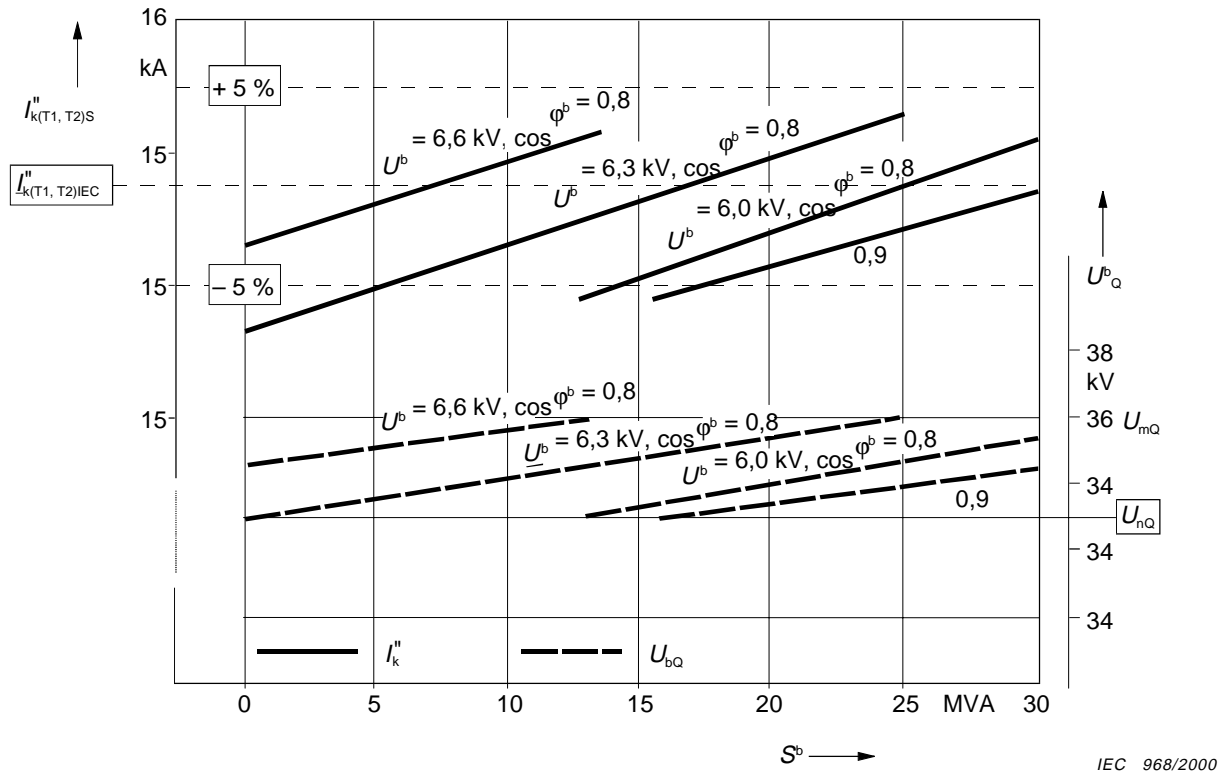


Figure 10 – Short-circuit current $I''_{k(T1,T2)S}$ calculated by the superposition method (S) compared with $I''_{k(T1,T2)IEC}$ calculated by the IEC method of equivalent voltage source at the short-circuit location, depending on the load S^b and the voltage U^b

As an additional information, the operating voltage is plotted. Tap-changer of the transformers in main position.

As examples the following loads: $S^b = 0$, $S^b = 15$ MVA and $S^b = 30$ MVA at $\cos\phi^b = 0,8$ are used for calculations, considering a voltage range between $U^b_Q = 30$ kV and $U^b_Q = 36$ kV = U_{mQ} . Especially the maximum voltage $U^b_Q = U_{mQ}$ is limiting the region of possible short-circuit currents in figure 11.

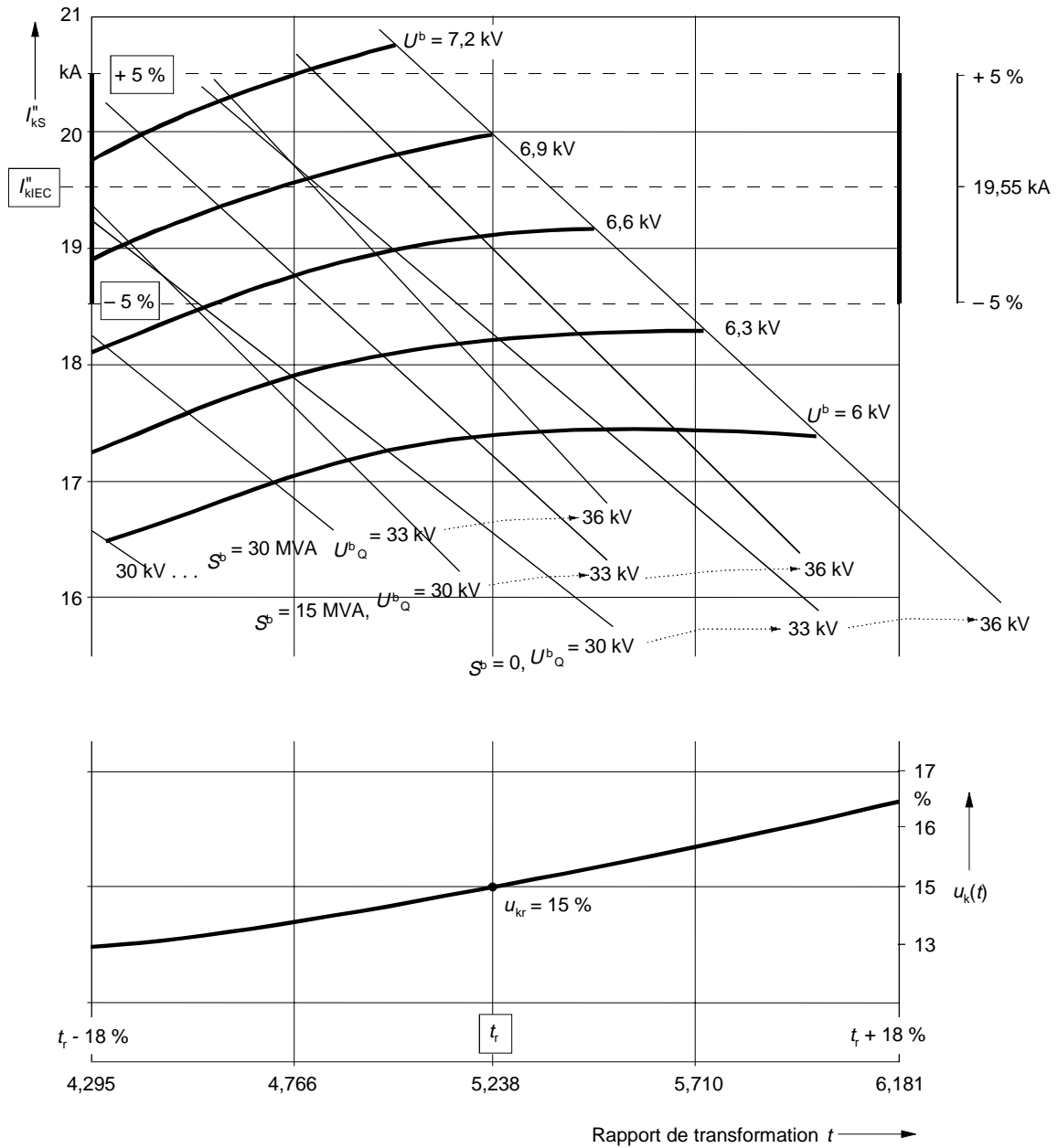
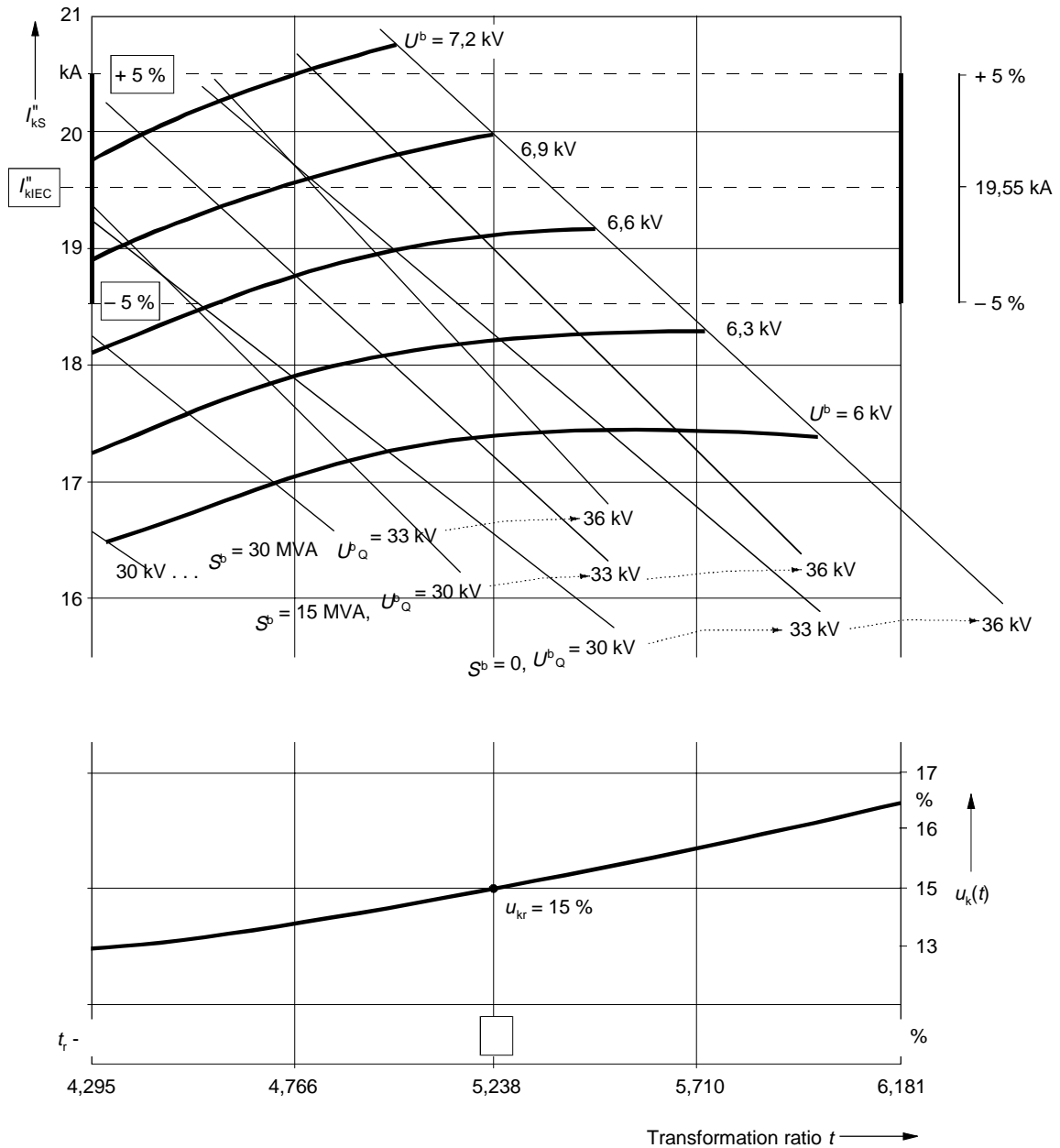


Figure 11 – Courant de court-circuit I''_{ks} calculé par la méthode de superposition (S) comparé avec I''_{kIEC} calculé par la méthode CEI de la source de tension équivalente au point de court-circuit, en fonction du rapport de transformation t avant le court-circuit. Moteurs inclus. Position du changeur de prise des transformateurs adaptée à la tension U^b et à la charge S^b ($\cos\phi^b = 0,8$).



IEC 969/2000

Figure 11 – Short-circuit current I''_{ks} calculated by the superposition method (S) compared with I''_{kIEC} calculated by the IEC method of equivalent voltage source at the short-circuit location, depending on the transformation ratio t before the short circuit. Motors included. Tap-changer position of the transformers adapted to the voltage U^b and the load S^b ($\cos\phi^b = 0,8$).

5 Calcul des courants de court-circuit triphasés pour un groupe de production et le réseau auxiliaire

5.1 Problème

Les courants de court-circuit triphasés aux points de court-circuit F1 à F5 de la figure 12 doivent être calculés selon la CEI 60909-0.

Un groupe de production (S) où $S_{rG} = S_{rT} = 250$ MVA est relié à une ligne d'alimentation du réseau dont $U_{nQ} = 220$ kV. Le courant de court-circuit réel est donné pour $I_{kQ}'' = 21$ kA par l'entreprise de service public, calculé conformément à la CEI 60909-0, $c = c_{\max} = 1,1$ ($S_{kQ}'' \approx \sqrt{3} U_{nQ}'' I_{kQ}'' \approx 8\,000$ MVA). Le transformateur est équipé d'un changeur de prise en charge du côté haute tension (voir 3.7.1 de la CEI 60909-0). Le transformateur auxiliaire AT est un transformateur à trois enroulements (voir 3.3.2 de la CEI 60909-0) avec deux enroulements secondaires alimentant les deux jeux de barres séparés auxiliaires B et C avec $U_{nB} = U_{nC} = 10$ kV.

Il faut tenir compte de l'influence des moteurs asynchrones moyenne et basse tension lors du calcul des courants de court-circuit de F2 à F5 (voir 3.8 de la CEI 60909-0). Les groupes moteurs basse tension reliés aux jeux de barres D et E sont traités comme des moteurs équivalents (voir 3.8.2 de la CEI 60909-0).

Les courants de court-circuit aux bornes des moteurs moyenne tension M1 à M14 et des groupes de moteurs basse tension M15 à M26 sont calculés aux tableaux 8 et 9 en utilisant (tableau 3 de la CEI 60909-0). On ne tient pas compte des impédances des câbles de liaison entre les jeux de barres et les moteurs. C'est pourquoi les résultats seront plutôt conservateurs.

On prévoit que tous les moteurs asynchrones fonctionnent avec des charges différentes. Ceci donnera aussi des résultats plutôt conservateurs. La somme de la puissance assignée apparente des moteurs asynchrones au niveau des jeux de barres B s'élève à $\Sigma S_{rMB} \approx 40$ MVA et au niveau du jeu de barres C approximativement à $\Sigma S_{rMC} \approx 30$ MVA. Contrairement à ces puissances assignées apparentes, la charge auxiliaire maximale en fonctionnement du groupe de production s'élèvera environ à $25 \text{ MVA} \leq S_{rATA} = 0,1 \times S_{rG}$ dans un groupe de production fonctionnant au charbon.

Au paragraphe 5.3.4, qui traite du court-circuit en F4, on peut montrer que les moteurs alimentés seulement par les jeux de barres C contribuent pour moins de 1 % au courant de court-circuit initial I_{kF4}'' . Ainsi les résultats pour les courants de court-circuit en F4 sont pratiquement les mêmes si les moteurs M8...M14 et les groupes de moteurs M21...M26 fonctionnent.

5 Calculation of three-phase short-circuit currents for a power station unit and the auxiliary network

5.1 Problem

Three-phase short-circuit currents at the short-circuit locations F1 to F5 in figure 12 shall be calculated according to IEC 60909-0.

A power-station unit (S) with $S_{rG} = S_{rT} = 250$ MVA is connected to a network feeder with $U_{nQ} = 220$ kV. The actual short-circuit current is given as $I''_{kQ} = 21$ kA by the public service company, calculated in accordance with IEC 60909-0, $c = c_{max} = 1,1$ ($S''_{kQ} \approx \sqrt{3} U_{nQ} I''_{kQ} \approx 8\,000$ MVA). The unit transformer is equipped with an on-load tap-changer at the high-voltage side (see 3.7.1 of IEC 60909-0). The auxiliary transformer AT is a three-winding transformer (see 3.3.2 of IEC 60909-0) with two secondary windings feeding the two separate auxiliary busbars B and C with $U_{nB} = U_{nC} = 10$ kV.

The influence of the medium- and low-voltage asynchronous motors must be taken into account when calculating short-circuit currents in F2 to F5 (see 3.8 of IEC 60909-0). The low-voltage motor groups, connected to the busbars D and E, are treated as equivalent motors (see 3.8.2 of IEC 60909-0).

The terminal short-circuit currents of the medium-voltage motors M1 to M14 and the low-voltage motor groups M15 to M26 are calculated in table 8 and table 9 using table 3 of IEC 60909-0. The impedances of the connecting cables between the busbars and the motors are neglected. The results therefore will be on the conservative side.

It is anticipated that all the asynchronous motors are in operation at different loads. This will also lead to results on the conservative side. The sum of the rated apparent power of the asynchronous motors at busbar B reaches $\Sigma S_{rMB} \approx 40$ MVA and at busbar C approximately $\Sigma S_{rMC} \approx 30$ MVA. Contrary to these rated apparent powers, the maximum auxiliary load during operation of the power station unit will reach approximately 25 MVA $\leq S_{rATA} = 0,1 \times S_{rG}$ in a coal-fired power station.

In 5.3.4 dealing with the short circuit in F4, it can be shown that the motors fed from busbar C only contribute less than 1 % to the initial short-circuit current I''_{kF4} . So the results for the short-circuit currents in F4 are nearly the same, if the motors M8...M14 and the motor groups M21...M26 are not in operation.

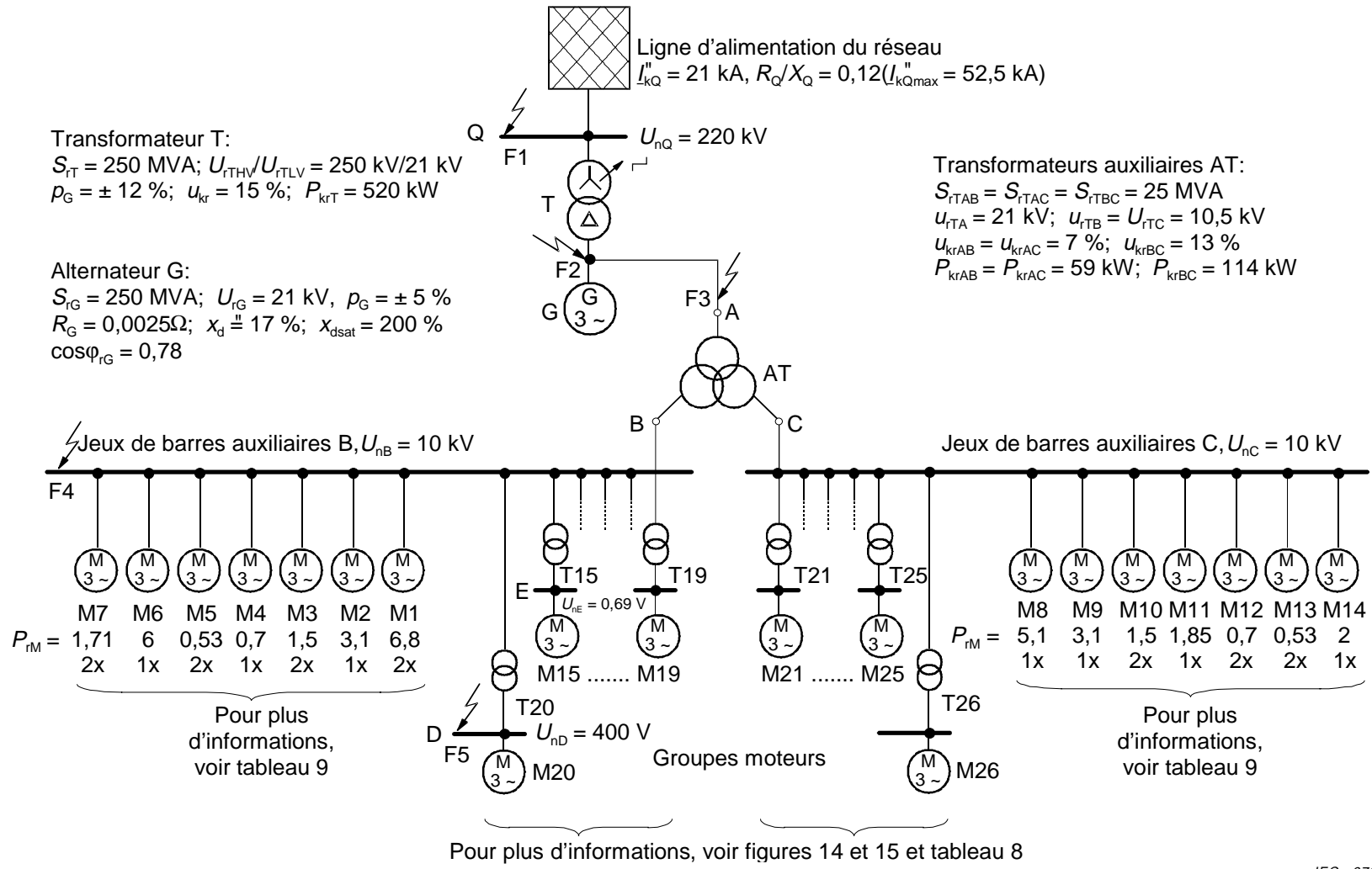
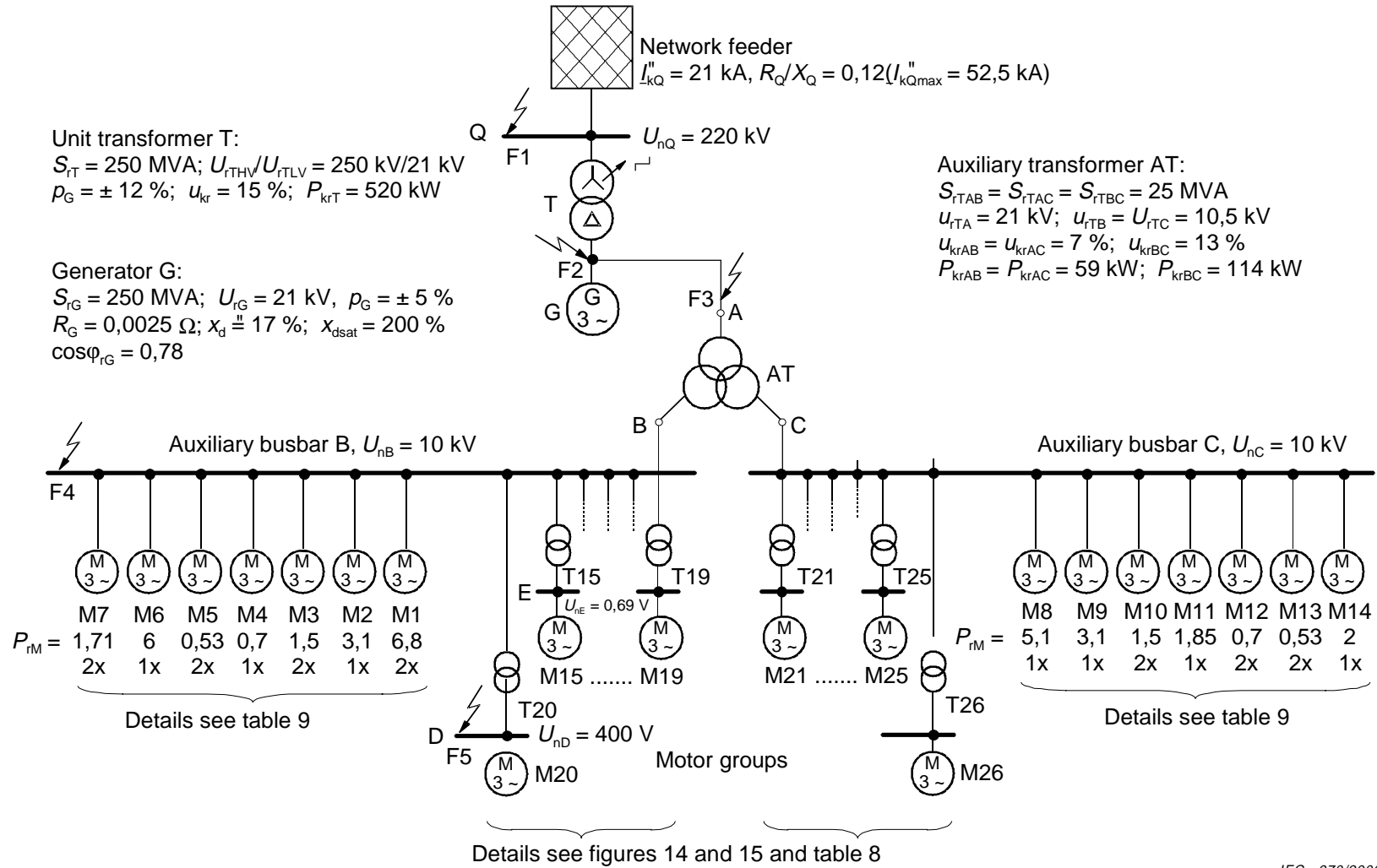


Figure 12 – Groupe de production (alternateur et transformateur avec changeur de prise en charge) et réseau auxiliaire avec moteurs moyenne et basse tension; caractéristiques

IEC 970/2000



IEC 970/2000

Figure 12 – Power-station unit (generator and unit transformer with on-load tap-changer) and auxiliary network with medium- and low-voltage asynchronous motors: data

5.2 Impédances de court-circuit des matériels électriques

5.2.1 Réseau d'alimentation

D'après 3.2 et les équations (4) et (5) de la CEI 60909-0 l'impédance Z_Q du réseau d'alimentation est obtenue pour $I_{kQ}'' = 21$ kA, $R_Q/X_Q = 0,12$ et $c = c_{\max} = 1,1$ (tableau 1 de la CEI 60909-0).

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 21 \text{ kA}} = 6,653 \ \Omega$$

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q / X_Q)^2}} = \frac{6,653 \ \Omega}{\sqrt{1 + (0,12)^2}} = 6,606 \ \Omega; \quad R_Q = 0,12 X_Q$$

$$\underline{Z}_Q = (0,793 + j 6,606) \ \Omega$$

Pour le calcul des courants de court-circuit maximaux aux points de court-circuit F2 à F5 la valeur $Z_{Q\min}$ correspondant à $I_{kQ\max}'' = 52,5$ kA doit être utilisée (voir 4.2.1.3 de la CEI 60909-0).

$I_{kQ\max}''$ pour $R_Q/X_Q = 0,1$ étant estimé en fonction des plans de développement du réseau tenant compte de la durée de vie du groupe de production:

$$Z_{Q\min} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ\max}''} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 52,5 \text{ kA}} = 2,661 \ \Omega$$

$$\underline{Z}_{Q\min} = (0,265 + j 2,648) \ \Omega$$

5.2.2 Groupe de production

5.2.2.1 Alternateur

$$\underline{Z}_G = R_G + j X_d'' = (0,0025 + j 0,2999) \ \Omega; \quad Z_G = 0,2999 \ \Omega$$

$$\text{avec } X_d'' = \frac{x_d''}{100\%} \times \frac{U_{rG}''}{S_{rG}} = \frac{17\%}{100\%} \times \frac{(21 \text{ kV})^2}{250 \text{ MVA}} = 0,2999 \ \Omega$$

La résistance fictive R_{Gf} doit être utilisée (voir 3.6.1 de la CEI 60909-0) lorsqu'on calcule κ et i_p :

$$R_{Gf} = 0,05 X_d'' \quad (S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}):$$

$$\underline{Z}_{Gf} = R_{Gf} + j X_d'' = (0,0150 + j 0,2999) \ \Omega$$

5.2 Short-circuit impedances of electrical equipment

5.2.1 Network feeder

According to 3.2 and equations (4) and (5) of IEC 60909-0, the impedance \underline{Z}_Q of the network feeder is found with $I''_{kQ} = 21$ kA, $R_Q/X_Q = 0,12$ and $c = c_{\max} = 1,1$ (table 1 of IEC 60909-0).

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 21 \text{ kA}} = 6,653 \ \Omega$$

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q / X_Q)^2}} = \frac{6,653 \ \Omega}{\sqrt{1 + (0,12)^2}} = 6,606 \ \Omega; \quad R_Q = 0,12 X_Q$$

$$\underline{Z}_Q = (0,793 + j 6,606) \ \Omega$$

For the calculation of the maximum short-circuit currents at the short-circuit locations F2 to F5, the value $Z_{Q\min}$ corresponding to $I''_{kQ\max} = 52,5$ kA shall be used (see 4.2.1.3 of IEC 60909-0). $I''_{kQ\max}$ with $R_Q/X_Q = 0,1$ is estimated from the future planning of the power system taking into account the lifetime of the power-station unit:

$$Z_{Q\min} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ\max}} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 52,5 \text{ kA}} = 2,661 \ \Omega$$

$$\underline{Z}_{Q\min} = (0,265 + j 2,648) \ \Omega$$

5.2.2 Power-station unit

5.2.2.1 Generator:

$$\underline{Z}_G = R_G + j X''_d = (0,0025 + j 0,2999) \ \Omega; \quad Z_G = 0,2999 \ \Omega$$

$$\text{with } X''_d = \frac{x''_d}{100\%} \times \frac{U_{rG}}{S_{rG}} = \frac{17\%}{100\%} \times \frac{(21 \text{ kV})^2}{250 \text{ MVA}} = 0,2999 \ \Omega$$

The fictitious resistance R_{Gf} shall be used (see 3.6.1 of IEC 60909-0), when calculating κ and i_p :

$$R_{Gf} = 0,05 X''_d \quad (S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}):$$

$$\underline{Z}_{Gf} = R_{Gf} + j X''_d = (0,0150 + j 0,2999) \ \Omega$$

5.2.2.2 Transformateur

D'après 3.3.1 de la CEI 60909-0 l'impédance du transformateur des côtés haute et basse tension est obtenue comme suit:

$$Z_{THV} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \times \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}} = \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(240 \text{ kV})^2}{250 \text{ MVA}} = 34,56 \ \Omega$$

$$R_{THV} = P_{krT} \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}^2} = 0,52 \text{ MW} \frac{(240 \text{ kV})^2}{(250 \text{ MVA})^2} = 0,479 \ \Omega = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \times \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}}$$

avec $u_{Rr} = \frac{P_{krT}}{S_{rT}} \times 100 \% = 0,208 \%$

$$X_{THV} = \sqrt{Z_{THV}^2 - R_{THV}^2} = 34,557 \ \Omega$$

$$\underline{Z}_{THV} = R_{THV} + j X_{THV} = (0,479 + j 34,557) \ \Omega$$

Impédance de court-circuit du transformateur rapportée au côté basse tension avec $t_r = 240/21 \text{ kV} = 11,429$:

$$\underline{Z}_{TLV} = \underline{Z}_{THV} \times \frac{1}{t_r^2} = (0,0037 + j 0,265) \ \Omega; \quad Z_{TLV} = 0,265 \ \Omega$$

5.2.2.3 Groupe de production (transformateur avec changeur de prise en charge)

D'après 3.7.1 de la CEI 60909-0 et $U_G = U_{rG}$:

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

$$K_S = \frac{(220 \text{ kV})^2}{(21 \text{ kV})^2} \times \frac{(21 \text{ kV})^2}{(240 \text{ kV})^2} \times \frac{1,1}{1 + |0,17 - 0,15| \times 0,6258} = 0,913$$

$$\underline{Z}_S = K_S (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV})$$

$$\underline{Z}_S = 0,913 \left[\left(\frac{240 \text{ kV}}{21 \text{ kV}} \right)^2 (0,0025 + j 0,2999) \ \Omega + (0,479 + j 34,557) \ \Omega \right]$$

$$= (0,735 + j 67,313) \ \Omega$$

En utilisant la valeur fictive R_{Gf} , on obtient l'impédance suivante:

$$\underline{Z}_{Sf} = (2,226 + j 67,313) \ \Omega; \quad (R_{Sf}/X_{Sf} = 0,033)$$

5.2.2.2 Unit transformer

According to 3.3.1 of IEC 60909-0, the impedance of the unit transformer at the high-voltage and the low-voltage side is found as follows:

$$Z_{\text{THV}} = \frac{u_{\text{kr}}}{100 \%} \times \frac{U_{\text{rTHV}}^2}{S_{\text{rT}}} = \frac{15 \%}{100 \%} \times \frac{(240 \text{ kV})^2}{250 \text{ MVA}} = 34,56 \Omega$$

$$R_{\text{THV}} = P_{\text{krT}} \frac{U_{\text{rTHV}}^2}{S_{\text{rT}}^2} = 0,52 \text{ MW} \frac{(240 \text{ kV})^2}{(250 \text{ MVA})^2} = 0,479 \Omega = \frac{u_{\text{Rr}}}{100 \%} \times \frac{U_{\text{rTHV}}^2}{S_{\text{rT}}}$$

$$\text{with } u_{\text{Rr}} = \frac{P_{\text{krT}}}{S_{\text{rT}}} \times 100 \% = 0,208 \%$$

$$X_{\text{THV}} = \sqrt{Z_{\text{THV}}^2 - R_{\text{THV}}^2} = 34,557 \Omega$$

$$\underline{Z}_{\text{THV}} = R_{\text{THV}} + j X_{\text{THV}} = (0,479 + j 34,557) \Omega$$

Short-circuit impedance of the unit transformer referred to the low-voltage side with $t_r = 240/21 \text{ kV} = 11,429$:

$$\underline{Z}_{\text{TLV}} = \underline{Z}_{\text{THV}} \times \frac{1}{t_r^2} = (0,0037 + j 0,265) \Omega; \quad Z_{\text{TLV}} = 0,265 \Omega$$

5.2.2.3 Power-station unit (unit transformer with on-load tap-changer)

According to 3.7.1 of IEC 60909-0 and $U_G = U_{\text{rG}}$:

$$K_S = \frac{U_{\text{nQ}}^2}{U_{\text{rG}}^2} \times \frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{rTHV}}^2} \times \frac{c_{\text{max}}}{1 + |x_{\text{d}}'' - x_{\text{T}}| \sin \varphi_{\text{rG}}}$$

$$K_S = \frac{(220 \text{ kV})^2}{(21 \text{ kV})^2} \times \frac{(21 \text{ kV})^2}{(240 \text{ kV})^2} \times \frac{1,1}{1 + |0,17 - 0,15| \times 0,6258} = 0,913$$

$$\underline{Z}_S = K_S (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{THV}})$$

$$\underline{Z}_S = 0,913 \left[\left(\frac{240 \text{ kV}}{21 \text{ kV}} \right)^2 (0,0025 + j 0,2999) \Omega + (0,479 + j 34,557) \Omega \right]$$

$$= (0,735 + j 67,313) \Omega$$

Using the fictitious value R_{Gf} , the following impedance is found:

$$\underline{Z}_{\text{Sf}} = (2,226 + j 67,313) \Omega; (R_{\text{Sf}}/X_{\text{Sf}} = 0,033)$$

5.2.3 Transformateurs auxiliaires

Les impédances de système direct du transformateur à trois enroulements AT, (figure 12) rapportées au côté A, sont obtenues à partir de l'équation (10) de la CEI 60909-0:

$$\underline{Z}_{AB} = \left[\frac{u_{RrAB}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAB}}{100 \%} \right] \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} = (0,0416 + j1,235) \Omega$$

$$\text{avec } u_{RrAB} = \frac{P_{krTAB}}{S_{rTAB}} \times 100 \% \text{ et } u_{XrAB} = \sqrt{u_{krAB}^2 - u_{RrAB}^2} \text{ (équation (10d) de la CEI 60909-0)}$$

$$\underline{Z}_{AC} = \underline{Z}_{AB} = (0,0416 + j 1,235) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left[\frac{u_{RrBC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrBC}}{100 \%} \right] \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} = (0,0804 + j 2,292) \Omega$$

Les facteurs de correction d'impédance K_T peuvent être trouvés à partir de l'équation (13) de la CEI 60909-0 avec $x_{TAB} = x_{TAC} \approx 0,07$ et $x_{TBC} \approx 0,1299$:

$$K_{TAB} = K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times x_{TAB}} = 1,003$$

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times x_{TBC}} = 0,969$$

\underline{Z}_{ABK} à \underline{Z}_{BCK} corrigés donnent les impédances corrigées \underline{Z}_{AK} , \underline{Z}_{BK} et \underline{Z}_{CK} (équation (11) de la CEI 60909-0) du schéma de circuit équivalent donné en figure 7b de la CEI 60909-0:

$$\underline{Z}_{AK} = \frac{1}{2} (K_{TAB} \underline{Z}_{AB} + K_{TAC} \underline{Z}_{AC} - K_{TBC} \underline{Z}_{BC}) = (0,0028 + j 0,1275) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BK} = \underline{Z}_{CK} = \frac{1}{2} (K_{TBC} \underline{Z}_{BC} + K_{TAB} \underline{Z}_{AB} - K_{TAC} \underline{Z}_{AC}) = (0,0390 + j 1,1105) \Omega$$

5.2.4 Transformateurs basse tension 2,5 MVA et 1,6 MVA

D'après la figure 12 il y a cinq transformateurs (T15...T19) sur le jeu de barres auxiliaire B et cinq transformateurs (T21...T25) sur le jeu de barres auxiliaire C, chacun avec $S_{rT} = 2,5$ MVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,73 kV (tableau 8) et, en complément, un transformateur (T20), respectivement (T26), avec $S_{rT} = 1,6$ MVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,42 kV (tableau 8), relié aux jeux de barres B (T20), respectivement C (T26). Chacun de ces transformateurs alimente un groupe de moteurs asynchrones (tableau 8). Les impédances des transformateurs sont calculées d'après 3.3.1 de la CEI 60909-0 et les facteurs de correction K_T d'après l'équation (12a) de la CEI 60909-0, en prenant les données indiquées au tableau 8.

5.2.3 Auxiliary transformers

The positive-sequence system impedances of the three-winding transformer AT (figure 12) referred to side A are found from equation (10) of IEC 60909-0:

$$\underline{Z}_{AB} = \left[\frac{u_{RrAB}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAB}}{100 \%} \right] \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} = (0,0416 + j1,235) \Omega$$

$$\text{with } u_{RrAB} = \frac{P_{krTAB}}{S_{rTAB}} \times 100 \% \text{ and } u_{XrAB} = \sqrt{u_{krAB}^2 - u_{RrAB}^2} \text{ (equation (10d) of IEC 60909-0)}$$

$$\underline{Z}_{AC} = \underline{Z}_{AB} = (0,0416 + j 1,235) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left[\frac{u_{RrBC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrBC}}{100 \%} \right] \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} = (0,0804 + j 2,292) \Omega$$

The impedance correction factors K_T can be found from equation (13) of IEC 60909-0 with $x_{TAB} = x_{TAC} \approx 0,07$ and $x_{TBC} \approx 0,1299$:

$$K_{TAB} = K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times x_{TAB}} = 1,003$$

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times x_{TBC}} = 0,969$$

The corrected \underline{Z}_{ABK} to \underline{Z}_{BCK} lead to the corrected impedances \underline{Z}_{AK} , \underline{Z}_{BK} and \underline{Z}_{CK} (equation (11) of IEC 60909-0) of the equivalent circuit diagram given in figure 7b of IEC 60909-0:

$$\underline{Z}_{AK} = \frac{1}{2} (K_{TAB} \underline{Z}_{AB} + K_{TAC} \underline{Z}_{AC} - K_{TBC} \underline{Z}_{BC}) = (0,0028 + j 0,1275) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BK} = \underline{Z}_{CK} = \frac{1}{2} (K_{TBC} \underline{Z}_{BC} + K_{TAB} \underline{Z}_{AB} - K_{TAC} \underline{Z}_{AC}) = (0,0390 + j 1,1105) \Omega$$

5.2.4 Low-voltage transformers 2,5 MVA and 1,6 MVA

According to figure 12 there are five transformers (T15...T19) on auxiliary busbar B and five transformers (T21.....T25) on auxiliary busbar C each with $S_{rT} = 2,5$ MVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,73 kV (table 8) and, in addition, the transformers (T20) and (T26) with $S_{rT} = 1,6$ MVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,42 kV (table 8) connected to the busbars B (T20) and C (T26). Each of these transformers feeds a group of asynchronous motors (table 8). The impedances of the transformers are calculated with 3.3.1 of IEC 60909-0 and the correction factors K_T from equation (12a) of IEC 60909-0, taking the data given in table 8.

5.2.4.1 Transformateurs $S_{rT} = 2,5 \text{ MVA}$ (T15...T19, T21...T25)

$$Z_{T15HV} = \frac{u_{krT15}}{100 \%} \times \frac{U_{rT15HV}^2}{S_{rT15}} = \frac{6 \%}{100 \%} \times \frac{(10 \text{ kV})^2}{2,5 \text{ MVA}} = 2,4 \ \Omega$$

$$R_{T15HV} = P_{krT15} \frac{U_{rT15HV}^2}{S_{rT15}^2} = 0,0235 \text{ MW} \frac{(10 \text{ kV})^2}{(2,5 \text{ MVA})^2} = 0,376 \ \Omega; \quad (u_{Rr} = 0,94 \ \%)$$

$$\underline{Z}_{T15HV} = (0,376 + j \ 2,370) \ \Omega$$

$$K_{T15HV} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \ x_{T15}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,0593} = 1,009$$

$$\underline{Z}_{T15HVK} = (0,379 + j \ 2,392) \ \Omega$$

$$(\underline{Z}_{T15HVK} = \underline{Z}_{T16HVK}, \dots, \underline{Z}_{T19HVK}, \underline{Z}_{T21HVK}, \dots, \underline{Z}_{T25HVK})$$

5.2.4.2 Transformateurs $S_{rT} = 1,6 \text{ MVA}$ (T20, T26)

$$Z_{T20HV} = \frac{u_{krT20}}{100 \%} \times \frac{U_{rT20HV}^2}{S_{rT20}} = \frac{6 \%}{100 \%} \times \frac{(10 \text{ kV})^2}{1,6 \text{ MVA}} = 3,75 \ \Omega$$

$$R_{T20HV} = P_{krT20} \frac{U_{rT20HV}^2}{S_{rT20}^2} = 0,0165 \text{ MW} \frac{(10 \text{ kV})^2}{(1,6 \text{ MVA})^2} = 0,645 \ \Omega; \quad (u_{Rr} = 1,03 \ \%)$$

$$\underline{Z}_{T20HV} = (0,645 + j \ 3,694) \ \Omega$$

$$K_{T20HV} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \ x_{T20}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,0591} = 1,009$$

$$\underline{Z}_{T20HVK} = (0,651 + j \ 3,728) \ \Omega$$

Rapporté au côté basse tension:

$$\underline{Z}_{T20LV} = \underline{Z}_{T20HV} \times \frac{1}{t_r^2} = (1,138 + j \ 6,516) \ \text{m}\Omega; \quad (t_r = 10 \text{ kV} / 0,42 \text{ kV})$$

$$K_{T20LV} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \ x_{T20}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \times 0,0591} = 0,963$$

$$\underline{Z}_{T20LVK} = (1,096 + j \ 6,277) \ \text{m}\Omega$$

5.2.4.1 Transformers $S_{rT} = 2,5$ MVA (T15...T19, T21...T25)

$$Z_{T15HV} = \frac{u_{krT15}}{100 \%} \times \frac{U_{rT15HV}^2}{S_{rT15}} = \frac{6 \%}{100 \%} \times \frac{(10 \text{ kV})^2}{2,5 \text{ MVA}} = 2,4 \ \Omega$$

$$R_{T15HV} = P_{krT15} \frac{U_{rT15HV}^2}{S_{rT15}^2} = 0,0235 \text{ MW} \frac{(10 \text{ kV})^2}{(2,5 \text{ MVA})^2} = 0,376 \ \Omega; \quad (u_{Rr} = 0,94 \%)$$

$$\underline{Z}_{T15HV} = (0,376 + j 2,370) \ \Omega$$

$$K_{T15HV} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{T15}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,0593} = 1,009$$

$$\underline{Z}_{T15HVK} = (0,379 + j 2,392) \ \Omega$$

$$(\underline{Z}_{T15HVK} = \underline{Z}_{T16HVK}, \dots, \underline{Z}_{T19HVK}, \underline{Z}_{T21HVK}, \dots, \underline{Z}_{T25HVK})$$

5.2.4.2 Transformers $S_{rT} = 1,6$ MVA (T20, T26)

$$Z_{T20HV} = \frac{u_{krT20}}{100 \%} \times \frac{U_{rT20HV}^2}{S_{rT20}} = \frac{6 \%}{100 \%} \times \frac{(10 \text{ kV})^2}{1,6 \text{ MVA}} = 3,75 \ \Omega$$

$$R_{T20HV} = P_{krT20} \frac{U_{rT20HV}^2}{S_{rT20}^2} = 0,0165 \text{ MW} \frac{(10 \text{ kV})^2}{(1,6 \text{ MVA})^2} = 0,645 \ \Omega; \quad (u_{Rr} = 1,03 \%)$$

$$\underline{Z}_{T20HV} = (0,645 + j 3,694) \ \Omega$$

$$K_{T20HV} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{T20}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,0591} = 1,009$$

$$\underline{Z}_{T20HVK} = (0,651 + j 3,728) \ \Omega$$

Referred to the low-voltage side:

$$\underline{Z}_{T20LV} = \underline{Z}_{T20HV} \times \frac{1}{t_r^2} = (1,138 + j 6,516) \text{ m}\Omega; \quad (t_r = 10 \text{ kV} / 0,42 \text{ kV})$$

$$K_{T20LV} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{T20}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \times 0,0591} = 0,963$$

$$\underline{Z}_{T20LVK} = (1,096 + j 6,277) \text{ m}\Omega$$

Tableau 8 – Caractéristiques des transformateurs 10 kV/0,73 kV et 10 kV/0,42 kV, caractéristiques des groupes de moteurs basse tension et des courants de court-circuit partiels de ces groupes de moteurs en F4

Transformateur Groupes et moteurs		15 16 17 18 19	Σ 15...19	20	Σ 15...20	Remarques
S_{rT}	MVA	2,5	12,5	1,6	14,1	Caractéristiques données par le constructeur
U_{rTHV}	kV	10		10		
U_{rTLV}	kV	0,73		0,42		
u_{kr}	%	6		6		
P_{krT}	kW	23,5		16,5		
P_{rM}	MW	0,9	4,5	1,0	5,5	Caractéristiques des groupes de moteurs
U_{rM}	kV	0,69		0,40		
$\cos\phi_{rM} \eta_{rM}$	-	0,72		0,72		Voir 3.8.2 de la CEI 60909-0
I_{LR}/I_{rM}	-	5		5		
R_M/X_M	-	0,42		0,42		Voir 3.8.2 de la CEI 60909-0
κ_{rM}	-	1,3		1,3		Voir 3.8.2 de la CEI 60909-0
S_{rM}	MVA	1,25	6,25	1,39	7,64	$P_{rM}/(\cos\phi_{rM} \eta_{rM})$
R_{THVK}	Ω	0,379		0,651		Voir 5.2.4
X_{THVK}	Ω	2,392		3,728		
R_M	Ω	0,0295		0,0089		$R_M = 0,42 X_M$ $X_M = 0,922 Z_M^{1)}$
X_M	Ω	0,0702		0,0212		
I''_{kM}	kA	5,491		10,53 ²⁾		$c = 1,05$; $U_{nE} = 0,69$ kV; $U_{nD} = 0,4$ kV
$R_{Mt} = R_M t_r^2$	Ω	5,536		5,045		$t_r = 10$ kV/0,73 kV ou $t_r = 10$ kV/0,42 kV
$X_{Mt} = X_M t_r^2$	Ω	13,179		12,018		
$R_{THVK} + R_{Mt}$	Ω	5,915	1,183	5,696	0,980	Côté 10 kV
$X_{THVK} + X_{Mt}$	Ω	15,571	3,114	15,746	2,600	
$ \underline{Z}_{THVK} + \underline{Z}_{Mt} $	Ω	16,657	3,331	16,745	2,779	
$I''_{kTF4}, \Sigma I''_{kTF4}$	kA	0,381	1,906	0,379	2,285 ³⁾	$U_{nB} = 10$ kV, $c = 1,1$

¹⁾ Z_M à partir de l'équation (26) de la CEI 60909-0.
²⁾ Courant de court-circuit partiel en F5.
³⁾ Courant de court-circuit partiel en F4.

Table 8 – Data of transformers 10 kV/0,73 kV and 10 kV/0,42 kV, data of low-voltage motor groups and partial short-circuit currents of these motor groups in F4

Transformer motor groups		15 16 17 18 19	Σ 15...19	20	Σ 15...20	Remarks
S_{rT}	MVA	2,5	12,5	1,6	14,1	Data given by the manufacturer
U_{rTHV}	kV	10		10		
U_{rTLV}	kV	0,73		0,42		
u_{kr}	%	6		6		
P_{krT}	kW	23,5		16,5		
P_{rM}	MW	0,9	4,5	1,0	5,5	Data of motor groups
U_{rM}	kV	0,69		0,40		See 3.8.2 of IEC 60909-0
$\cos\phi_{rM} \eta_{rM}$	–	0,72		0,72		
I_{LR}/I_{rM}	–	5		5		See 3.8.2 of IEC 60909-0
R_M/X_M	–	0,42		0,42		See 3.8.2 of IEC 60909-0
κ_{rM}	–	1,3		1,3		See 3.8.2 of IEC 60909-0
S_{rM}	MVA	1,25	6,25	1,39	7,64	$P_{rM}/(\cos\phi_{rM} \eta_{rM})$
R_{THVK}	Ω	0,379		0,651		See 5.2.4
X_{THVK}	Ω	2,392		3,728		
R_M	Ω	0,0295		0,0089		$R_M = 0,42 X_M$ $X_M = 0,922 Z_M$ ¹⁾
X_M	Ω	0,0702		0,0212		
I''_{kM}	kA	5,491		10,53 ²⁾		$c = 1,05$; $U_{nE} = 0,69$ kV; $U_{nD} = 0,4$ kV
$R_{Mt} = R_M t_r^2$	Ω	5,536		5,045		$t_r = 10$ kV/0,73 kV or $t_r = 10$ kV/0,42 kV
$X_{Mt} = X_M t_r^2$	Ω	13,179		12,018		
$R_{THVK} + R_{Mt}$	Ω	5,915	1,183	5,696	0,980	at the 10 kV side
$X_{THVK} + X_{Mt}$	Ω	15,571	3,114	15,746	2,600	
$ \underline{Z}_{THVK} + \underline{Z}_{Mt} $	Ω	16,657	3,331	16,745	2,779	
$I''_{kTF4}, \Sigma I''_{kTF4}$	kA	0,381	1,906	0,379	2,285 ³⁾	$U_{nB} = 10$ kV, $c = 1,1$

1) Z_M from equation (26) of IEC 60909-0.
2) Partial short-circuit current in F5.
3) Partial short-circuit current in F4.

Tableau 9 – Caractéristiques des moteurs asynchrones moyenne tension et de leurs courants de court-circuit partiels aux points de court-circuit au niveau des jeux de barres B (F4) et C respectivement

Jeu de barres auxiliaire		B (Point de court-circuit F4)							C								
Moteur n°		1	2	3	4	5	6	7	Σ(1...7)	8	9	10	11	12	13	14	Σ(8...14)
P_{rM}	kW	6,8	3,1	1,5	0,7	0,53	2	1,71	–	5,1	3,1	1,5	1,85	0,7	0,53	2	–
Grandeur	–	2	1	2	1	2	1	2	–	1	1	2	1	2	2	1	–
U_{rM}	kV	10							10	10							10
$\cos\phi_{rM}$	–	0,89	0,85	0,88	0,85	0,75	0,85	0,85	–	0,87	0,85	0,88	0,85	0,85	0,75	0,85	–
η_{rM}	–	0,976	0,959	0,962	0,952	0,948	0,96	0,96	–	0,973	0,959	0,962	0,959	0,952	0,948	0,96	–
$I_{LR}/I_{rM}^{1)}$	–	4							–	4							–
Paire de pôles p	–	2	2	1	3	5	3	3	–	3	2	1	3	3	5	3	–
$S_{rM}, \Sigma S_{rM}$	MVA	15,66	3,80	3,54	0,87	1,49	2,45	4,19	32,0	6,02	3,80	3,54	2,27	1,73	1,49	2,45	21,3
$I_{rM}, \Sigma I_{rM}$	kA	0,904	0,220	0,205	0,05	0,086	0,142	0,242	1,85	0,348	0,22	0,205	0,131	0,10	0,086	0,141	1,23
P_{rM}/p	–	3,4	1,55	1,5	0,23	0,11	0,67	0,57	–	1,7	1,55	1,50	0,62	0,23	0,11	0,67	–
R_M/X_M	–	0,1			0,15				–	0,1			0,15				–
κ_M	–	1,75			1,65				–	1,75			1,65				–
$\mu (t_{min} = 0,1s)^{2)}$	–	0,796			0,796				–	0,796			0,796				–
$q (t_{min} = 0,1s)^{3)}$	–	0,72	0,62	0,62	0,39	0,31	0,52	0,50	–	0,63	0,62	0,62	0,51	0,39	0,31	0,52	–
$I''_{kM}, \Sigma I''_{kM}$	kA	3,98	0,97	0,90	0,22	0,38	0,62	1,06	8,13	1,53	0,97	0,90	0,58	0,44	0,38	0,62	5,41
i_{pM}	kA	9,85	2,40	2,23	0,51	0,89	1,45	2,47	19,80	3,79	2,39	2,23	1,35	1,03	0,88	1,45	13,12
I_{bM}	kA	2,28	0,48	0,44	0,07	0,09	0,26	0,42	4,04	0,77	0,48	0,44	0,24	0,14	0,09	0,26	2,42
Z_M	Ω	1,60	6,58	7,06	28,74	16,78	10,20	5,97	0,782	4,15	6,58	7,06	11,01	14,45	16,78	10,20	1,173
X_M	Ω	0,995 Z_M			0,989 Z_M				0,777	0,995 Z_M			0,989 Z_M				1,165
R_M	Ω	0,1 X_M			0,15 X_M				0,089	0,1 X_M			0,15 X_M				0,138

¹⁾ $I''_{kM}/I_{rM} = 4,4$ (voir 5.2.5); $I''_{kM} = c (I_{LR}/I_{rM}) I_{rM}$

²⁾ $\mu (0,1 s) = 0,62 + 0,72e^{-0,32 I''_{kM}/I_{rM}}$ (équation (70) de la CEI 60909-0)

³⁾ $q (0,1 s) = 0,57 + 0,12 \ln P_{rM}/p$ (équation (73) de la CEI 60909-0)

Table 9 – Data of medium-voltage asynchronous motors and their partial short-circuit currents at short-circuit locations on busbars B (F4) and C respectively

Auxiliary busbar		B (short-circuit location F4)							C								
Motor No.		1	2	3	4	5	6	7	Σ(1...7)	8	9	10	11	12	13	14	Σ(8...14)
P_{rM}	kW	6,8	3,1	1,5	0,7	0,53	2	1,71	–	5,1	3,1	1,5	1,85	0,7	0,53	2	–
Quantity	–	2	1	2	1	2	1	2	–	1	1	2	1	2	2	1	–
U_{rM}	kV	10							10	10							10
$\cos\phi_{rM}$	–	0,89	0,85	0,88	0,85	0,75	0,85	0,85	–	0,87	0,85	0,88	0,85	0,85	0,75	0,85	–
η_{rM}	–	0,976	0,959	0,962	0,952	0,948	0,96	0,96	–	0,973	0,959	0,962	0,959	0,952	0,948	0,96	–
$I_{LR}/I_{rM}^{1)}$	–	4							–	4							–
Pair of poles p	–	2	2	1	3	5	3	3	–	3	2	1	3	3	5	3	–
$S_{rM}, \Sigma S_{rM}$	MVA	15,66	3,80	3,54	0,87	1,49	2,45	4,19	32,0	6,02	3,80	3,54	2,27	1,73	1,49	2,45	21,3
$I_{rM}, \Sigma I_{rM}$	kA	0,904	0,220	0,205	0,05	0,086	0,142	0,242	1,85	0,348	0,22	0,205	0,131	0,10	0,086	0,141	1,23
P_{rM}/p	–	3,4	1,55	1,5	0,23	0,11	0,67	0,57	–	1,7	1,55	1,50	0,62	0,23	0,11	0,67	–
R_M/X_M	–	0,1			0,15				–	0,1			0,15				–
κ_M	–	1,75			1,65				–	1,75			1,65				–
$\mu (t_{min} = 0,1s)^{2)}$	–	0,796			0,796				–	0,796			0,796				–
$q (t_{min} = 0,1s)^{3)}$	–	0,72	0,62	0,62	0,39	0,31	0,52	0,50	–	0,63	0,62	0,62	0,51	0,39	0,31	0,52	–
$I''_{kM}, \Sigma I''_{kM}$	kA	3,98	0,97	0,90	0,22	0,38	0,62	1,06	8,13	1,53	0,97	0,90	0,58	0,44	0,38	0,62	5,41
i_{pM}	kA	9,85	2,40	2,23	0,51	0,89	1,45	2,47	19,80	3,79	2,39	2,23	1,35	1,03	0,88	1,45	13,12
I_{bM}	kA	2,28	0,48	0,44	0,07	0,09	0,26	0,42	4,04	0,77	0,48	0,44	0,24	0,14	0,09	0,26	2,42
Z_M	Ω	1,60	6,58	7,06	28,74	16,78	10,20	5,97	0,782	4,15	6,58	7,06	11,01	14,45	16,78	10,20	1,173
X_M	Ω	0,995 Z_M			0,989 Z_M				0,777	0,995 Z_M			0,989 Z_M				1,165
R_M	Ω	0,1 X_M			0,15 X_M				0,089	0,1 X_M			0,15 X_M				0,138

¹⁾ $I''_{kM}/I_{rM} = 4,4$ (see 5.2.5); $= I''_{kM} = c (I_{LR}/I_{rM}) I_{rM}$

²⁾ $\mu (0,1 s) = 0,62 + 0,72e^{-0,32 I''_{kM}/I_{rM}}$ (equation (70) of IEC 60909-0)

³⁾ $q (0,1 s) = 0,57 + 0,12 \ln P_{rM}/p$ (equation (73) of IEC 60909-0)

5.2.5 Moteurs asynchrones

Les caractéristiques et les impédances de court-circuit des moteurs moyenne tension M1...M7 reliés au jeu de barres B et les moteurs M8...M14 reliés au jeu de barres C à la figure 12 sont données dans le tableau 9. En utilisant les équations (26) et (91) de la CEI 60909-0 et en considérant que $U_{rM} = U_n$ dans ce cas, l'équation suivante, utilisée au tableau 9, peut être obtenue pour le calcul de I''_{kM} :

$$I''_{kM} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_M} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \times \frac{I_{LR}}{I_{rM}} \times \frac{I_{rM}}{U_{rM}/\sqrt{3}} = c \frac{I_{LR}}{I_{rM}} \times I_{rM}$$

Les caractéristiques et les impédances de court-circuit des groupes de moteurs basse tension sont données au tableau 8. Ce tableau indique également les courants de court-circuit partiels des groupes de moteurs (M15 à M20) du côté haute tension des transformateurs T15 à T20 dans le cas d'un court-circuit en F4 (jeu de barres B à la figure 12).

5.3 Calcul des courants de court-circuit

5.3.1 Point de court-circuit F1

Le courant de court-circuit I''_k en F1 peut être calculé comme la somme de I''_{kQ} et I''_{kS} . Le courant I''_{kS} doit être calculé avec Z_s d'après l'équation (21) de la CEI 60909-0 pour un groupe de production avec changeur de prise en charge. Il n'est pas nécessaire de tenir compte des moteurs asynchrones du réseau auxiliaire parce que leur contribution globale est inférieure à 1 % de I''_k dans ce cas (voir 5.3.3).

5.3.1.1 Courant de court-circuit initial I''_k

$$I''_{kQ} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} Z_Q} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,793 + j 6,606) \Omega} = (2,502 - j 20,850) \text{ kA}$$

$$I''_{kS} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} Z_S} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,735 + j 67,313) \Omega} = (0,023 - j 2,075) \text{ kA}$$

$$I''_k = I''_{kQ} + I''_{kS} = (2,525 - j 22,925) \text{ kA}; \quad I''_k = 23,064 \text{ kA}$$

5.3.1.2 Courant de court-circuit de crête i_p

A partir de l'impédance Z_Q on obtient $R_Q/X_Q = 0,12$ et $\kappa_Q = 1,704$. A partir de l'impédance Z_S (voir 5.2.2) on trouve le rapport $R_S/X_S = 0,033$ et $\kappa_S = 1,908$.

$$\begin{aligned} i_p &= i_{pQ} + i_{pS} = \kappa_Q \sqrt{2} I''_{kQ} + \kappa_S \sqrt{2} I''_{kS} \\ &= 1,704 \times \sqrt{2} \times 21 \text{ kA} + 1,908 \times \sqrt{2} \times 2,075 \text{ kA} = 56,21 \text{ kA} \end{aligned}$$

5.2.5 Asynchronous motors

Data and short-circuit impedances of the medium-voltage motors M1...M7 connected to busbar B and motors M8...M14 connected to busbar C in figure 12 are given in table 9. Using equations (26) and (91) of IEC 60909-0 and bearing in mind that $U_{rM} = U_n$ in this case, the following equation, used in table 9, can be found for the calculation of I_{kM}'' :

$$I_{kM}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_M} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \times \frac{I_{LR}}{I_{rM}} \times \frac{I_{rM}}{U_{rM}/\sqrt{3}} = c \frac{I_{LR}}{I_{rM}} \times I_{rM}$$

Data and short-circuit impedances of the low-voltage motor groups are given in table 8. This table gives also the partial short-circuit currents of the motor groups (M15 to M20) at the high-voltage side of the transformers T15 to T20 in the case of a short circuit in F4 (busbar B in figure 12).

5.3 Calculation of short-circuit currents

5.3.1 Short-circuit location F1

The short-circuit current I_k'' in F1 can be calculated as the sum of I_{kQ}'' and I_{kS}'' . The current I_{kS}'' is to be calculated with Z_S according to equation (21) of IEC 60909-0 for a power-station unit with on-load tap-changer. It is not necessary to take the asynchronous motors of the auxiliary network into account, because their overall contribution is smaller than 1 % of I_k'' in this case (see 5.3.3).

5.3.1.1 Initial short-circuit current I_k''

$$I_{kQ}'' = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} Z_Q} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,793 + j 6,606) \Omega} = (2,502 - j 20,850) \text{ kA}$$

$$I_{kS}'' = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} Z_S} = \frac{1,1 \times 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,735 + j 67,313) \Omega} = (0,023 - j 2,075) \text{ kA}$$

$$I_k'' = I_{kQ}'' + I_{kS}'' = (2,525 - j 22,925) \text{ kA}; \quad I_k'' = 23,064 \text{ kA}$$

5.3.1.2 Peak short-circuit current i_p

From the impedance Z_Q it follows that $R_Q/X_Q = 0,12$ and $\kappa_Q = 1,704$. From the impedance Z_{Sf} (see 5.2.2) the ratio $R_{Sf}/X_{Sf} = 0,033$ is found and $\kappa_S = 1,908$.

$$\begin{aligned} i_p = i_{pQ} + i_{pS} &= \kappa_Q \sqrt{2} I_{kQ}'' + \kappa_S \sqrt{2} I_{kS}'' \\ &= 1,704 \times \sqrt{2} \times 21 \text{ kA} + 1,908 \times \sqrt{2} \times 2,075 \text{ kA} = 56,21 \text{ kA} \end{aligned}$$

5.3.1.3 Courant de court-circuit symétrique coupé I_b

$$I_b = I_{bQ} + I_{bS} = I_{kQ}'' + \mu I_{kS}'' = 21 \text{ kA} + 0,859 \times 2,075 \text{ kA} = 22,78 \text{ kA}$$

avec $\mu_{0,1} = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times I_{kG}'' / I_{rG}}$ (équation (70) de la CEI 60909-0 pour $t_{\min} = 0,1 \text{ s}$)

Le rapport I_{kG}'' / I_{rG} est obtenu comme suit:

$$\frac{I_{kG}''}{I_{rG}} = \frac{I_{kSt}''}{I_{rG}} = \frac{2,075 \text{ kA} (240 \text{ kV} / 21 \text{ kV})}{6,873 \text{ kA}} = 3,45$$

5.3.1.4 Courant de court-circuit permanent I_{kmax}

$$I_k = I_{kQ} + I_{kS} = I_{kQ}'' + \lambda_{\max} I_{rGt} = 21 \text{ kA} + 1,65 \times 0,601 \text{ kA} \approx 22 \text{ kA}$$

Le facteur $\lambda_{\max} = 1,65$ est obtenu à partir de la figure 18a) de la CEI 60909-0 pour $x_{\text{dsat}} = 2,0$, si la tension d'excitation maximale possible est de 1,3 fois l'excitation assignée à la charge et au facteur de puissance assignés pour l'alternateur à rotor cylindrique $S_{rG} = 250 \text{ MVA}$ (voir également 2.5.2.2 de la CEI 60909-1).

5.3.2 Point de court-circuit F2

Conformément à la figure 13 et à 4.2.1.3 de la CEI 60909-0, les deux courants de court-circuit partiels I_{kG}'' (équation (35) de la CEI 60909-0) et I_{kT}'' (équation (37) de la CEI 60909-0) doivent être calculés parce que la valeur la plus élevée de ces deux courants est utilisée pour le dimensionnement des barres entre alternateur et transformateur et, le cas échéant, le disjoncteur entre l'alternateur et le transformateur.

5.3.2.1 Courants de court-circuit initiaux I_{kG}'' et I_{kT}''

$$I_{kG}'' = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} K_{G,S} Z_G} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 0,994 \times 0,2999 \Omega} = 44,74 \text{ kA}$$

avec équation (36) de la CEI 60909-0:

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} = \frac{1,1}{1 + 0,17 \times 0,626} = 0,994$$

et Z_G conformément à 5.2.2

$$I_{kT}'' = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} \left| Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Q\min} \right|} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} |0,0057 + j 0,285| \Omega} = 46,79 \text{ kA}$$

5.3.1.3 Symmetrical short-circuit breaking current I_b

$$I_b = I_{bQ} + I_{bS} = I_{kQ}'' + \mu I_{kS}'' = 21 \text{ kA} + 0,859 \times 2,075 \text{ kA} = 22,78 \text{ kA}$$

with $\mu_{0,1} = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times I_{kG}'' / I_{rG}}$ (equation (70) of IEC 60909-0 for $t_{\min} = 0,1 \text{ s}$)

The ratio I_{kG}'' / I_{rG} is found as follows:

$$\frac{I_{kG}''}{I_{rG}} = \frac{I_{kSt}''}{I_{rG}} = \frac{2,075 \text{ kA} (240 \text{ kV} / 21 \text{ kV})}{6,873 \text{ kA}} = 3,45$$

5.3.1.4 Steady-state short-circuit current $I_{k\max}$

$$I_k = I_{kQ} + I_{kS} = I_{kQ}'' + \lambda_{\max} I_{rGt} = 21 \text{ kA} + 1,65 \times 0,601 \text{ kA} \approx 22 \text{ kA}$$

The factor $\lambda_{\max} = 1,65$ is found from figure 18a) of IEC 60909-0 for $x_{\text{dsat}} = 2,0$, if the highest possible excitation voltage is 1,3 times the rated excitation at rated load and power factor for the cylindrical rotor generator $S_{rG} = 250 \text{ MVA}$ (see also 2.5.2.2 of IEC 60909-1).

5.3.2 Short-circuit location F2

In accordance with figure 13 and 4.2.1.3 of IEC 60909-0, both the partial short-circuit currents I_{kG}'' (equation (35) of IEC 60909-0) and I_{kT}'' (equation (37) of IEC 60909-0) are to be calculated, because the highest value of these two currents is used for the dimensioning of the bars between generator and unit transformer and, when present, the circuit-breaker between generator and unit transformer.

5.3.2.1 Initial short-circuit currents I_{kG}'' and I_{kT}''

$$I_{kG}'' = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} K_{G,S} Z_G} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 0,994 \times 0,2999 \Omega} = 44,74 \text{ kA}$$

with equation (36) of IEC 60909-0:

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} = \frac{1,1}{1 + 0,17 \times 0,626} = 0,994$$

and Z_G according to 5.2.2

$$I_{kT}'' = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} \left| \underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} \underline{Z}_{Q\min} \right|} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} |0,0057 + j 0,285| \Omega} = 46,79 \text{ kA}$$

avec $Z_{Qmin} = (0,265 + j 2,648) \Omega$ à partir de 5.2.1, $Z_{TLV} = (0,0037 + j 0,265) \Omega$ à partir de 5.2.2 et $t_r = 240 \text{ kV}/21 \text{ kV}$.

Le courant total pour le dimensionnement des barres entre le générateur et le transformateur est obtenu à partir de l'addition de I_{kT}'' et $I_{kM,AT}''$ calculée en 5.3.3.

$$I_{kT}'' + I_{kM,AT}'' = (46,79 + 6,35) \text{ kA} = 53,14 \text{ kA}$$

$$\left| \underline{I}_{kT}'' + \underline{I}_{kM,AT}'' \right| = \left| 1,76 - j 53,08 \right| \text{ kA} = 53,11 \text{ kA}$$

5.3.2.2 Courants de court-circuit de crête i_{pG} et i_{pT}

$$i_{pG} = \kappa_G \sqrt{2} I_{kG}'' = 1,86 \times \sqrt{2} \times 44,74 \text{ kA} = 117,69 \text{ kA}$$

avec $R/X = R_{Gf} / X_d'' = 0,05$ et $\kappa_G = 1,86$ (équation (55) de la CEI 60909-0).

$$i_{pT} = \kappa_T \sqrt{2} I_{kT}'' = 1,94 \times \sqrt{2} \times 46,79 \text{ kA} = 128,37 \text{ kA}$$

avec $R/X = 0,0057 \Omega / 0,285 \Omega = 0,02$ et $\kappa_T = 1,94$

5.3.2.3 Courants de court-circuit symétriques coupés I_{bG} et I_{bT}

$$I_{bG} = \mu I_{kG}'' = 0,71 \times 44,74 \text{ kA} = 31,77 \text{ kA}$$

avec $\mu = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times I_{kG}'' / I_{rG}} = 0,71$; $t_{min} = 0,1 \text{ s}$

$$\text{à } I_{kG}'' / I_{rG} = 44,74 \text{ kA} / 6,87 \text{ kA} = 6,51$$

$I_{bT} = I_{kT}''$ (court-circuit éloigné d'un alternateur (équation (65) de la CEI 60909-0)).

5.3.2.4 Courants de court-circuit permanents I_{kGmax} et I_{kTmax}

$$I_{kGmax} = \lambda_{max} I_{rG} = 1,75 \times 6,87 \text{ kA} = 12,0 \text{ kA}$$

avec $\lambda_{max} = 1,75$ à partir de la figure 18a de la CEI 60909-0 obtenu avec $I_{kG}'' / I_{rG} = 6,51$.

$I_{kTmax} = I_{kT}''$ (court-circuit éloigné d'un alternateur (équation (84) de la CEI 60909-0)).

En tenant compte de la contribution des moteurs alimentés par le transformateur auxiliaire AT (voir 5.3.3) on obtient les courants suivants pour le dimensionnement des barres entre le générateur et le transformateur:

$$i_{pT} + i_{pM,AT} = (128,37 + 15,09) \text{ kA} = 143,46 \text{ kA}$$

$$I_{bT} + I_{bM,AT} \approx I_{kT}'' + I_{kM,AT}'' = 53,14 \text{ kA du côté conservateur}$$

with $\underline{Z}_{Qmin} = (0,265 + j 2,648) \Omega$ from 5.2.1, $\underline{Z}_{TLV} = (0,0037 + j 0,265) \Omega$ from 5.2.2 and $t_r = 240 \text{ kV}/21 \text{ kV}$.

The total current for the dimensioning of the bars between generator and the unit transformer is found from the addition of I''_{kT} and $I''_{kM,AT}$ calculated in 5.3.3:

$$I''_{kT} + I''_{kM,AT} = (46,79 + 6,35) \text{ kA} = 53,14 \text{ kA}$$

$$|I''_{kT} + I''_{kM,AT}| = |1,76 - j 53,08| \text{ kA} = 53,11 \text{ kA}$$

5.3.2.2 Peak short-circuit currents i_{pG} and i_{pT}

$$i_{pG} = \kappa_G \sqrt{2} I''_{kG} = 1,86 \times \sqrt{2} \times 44,74 \text{ kA} = 117,69 \text{ kA}$$

with $R/X = R_{Gf} / X''_d = 0,05$ and $\kappa_G = 1,86$ (equation (55) of IEC 60909-0).

$$i_{pT} = \kappa_T \sqrt{2} I''_{kT} = 1,94 \times \sqrt{2} \times 46,79 \text{ kA} = 128,37 \text{ kA}$$

with $R/X = 0,0057 \Omega / 0,285 \Omega = 0,02$ and $\kappa_T = 1,94$

5.3.2.3 Symmetrical short-circuit breaking currents I_{bG} and I_{bT}

$$I_{bG} = \mu I''_{kG} = 0,71 \times 44,74 \text{ kA} = 31,77 \text{ kA}$$

with $\mu = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \times I''_{kG} / I_{rG}} = 0,71$; $t_{min} = 0,1 \text{ s}$

at $I''_{kG} / I_{rG} = 44,74 \text{ kA} / 6,87 \text{ kA} = 6,51$

$I_{bT} = I''_{kT}$ (far-from-generator short circuit (equation (65) of IEC 60909-0)).

5.3.2.4 Steady-state short-circuit currents I_{kGmax} and I_{kTmax}

$$I_{kGmax} = \lambda_{max} I_{rG} = 1,75 \times 6,87 \text{ kA} = 12,0 \text{ kA}$$

with $\lambda_{max} = 1,75$ from figure 18a of IEC 60909-0 found with $I''_{kG} / I_{rG} = 6,51$.

$I_{kTmax} = I''_{kT}$ (far-from-generator short circuit (equation (84) of IEC 60909-0)).

Taking care of the contribution from the motors fed through the auxiliary transformer AT (see 5.3.3), the following currents for the dimensioning of the bars between generator and unit transformer are found:

$$i_{pT} + i_{pM,AT} = (128,37 + 15,09) \text{ kA} = 143,46 \text{ kA}$$

$$I_{bT} + I_{bM,AT} \approx I''_{kT} + I''_{kM,AT} = 53,14 \text{ kA at the conservative side.}$$

5.3.3 Point de court-circuit F3

5.3.3.1 Courants de court-circuit initiaux I''_{krsl} et $I''_{kM,AT}$

La figure 13 donne le système direct pour le calcul du courant de court-circuit en F3 et des courants de court-circuit partiels I''_{krsl} avec Z_{rsl} (équation (38) de la CEI 60909-0) et $I''_{kM,AT}$ du côté haute tension du transformateur auxiliaire.

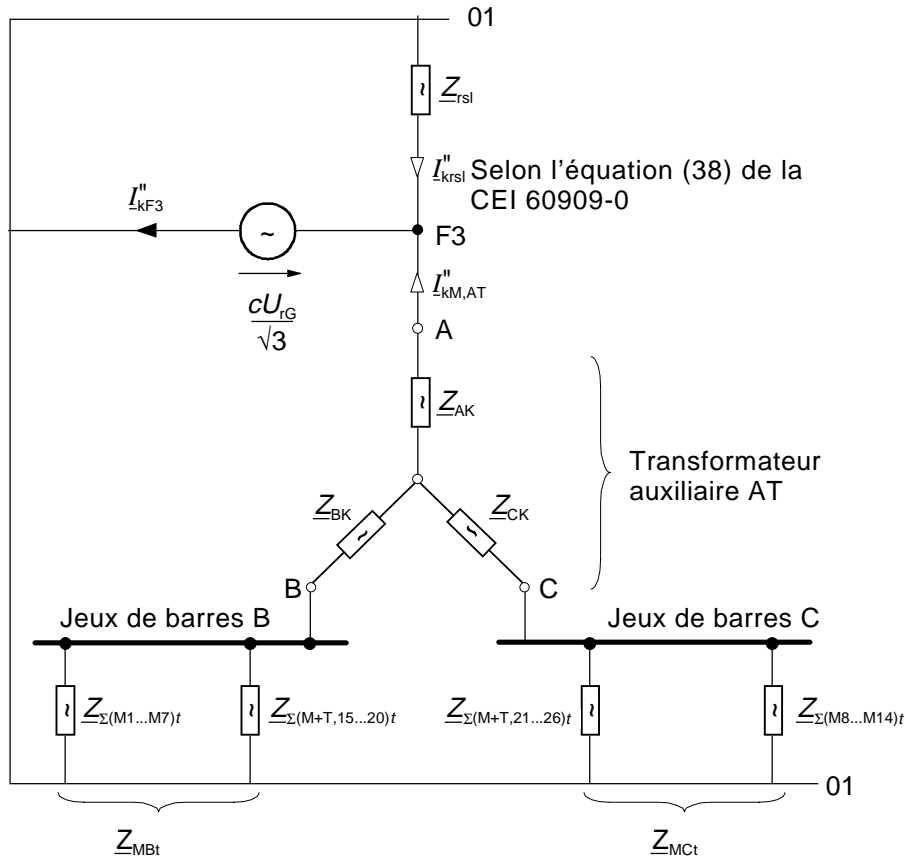
$$I''_{krsl} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}} \left[\frac{1}{K_{G,S} Z_G} + \frac{1}{K_{T,S} Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Qmin}} \right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} Z_{rsl}}$$

avec $K_{G,S} = 0,994$ de 5.3.2; $Z_G = (0,0025 + j 0,299 9) \Omega$ de 5.2.2; $Z_{TLV} = (0,0037 + j 0,265) \Omega$ de 5.2.2; $Z_{Qmin} = (0,265 + j 2,648) \Omega$, et

$$K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 - x_T \sin \varphi_{rG}} = \frac{1,1}{1 - 0,15 \times 0,626} = 1,214$$

à partir de l'équation (39) de la CEI 60909-0, on obtient le courant de court-circuit partiel suivant:

$$I''_{krsl} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = \left[\frac{1}{(0,0025 + j 0,298) \Omega} + \frac{1}{(0,0045 + j 0,322) \Omega + (0,0020 + j 0,020) \Omega} \right]$$



IEC 971/2000

Figure 13 – Système direct pour le calcul des courants de court-circuit au point F3 (voir figure 12)

5.3.3 Short-circuit location F3

5.3.3.1 Initial short-circuit currents I''_{krsl} and $I''_{kM,AT}$

Figure 13 gives the positive-sequence system for the calculation of the short-circuit current in F3 and the partial short-circuit currents I''_{krsl} with Z_{rsl} (equation (38) of IEC 60909-0) and $I''_{kM,AT}$ at the high-voltage side of the auxiliary transformer.

$$I''_{krsl} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}} \left[\frac{1}{K_{G,S} Z_G} + \frac{1}{K_{T,S} Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Qmin}} \right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} Z_{rsl}}$$

with $K_{G,S} = 0,994$ from 5.3.2, $Z_G = (0,0025 + j 0,2999) \Omega$ from 5.2.2, $Z_{TLV} = (0,0037 + j 0,265) \Omega$ from 5.2.2, $Z_{Qmin} = (0,265 + j 2,648) \Omega$ and

$$K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 - x_T \sin \phi_{rG}} = \frac{1,1}{1 - 0,15 \times 0,626} = 1,214$$

from equation (39) of IEC 60909-0, the following partial short-circuit current is found:

$$I''_{krsl} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = \left[\frac{1}{(0,0025 + j 0,298) \Omega} + \frac{1}{(0,0045 + j 0,322) \Omega + (0,0020 + j 0,020) \Omega} \right]$$

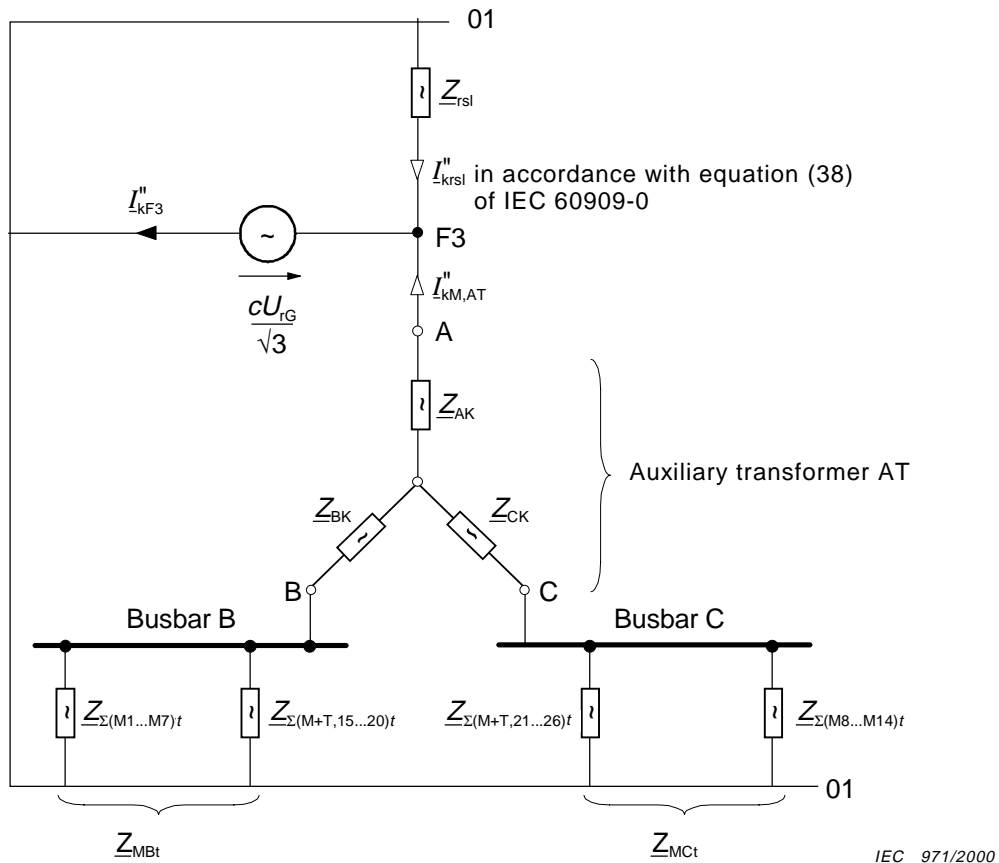


Figure 13 – Positive-sequence system for the calculation of the short-circuit currents at the location F3 (see figure 12)

Les impédances avec indice t sont transférées du côté haute tension A du transformateur auxiliaire avec $t_{rAT} = 21 \text{ kV}/10,5 \text{ kV} = 2,0$.

$$\underline{I}_{krsl}'' = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,0021 + j 0,1592) \Omega} = (1,13 - j 83,73) \text{ kA}; \quad I_{krsl}'' = 83,74 \text{ kA}$$

$$\underline{Z}_{rsl} = (0,0021 + j 0,1592) \Omega$$

L'addition de I_{kG}'' et I_{kT}'' de 5.3.2 donnerait $I_{kG}'' + I_{kT}'' = 44,74 \text{ kA} + 46,79 \text{ kA} = 91,53 \text{ kA}$, un résultat d'environ 9,3 % supérieur à I_{krsl}'' obtenu avec l'équation (38) de la CEI 60909-0.

NOTE Cette comparaison donne l'une des raisons pour lesquelles les résultats obtenus avec la méthode par superposition ou un calcul transitoire peuvent être inférieurs à des résultats obtenus avec une simple addition de I_{kG}'' et I_{kT}'' .

Le courant de court-circuit partiel $\underline{I}_{km,AT}''$ à la figure 13 peut être obtenu à partir des résultats des tableaux 8 et 9 pour les moteurs à basse et moyenne tensions. Les impédances à la figure 13 sont:

$$\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)t} = (0,089 + j 0,777) \Omega \left(\frac{21 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} \right)^2 = (0,356 + j 3,108) \Omega$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...20)t} = (0,980 + j 2,600) \Omega \left(\frac{21 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} \right)^2 = (3,92 + j 10,40) \Omega$$

$$\underline{Z}_{MBt} = (0,410 + j 2,420) \Omega, \text{ voir figure 13}$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M8...M14)t} = (0,138 + j 1,165) \Omega \left(\frac{21 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} \right)^2 = (0,552 + j 4,660) \Omega$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M+T,21...26)t} = \underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...20)t} = (3,92 + j 10,40) \Omega$$

$$\underline{Z}_{MCt} = (0,626 + j 3,260) \Omega \text{ (voir figure 13)}$$

Les impédances \underline{Z}_{AK} , \underline{Z}_{BK} et \underline{Z}_{CK} côté A sont déjà calculées en 5.2.3. Pour le calcul de $\underline{I}_{km,AT}''$ l'impédance $\underline{Z}_{M,AT}$ est nécessaire:

$$\underline{Z}_{M,AT}'' = \underline{Z}_{AK} + \frac{(\underline{Z}_{BK} + \underline{Z}_{MBt})(\underline{Z}_{CK} + \underline{Z}_{MCt})}{\underline{Z}_{BK} + \underline{Z}_{CK} + \underline{Z}_{MBt} + \underline{Z}_{MCt}} = (0,273 + j 2,081) \Omega$$

$$\underline{I}_{km,AT}'' = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} \underline{Z}_{M,AT}} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,273 + j 2,081) \Omega} = (0,827 - j 6,300) \text{ kA}$$

$$I_{km,AT}'' = 6,35 \text{ kA}$$

Impedances with Index t are transferred to the high-voltage side A of the auxiliary transformer with $t_{tAT} = 21 \text{ kV}/10,5 \text{ kV} = 2,0$.

$$\underline{I}_{\text{krsl}}'' = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,0021 + j 0,1592) \Omega} = (1,13 - j 83,73) \text{ kA}; \quad I_{\text{krsl}}'' = 83,74 \text{ kA}$$

$$\underline{Z}_{\text{rsl}} = (0,0021 + j 0,1592) \Omega$$

The addition of I_{kG}'' and I_{kT}'' from 5.3.2 would lead to $I_{\text{kG}}'' + I_{\text{kT}}'' = 44,74 \text{ kA} + 46,79 \text{ kA} = 91,53 \text{ kA}$, a result which is about 9,3 % higher than I_{krsl}'' found with equation (38) of IEC 60909-0.

NOTE This comparison gives one of the reasons why results found with the superposition method or a transient calculation may be smaller in comparison with a result found with a simple addition of I_{kG}'' and I_{kT}'' .

The partial short-circuit current $\underline{I}_{\text{km,AT}}''$ in figure 13 can be found from the results of the tables 8 and 9 for the low-voltage and medium-voltage motors. The impedances in figure 13 are:

$$\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)t} = (0,089 + j 0,777) \Omega \left(\frac{21 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} \right)^2 = (0,356 + j 3,108) \Omega$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...20)t} = (0,980 + j 2,600) \Omega \left(\frac{21 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} \right)^2 = (3,92 + j 10,40) \Omega$$

$$\underline{Z}_{\text{MBt}} = (0,410 + j 2,420) \Omega, \text{ see figure 13}$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M8...M14)t} = (0,138 + j 1,165) \Omega \left(\frac{21 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} \right)^2 = (0,552 + j 4,660) \Omega$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M+T,21...26)t} = \underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...20)t} = (3,92 + j 10,40) \Omega$$

$$\underline{Z}_{\text{MCt}} = (0,626 + j 3,260) \Omega \text{ (see figure 13)}$$

The impedances $\underline{Z}_{\text{AK}}$, $\underline{Z}_{\text{BK}}$ and $\underline{Z}_{\text{CK}}$ referred to side A are calculated already in 5.2.3. For the calculation of $\underline{I}_{\text{km,AT}}''$ the impedance $\underline{Z}_{\text{M,AT}}$ is needed:

$$\underline{Z}_{\text{M,AT}}'' = \underline{Z}_{\text{AK}} + \frac{(\underline{Z}_{\text{BK}} + \underline{Z}_{\text{MBt}})(\underline{Z}_{\text{CK}} + \underline{Z}_{\text{MCt}})}{\underline{Z}_{\text{BK}} + \underline{Z}_{\text{CK}} + \underline{Z}_{\text{MBt}} + \underline{Z}_{\text{MCt}}} = (0,273 + j 2,081) \Omega$$

$$\underline{I}_{\text{km,AT}}'' = \frac{cU_{\text{IG}}}{\sqrt{3} \underline{Z}_{\text{M,AT}}} = \frac{1,1 \times 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,273 + j 2,081) \Omega} = (0,827 - j 6,300) \text{ kA}$$

$$I_{\text{km,AT}}'' = 6,35 \text{ kA}$$

Ce courant de court-circuit partiel $I''_{\text{km,AT}} = 6,35 \text{ kA}$ est à considérer parce que son amplitude atteint 7,5 % du courant $I''_{\text{krsl}} = 83,74 \text{ kA}$.

Le courant de court-circuit total en F3 (voir la figure 13) atteint donc:

$$\underline{I}''_{\text{kF3}} = \underline{I}''_{\text{krst}} + \underline{I}''_{\text{km,AT}} = (1,96 - j 90,03) \text{ kA}; \quad I''_{\text{kF3}} = 90,05 \text{ kA}$$

NOTE Dans le cas d'un court-circuit en F3 (figure 13) les tensions résiduelles entre phases au niveau des jeux de barres B est d'environ 4,1 kV, c'est-à-dire presque 40 % des tensions entre phases avant le court-circuit.

5.3.3.2 Courants de court-circuit de crête i_{prsl} et $i_{\text{pM,AT}}$

Le courant de court-circuit de crête i_{prsl} peut être obtenu en utilisant les deux parties de l'équation (38) de la CEI 60909-0:

$$i_{\text{prsl}} = \kappa_{\text{G,S}} \sqrt{2} \frac{cU_{\text{rG}}}{\sqrt{3} K_{\text{G,S}} Z_{\text{G}}} + \kappa_{\text{T,S}} \sqrt{2} \frac{cU_{\text{rG}}}{\sqrt{3} |K_{\text{T,S}} Z_{\text{TLV}} + \underline{Z}_{\text{Q min } t}|}$$

$$i_{\text{prsl}} = 1,86 \times \sqrt{2} \times 44,74 \text{ kA} + 1,94 \times \sqrt{2} \times 39,0 \text{ kA} = 224,7 \text{ kA}$$

$$\text{avec } \frac{R_{\text{Gf}}}{X''_{\text{d}}} = \frac{0,0150 \Omega}{0,2995 \Omega} = 0,05 \rightarrow \kappa_{\text{G,S}} = 1,86; \quad (\underline{Z}_{\text{Gf}} \text{ de 5.2.2})$$

$$\text{et } \frac{\text{Re} \left\{ K_{\text{T,S}} \underline{Z}_{\text{TLV}} + \underline{Z}_{\text{Q min } t} \right\}}{\text{Im} \left\{ K_{\text{T,S}} \underline{Z}_{\text{TLV}} + \underline{Z}_{\text{Q min } t} \right\}} = \frac{0,0066 \Omega}{0,342 \Omega} = 0,019 \rightarrow \kappa_{\text{rst}} = 1,94$$

NOTE Un calcul avec la méthode 20 Hz (4.3.1.2(c) de la CEI 60909-0), utilisant $\underline{Z}_{\text{Gf}}$ de 2.5.5 et l'impédance $\underline{Z}_{\text{rsl(c)}}$ d'après l'équation (38) de la CEI 60909-0) donne:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_{\text{rsl(c)}}}{X_{\text{rsl(c)}}} \times \frac{f_{\text{c}}}{f} = \frac{0,00565 \Omega}{0,06376 \Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,0334 \rightarrow \kappa_{\text{rsl}} = 1,91$$

$$i_{\text{prsl}} = \kappa_{\text{rsl}} \sqrt{2} I''_{\text{krsl}} = 1,91 \times \sqrt{2} \times 83,73 \text{ kA} = 226,2 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit de crête $i_{\text{pM,AT}}$ peut être obtenu avec la méthode (b) (4.3.1.2(b) de la CEI 60909-0) mais sans le facteur 1,15, parce que les impédances correspondantes des moteurs à moyenne tension ont un rapport $R/X < 0,3$ (4.3.1.2 de la CEI 60909-0).

$$i_{\text{pM,AT}} = \kappa_{(b)} \sqrt{2} I''_{\text{km,AT}} = 1,68 \sqrt{2} \times 6,35 \text{ kA} = 15,09 \text{ kA}$$

$$\text{avec } \frac{R_{\text{M,AT}}}{X_{\text{M,AT}}} = \frac{0,273 \Omega}{2,081 \Omega} = 0,131 \rightarrow \kappa_{(b)} = 1,68$$

NOTE Un calcul avec la méthode 20 Hz donne pratiquement le même résultat dans ce cas (écart inférieur à 0,4 %).

This partial short-circuit current $I''_{\text{km,AT}} = 6,35 \text{ kA}$ is to be considered, because its magnitude reaches 7,5 % of the current $I''_{\text{krs1}} = 83,74 \text{ kA}$.

The total short-circuit current in F3 (see figure 13) therefore reaches:

$$\underline{I}''_{\text{kF3}} = \underline{I}''_{\text{krs1}} + \underline{I}''_{\text{km,AT}} = (1,96 - j 90,03) \text{ kA}; \quad I''_{\text{kF3}} = 90,05 \text{ kA}$$

NOTE In the case of a short circuit in F3 (figure 13) the residual line-to-line voltages at the busbars B is approximately 4,1 kV, i.e. nearly 40 % of the line-to-line voltages before the short circuit.

5.3.3.2 Peak short-circuit currents i_{prsl} and $i_{\text{pM,AT}}$

The peak short-circuit current i_{prsl} can be found using the two parts of equation (38) of IEC 60909-0:

$$i_{\text{prsl}} = \kappa_{\text{G,S}} \sqrt{2} \frac{cU_{\text{rG}}}{\sqrt{3} K_{\text{G,S}} Z_{\text{G}}} + \kappa_{\text{T,S}} \sqrt{2} \frac{cU_{\text{rG}}}{\sqrt{3} |K_{\text{T,S}} Z_{\text{TLV}} + \underline{Z}_{\text{Q min } t}|}$$

$$i_{\text{prsl}} = 1,86 \times \sqrt{2} \times 44,74 \text{ kA} + 1,94 \times \sqrt{2} \times 39,0 \text{ kA} = 224,7 \text{ kA}$$

$$\text{with } \frac{R_{\text{Gf}}}{X''_{\text{d}}} = \frac{0,0150 \Omega}{0,2995 \Omega} = 0,05 \rightarrow \kappa_{\text{G,S}} = 1,86; \quad (\underline{Z}_{\text{Gf}} \text{ from clause 5.2.2})$$

$$\text{and } \frac{\text{Re} \left\{ K_{\text{T,S}} \underline{Z}_{\text{TLV}} + \underline{Z}_{\text{Q min } t} \right\}}{\text{Im} \left\{ K_{\text{T,S}} \underline{Z}_{\text{TLV}} + \underline{Z}_{\text{Q min } t} \right\}} = \frac{0,0066 \Omega}{0,342 \Omega} = 0,019 \rightarrow \kappa_{\text{rst}} = 1,94$$

NOTE A calculation with the 20 Hz method (4.3.1.2(c) of IEC 60909-0), using $\underline{Z}_{\text{Gf}}$ from 2.5.5 and the impedance $\underline{Z}_{\text{rsl(c)}}$ according to equation (38) of IEC 60909-0) leads to:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_{\text{rsl(c)}}}{X_{\text{rsl(c)}}} \times \frac{f_{\text{c}}}{f} = \frac{0,00565 \Omega}{0,06376 \Omega} \times \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,0334 \rightarrow \kappa_{\text{rsl}} = 1,91$$

$$i_{\text{prsl}} = \kappa_{\text{rsl}} \sqrt{2} I''_{\text{krs1}} = 1,91 \times \sqrt{2} \times 83,73 \text{ kA} = 226,2 \text{ kA}$$

The peak short-circuit current $i_{\text{pM,AT}}$ can be found with method (b) (4.3.1.2(b) of IEC 60909-0), but without the factor 1,15, because the relevant impedances of the medium-voltage motors have a ratio $R/X < 0,3$ (4.3.1.2 of IEC 60909-0).

$$i_{\text{pM,AT}} = \kappa_{(b)} \sqrt{2} I''_{\text{km,AT}} = 1,68 \sqrt{2} \times 6,35 \text{ kA} = 15,09 \text{ kA}$$

$$\text{with } \frac{R_{\text{M,AT}}}{X_{\text{M,AT}}} = \frac{0,273 \Omega}{2,081 \Omega} = 0,131 \rightarrow \kappa_{(b)} = 1,68$$

NOTE A calculation with the 20 Hz method leads nearly to the same result in this case (deviation smaller than 0,4 %).

5.3.3.3 Courant coupé et courant de court-circuit permanent

Le courant coupé I_b n'a aucun effet au point de court-circuit F3.

Le court-circuit permanent I_k est dominé par $I_{kT} = I''_{kT}$:

$$I_{kF3} = I_{kG} + I_{kT} + I_{kM,AT} \approx \lambda_{\max} I_{rG} + I''_{kT} = 12 \text{ kA} + 46,79 \text{ kA} = 58,8 \text{ kA}$$

avec I_{kG} et I''_{kT} du paragraphe 5.3.2 et $I_{kM,AT} \rightarrow 0$

5.3.4 Point de court-circuit F4

Le courant de court-circuit triphasé initial au point F4 (figure 12) peut être obtenu à partir des courants de court-circuit partiels comme représenté à la figure 14 (4.2.1.2 de la CEI 60909-0):

$$\underline{I''_{kF4}} = \underline{I''_{kAT}} + \underline{I''_{k(1..7)}} + \underline{I''_{k(15..20)}}$$

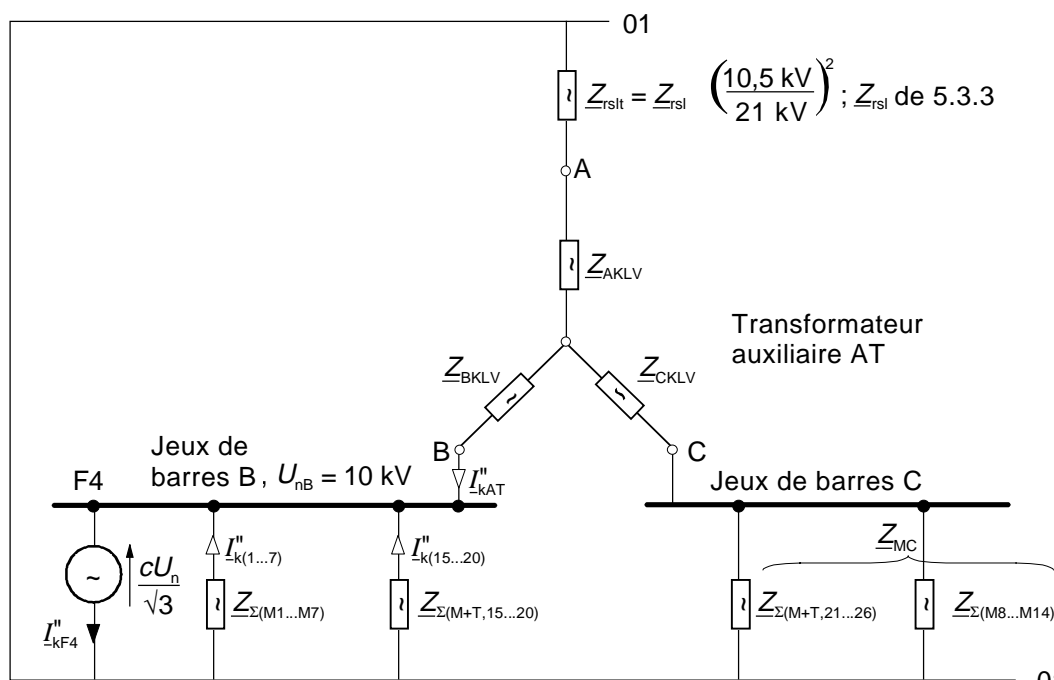


Figure 14 – Système direct pour le calcul des courants de court-circuit au point F4 (voir figure 12)

Les impédances concernent le côté secondaire B du transformateur auxiliaire AT.

$$\underline{Z_{kAT}} = \underline{Z_{BKLV}} + \frac{(\underline{Z_{AKLV}} + \underline{Z_{rslt}})(\underline{Z_{CKLV}} + \underline{Z_{MC}})}{\underline{Z_{AKLV}} + \underline{Z_{rslt}} + \underline{Z_{CKLV}} + \underline{Z_{MC}}}$$

$$\underline{Z_{kAT}} = (0,0098 + j 0,2776) \Omega + (0,0017 + j 0,0673) \Omega = (0,0115 + j 0,3449) \Omega$$

$$\underline{Z_{kAT}} = 0,3451 \Omega$$

5.3.3.3 Breaking current and steady-state short-circuit current

The breaking current I_b is of no interest at the short-circuit location F3.

The steady-state short-circuit I_k is dominated by $I_{kT} = I_{kT}''$:

$$I_{kF3} = I_{kG} + I_{kT} + I_{kM,AT} \approx \lambda_{\max} I_{rG} + I_{kT}'' = 12 \text{ kA} + 46,79 \text{ kA} = 58,8 \text{ kA}$$

with I_{kG} and I_{kT}'' from 5.3.2 and $I_{kM,AT} \rightarrow 0$

5.3.4 Short-circuit location F4

The initial three-phase short-circuit current at the location F4 (figure 12) can be found from the partial short-circuit currents as shown in figure 14 (4.2.1.2 of IEC 60909-0):

$$\underline{I}_{kF4}'' = \underline{I}_{kAT}'' + \underline{I}_{k(1...7)}'' + \underline{I}_{k(15...20)}''$$

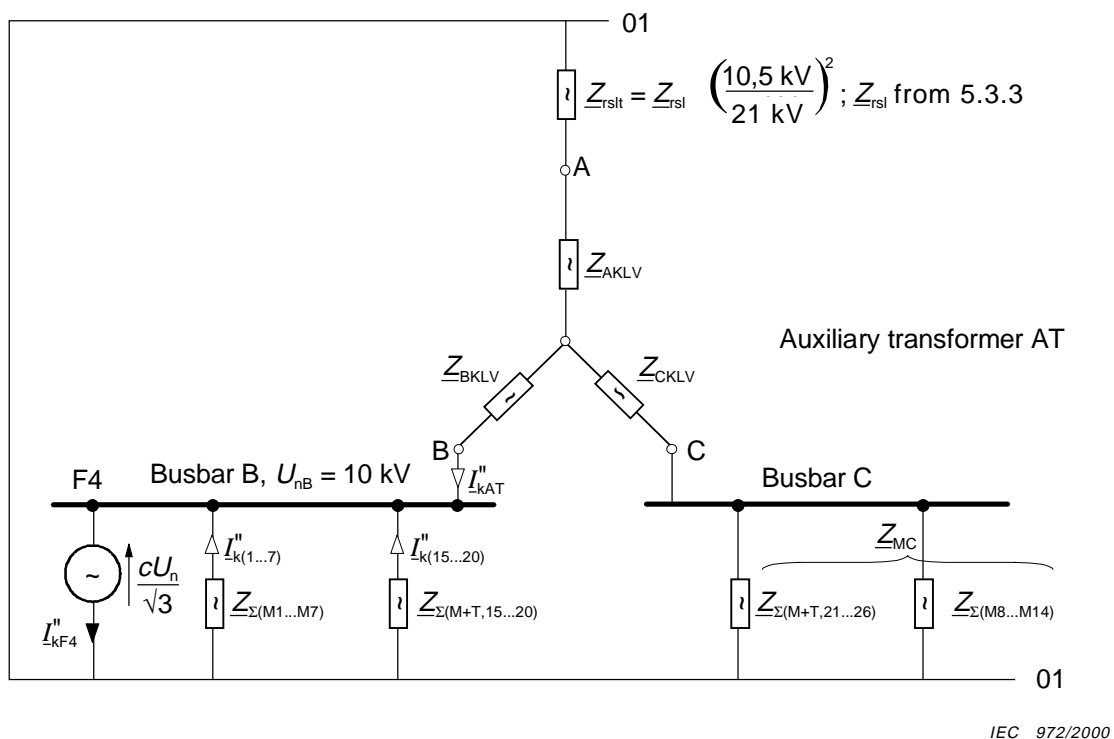


Figure 14 – Positive-sequence system for the calculation of the short-circuit currents at the location F4 (see figure 12)

Impedances are referred to the secondary side B of the auxiliary transformer AT.

$$\underline{Z}_{kAT} = \underline{Z}_{BKLV} + \frac{(\underline{Z}_{AKLV} + \underline{Z}_{rsIt})(\underline{Z}_{CKLV} + \underline{Z}_{MC})}{\underline{Z}_{AKLV} + \underline{Z}_{rsIt} + \underline{Z}_{CKLV} + \underline{Z}_{MC}}$$

$$\underline{Z}_{kAT} = (0,0098 + j 0,2776) \Omega + (0,0017 + j 0,0673) \Omega = (0,0115 + j 0,3449) \Omega$$

$$\underline{Z}_{kAT} = 0,3451 \Omega$$

avec $\underline{Z}_{AKLV} = \underline{Z}_{AK}/t_r^2$; $\underline{Z}_{BKLV} = \underline{Z}_{CKLV} = \underline{Z}_{BK}/t_r^2$; \underline{Z}_{AK} \underline{Z}_{BK} de 5.2.3,

$\underline{Z}_{MC} = \underline{Z}_{MCt}/t_r^2$; \underline{Z}_{MCt} de 5.3.3,

\underline{Z}_{rs1} de 5.3.3 (voir la figure 13)

$$\underline{I}_{kAT}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{kAT}} = \frac{1,1 \times 10 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,0115 + j 0,3449) \Omega} = (0,613 - j 18,393) \text{ kA}$$

Des tableaux 8 et 9:

$$\underline{I}_{k(1...7)}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)}} = \frac{1,1 \times 10 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,089 + j 0,777) \Omega} = (0,924 - j 8,068) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{k(15...20)}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...20)}} = \frac{1,1 \times 10 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,980 + j 2,600) \Omega} = (0,806 - j 2,139) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kF4}'' = (2,343 - j 28,60) \text{ kA}; \quad I_{kF4}'' = 28,70 \text{ kA}$$

NOTE Si l'on néglige l'influence des moteurs alimentés par le jeu de barres C sur le courant de court-circuit en F4, on obtient:

$$\underline{Z}_{kAT} \approx \underline{Z}_{BKLV} + \underline{Z}_{AKLV} + \underline{Z}_{rs1t} = (0,011 + j 0,349) \Omega$$

$$\underline{I}_{kAT}'' \approx (0,573 - j 18,179) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kF4}'' = (2,303 - j 28,386) \text{ kA}; \quad I_{kF4}'' = 28,48 \text{ kA}$$

L'influence des moteurs alimentés par le jeu de barres C est faible, inférieure à 1 % du courant \underline{I}_{kF4}'' . Elle peut dans ce cas être négligée.

Les courants de court-circuit de crête sont obtenus par la méthode 6 (4.3.1.2(b) de la CEI 60909-0) sans le facteur 1,15 parce que $R/X < 0,3$ dans les branches qui sont concernées pour \underline{I}_{kAT}'' et pour les moteurs asynchrones à moyenne tension.

$$i_{pF4} = \kappa_{AT} \sqrt{2} I_{kAT}'' + \kappa_{(1...7)} \sqrt{2} I_{k(1...7)}'' + \kappa_{(15...20)} \sqrt{2} I_{k(15...20)}''$$

$$i_{pF4} = 1,91 \times \sqrt{2} \times 18,40 \text{ kA} + 1,72 \times \sqrt{2} \times 8,12 \text{ kA} + 1,34 \times \sqrt{2} \times 2,29 \text{ kA} = 73,79 \text{ kA}$$

Si le courant de court-circuit partiel \underline{I}_{kAT}'' est transféré au côté haute tension du transformateur auxiliaire, on peut voir que $\underline{I}_{kATt}'' = 9,2 \text{ kA}$ est inférieur à $2 I_{rG} = 2 \times 6,87 \text{ kA}$, de telle sorte que le court-circuit en F4 est un court-circuit éloigné d'un alternateur.

$$I_{bF4} = I_{bAT} + I_{b(1...7)} + I_{b(15...20)} = 22,8 \text{ kA}$$

with $\underline{Z}_{AKLV} = \underline{Z}_{AK}/t_r^2$; $\underline{Z}_{BKLV} = \underline{Z}_{CKLV} = \underline{Z}_{BK}/t_r^2$; \underline{Z}_{AK} \underline{Z}_{BK} from 5.2.3,

$\underline{Z}_{MC} = \underline{Z}_{Mct}/t_r^2$; \underline{Z}_{Mct} from 5.3.3,

\underline{Z}_{rsl} from 5.3.3 (see figure 13)

$$\underline{I}_{kAT}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{kAT}} = \frac{1,1 \times 10 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,0115 + j 0,3449) \Omega} = (0,613 - j 18,393) \text{ kA}$$

From table 8 and 9:

$$\underline{I}_{k(1...7)}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)}} = \frac{1,1 \times 10 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,089 + j 0,777) \Omega} = (0,924 - j 8,068) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{k(15...20)}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...20)}} = \frac{1,1 \times 10 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,980 + j 2,600) \Omega} = (0,806 - j 2,139) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kF4}'' = (2,343 - j 28,60) \text{ kA}; \quad I_{kF4}'' = 28,70 \text{ kA}$$

NOTE Neglecting the influence of the motors fed from busbar C to the short-circuit current in F4 leads to:

$$\underline{Z}_{kAT} \approx \underline{Z}_{BKLV} + \underline{Z}_{AKLV} + \underline{Z}_{rsl} = (0,011 + j 0,349) \Omega$$

$$\underline{I}_{kAT}'' \approx (0,573 - j 18,179) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kF4}'' = (2,303 - j 28,386) \text{ kA}; \quad I_{kF4}'' = 28,48 \text{ kA}$$

The influence of the motors fed from busbar C is small, smaller than 1 % to the current \underline{I}_{kF4}'' . They may be neglected in this case.

The peak short-circuit currents are found with method 6 (4.3.1.2(b) of IEC 60909-0) without the factor 1,15 because $R/X < 0,3$ in branches which are relevant for \underline{I}_{kAT}'' and for the medium-voltage asynchronous motors.

$$i_{pF4} = \kappa_{AT} \sqrt{2} I_{kAT}'' + \kappa_{(1...7)} \sqrt{2} I_{k(1...7)}'' + \kappa_{(15...20)} \sqrt{2} I_{k(15...20)}''$$

$$i_{pF4} = 1,91 \times \sqrt{2} \times 18,40 \text{ kA} + 1,72 \times \sqrt{2} \times 8,12 \text{ kA} + 1,34 \times \sqrt{2} \times 2,29 \text{ kA} = 73,79 \text{ kA}$$

If the partial short-circuit current \underline{I}_{kAT}'' is transferred to the high-voltage side of the auxiliary transformer, it can be seen that $\underline{I}_{kATt}'' = 9,2 \text{ kA}$ is smaller than $2I_{rG} = 2 \times 6,87 \text{ kA}$, so that the short circuit in F4 is a far-from-generator short circuit.

$$I_{bF4} = I_{bAT} + I_{b(1...7)} + I_{b(15...20)} = 22,8 \text{ kA}$$

avec $I_{bAT} = I''_{kAT} = 18,40 \text{ kA}$

$$I_{b(1..7)} = \sum_{i=1}^7 \mu_i q_i I''_{kMi} = 4,04 \text{ kA (voir le tableau 9)}$$

$$I_{b(15..20)} = \mu \times q \times I''_{k(15..20)} = 0,74 \times 0,21 \times 2,29 \text{ kA} = 0,36 \text{ kA}$$

($\mu = 0,74$ de $t_{\min} = 0,1 \text{ s}$ et $I''_{kM}/I_{rM} = 5,5$ et $q = 0,21$ de $t_{\min} = 0,1 \text{ s}$ et $P_{rM}/p = 0,05 \text{ MW}$;
 $I''_{k(15..20)} = 2,29 \text{ kA}$ du tableau 8)

5.3.5 Point de court-circuit F5

Le courant de court-circuit symétrique initial au point de court-circuit F5 peut être calculé avec le système direct donné à la figure 15.

$$I''_{kF5} = I''_{kT20} + I''_{kM20}$$

Pour le calcul du courant de court-circuit partiel I''_{kT20} les impédances suivantes sont utilisées (voir la figure 15):

$$Z_{kATt} = Z_{kAT} \frac{1}{t_{r20}^2} = (0,0115 + j 0,3449) \Omega \left(\frac{0,42 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = (0,0203 + j 0,6084) \text{ m}\Omega$$

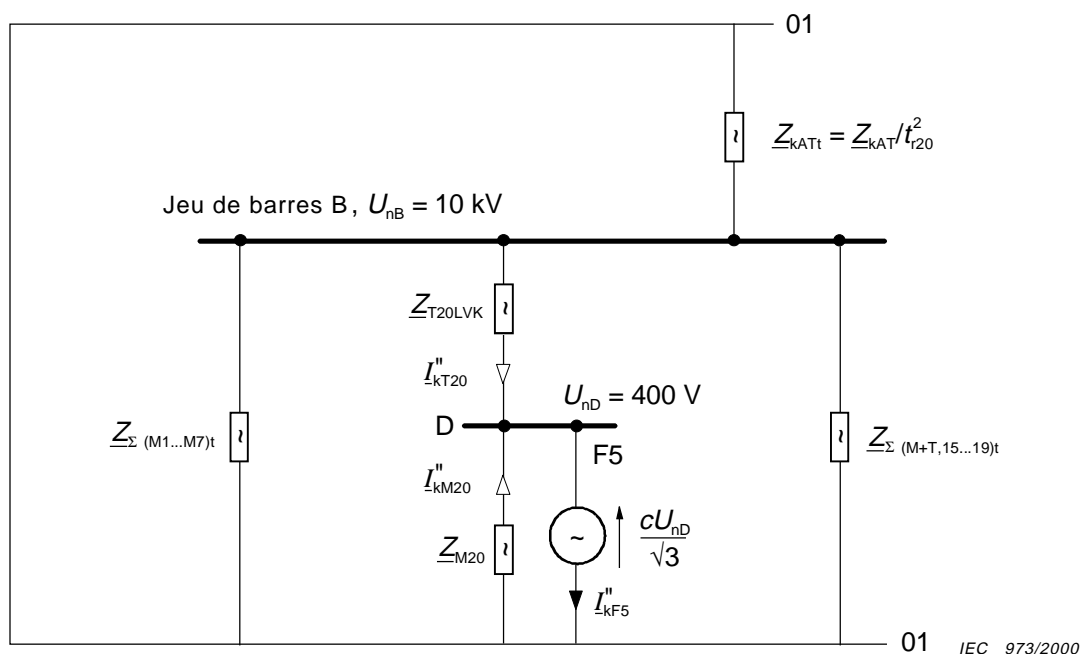


Figure 15 – Système direct pour le calcul des courants de court-circuit au point F5 (voir la figure 12). Les impédances concernent le côté basse tension du transformateur T20 ($t_{r20} = 10 \text{ kV}/0,42 \text{ kV}$)

with $I_{bAT} = I_{kAT}'' = 18,40 \text{ kA}$

$$I_{b(1..7)} = \sum_{i=1}^7 \mu_i q_i I_{kMi}'' = 4,04 \text{ kA (see table 9)}$$

$$I_{b(15..20)} = \mu \times q \times I_{k(15..20)}'' = 0,74 \times 0,21 \times 2,29 \text{ kA} = 0,36 \text{ kA}$$

($\mu = 0,74$ from $t_{\min} = 0,1 \text{ s}$ and $I_{kM}''/I_{rM} = 5,5$ and $q = 0,21$ from $t_{\min} = 0,1 \text{ s}$ and $P_{rM}/p = 0,05 \text{ MW}$;
 $I_{k(15..20)}'' = 2,29 \text{ kA}$ from table 8)

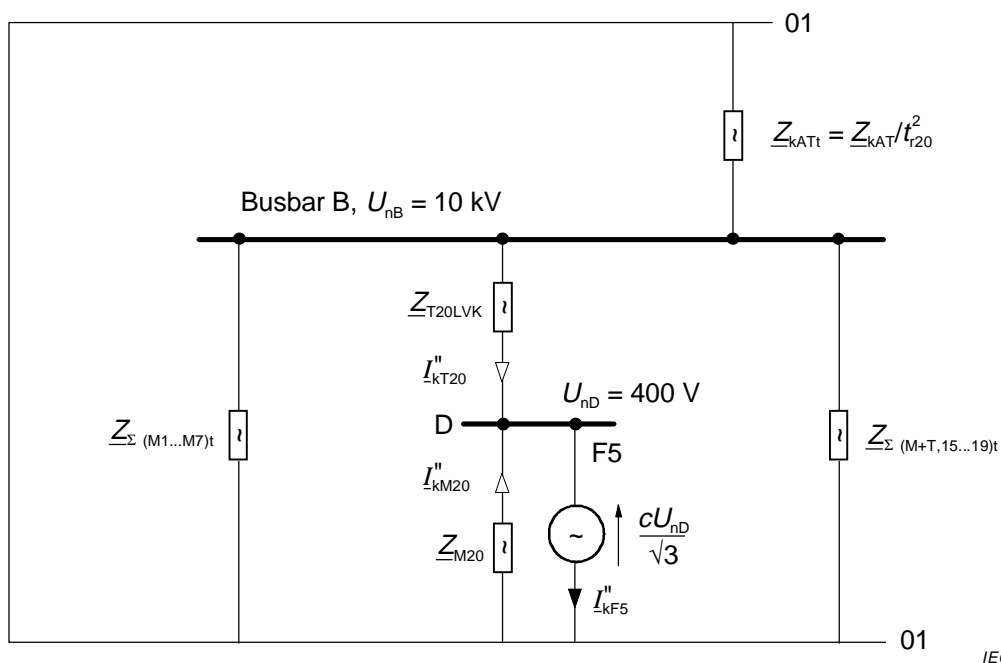
5.3.5 Short-circuit location F5

The initial symmetrical short-circuit current at the short-circuit location F5 can be calculated with the positive-sequence system given in figure 15.

$$\underline{I}_{kF5}'' = \underline{I}_{kT20}'' + \underline{I}_{kM20}''$$

For the calculation of the partial short-circuit current \underline{I}_{kT20}'' the following impedances are used (see figure 15):

$$\underline{Z}_{kATt} = \underline{Z}_{kAT} \frac{1}{t_{r20}^2} = (0,0115 + j 0,3449) \Omega \left(\frac{0,42 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = (0,0203 + j 0,6084) \text{ m}\Omega$$



IEC 973/2000

Figure 15 – Positive-sequence system for the calculation of the short-circuit currents at the location F5 (see figure 12). Impedances are referred to the low-voltage side of transformer T20 ($t_{r20} = 10 \text{ kV}/0,42 \text{ kV}$)

$$\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)t} = \underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)} \frac{1}{t_{r20}^2} = (0,089 + j 0,777) \Omega \left(\frac{0,42 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = (0,157 + j 1,3706) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)t} = \underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)} \frac{1}{t_{r20}^2} = (1,183 + j 3,114) \Omega \left(\frac{0,42 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = (2,087 + j 5,493) \text{ m}\Omega$$

L'impédance \underline{Z}_{kAT} a déjà été calculée au paragraphe 5.3.4. Les impédances $\underline{Z}_{\Sigma(M,1...M7)}$ respectivement $\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)}$ sont données respectivement aux tableaux 9 et 8.

L'impédance du transformateur basse tension T20 est donnée en 5.2.4 rapportée au côté basse tension:

$$\underline{Z}_{T20LVK} = (1,096 + j 6,277) \text{ m}\Omega \text{ avec } K_T = 0,963 \text{ (} c_{\max} = 1,05 \text{)}$$

$$\underline{I}_{kT20}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{kT20}} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} (1,127 + j 6,671) \text{ m}\Omega} = (5,97 - j 35,33) \text{ kA}; I_{kT20}'' = 35,83 \text{ kA}$$

L'impédance \underline{Z}_{kT20} est obtenue à partir de \underline{Z}_{T20LVK} en série avec les trois impédances parallèles \underline{Z}_{kAT} , $\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)t}$ et $\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)t}$.

L'impédance \underline{Z}_{M20} est donnée au tableau 8.

$$\underline{I}_{kM20}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{M20}} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} (8,9 + j 21,2) \text{ m}\Omega} = (4,07 - j 9,72) \text{ kA}; I_{kM20}'' = 10,54 \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kF5}'' = \underline{I}_{kT20}'' + \underline{I}_{kM20}'' = (10,04 - j 45,05) \text{ kA};$$

Le courant de court-circuit de crête est obtenu avec

$$i_{pF5} = i_{pT20} + i_{pM20} = \kappa_{T20} \sqrt{2} I_{kT20}'' + \kappa_{M20} \sqrt{2} I_{kM20}''$$

où $\kappa_{T20} = 1,60$ obtenu à partir de $R_{T20LVK}/X_{T20LVK} = 0,175$ parce que l'impédance des transformateurs est la partie principale de \underline{Z}_{kT20} (plus de 90 %) et $\kappa_{M20} = 1,3$ pour le moteur équivalent du groupe de moteurs (3.8.2 de la CEI 60909-0).

$$i_{pF5} = 1,60 \sqrt{2} \times 35,83 \text{ kA} + 1,30 \sqrt{2} \times 10,54 \text{ kA} = 100,5 \text{ kA}$$

A partir de la configuration et des valeurs des impédances à la figure 15, on peut voir que la tension résiduelle pendant le court-circuit en F5 au niveau du jeu de barres B sera d'environ 95 % de la tension avant le court-circuit. Ainsi, on obtient que les moteurs M1...M7 et M15...M19 ne contribuent pas au courant coupé en F5 ($\mu_{Mj} = 1$ d'après l'équation (75) de la CEI 60909-0 dans tous les cas).

$$I_{bF5} = I_{kT20M}'' + \mu_{M20} I_{kM20}''$$

avec I_{kT20M}'' comme courant de court-circuit partiel sans l'influence des moteurs M1...M7 et M15...M19.

$$\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)t} = \underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)} \frac{1}{t_{T20}^2} = (0,089 + j 0,777) \Omega \left(\frac{0,42 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = (0,157 + j 1,3706) \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)t} = \underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)} \frac{1}{t_{T20}^2} = (1,183 + j 3,114) \Omega \left(\frac{0,42 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = (2,087 + j 5,493) \text{ m}\Omega$$

The impedance \underline{Z}_{kAT} is already calculated in 5.3.4. The impedances $\underline{Z}_{\Sigma(M,1...M7)}$ resp. $\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)}$ are given in tables 9 and 8 respectively.

The impedance of the low-voltage transformer T20 is given in 5.2.4 related to the low-voltage side:

$$\underline{Z}_{T20LVK} = (1,096 + j 6,277) \text{ m}\Omega \quad \text{with } K_T = 0,963 \text{ (} c_{\max} = 1,05 \text{)}$$

$$\underline{I}_{kT20}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{kT20}} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} (1,127 + j 6,671) \text{ m}\Omega} = (5,97 - j 35,33) \text{ kA}; \quad I_{kT20}'' = 35,83 \text{ kA}$$

The impedance \underline{Z}_{kT20} is found from \underline{Z}_{T20LVK} in series with the three parallel impedances \underline{Z}_{kATt} , $\underline{Z}_{\Sigma(M1...M7)t}$ and $\underline{Z}_{\Sigma(M+T,15...19)t}$.

The impedance \underline{Z}_{M20} is given in table 8.

$$\underline{I}_{kM20}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{M20}} = \frac{1,05 \times 400 \text{ V}}{\sqrt{3} (8,9 + j 21,2) \text{ m}\Omega} = (4,07 - j 9,72) \text{ kA}; \quad I_{kM20}'' = 10,54 \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kF5}'' = \underline{I}_{kT20}'' + \underline{I}_{kM20}'' = (10,04 - j 45,05) \text{ kA};$$

The peak short-circuit current is found with

$$i_{pF5} = i_{pT20} + i_{pM20} = \kappa_{T20} \sqrt{2} I_{kT20}'' + \kappa_{M20} \sqrt{2} I_{kM20}''$$

where $\kappa_{T20} = 1,60$ found from $R_{T20LVK}/X_{T20LVK} = 0,175$, because the impedance of the transformers is the main part of \underline{Z}_{kT20} (more than 90 %) and $\kappa_{M20} = 1,3$ for the equivalent motor of the motor group (3.8.2 of IEC 60909-0).

$$i_{pF5} = 1,60 \sqrt{2} \times 35,83 \text{ kA} + 1,30 \sqrt{2} \times 10,54 \text{ kA} = 100,5 \text{ kA}$$

From the configuration and the values of the impedances in figure 15, it can be found that the residual voltage during the short circuit in F5 at the busbar B will be approximately 95 % of the voltage before the short circuit. This leads to the realization that the motors M1...M7 and M15...M19 will not contribute to the breaking current in F5 ($\mu_{Mj} = 1$ according to equation (75) of IEC 60909-0 in all cases).

$$I_{bF5} = I_{kT20M}'' + \mu_{M20} I_{kM20}''$$

with I_{kT20M}'' as the partial short-circuit current without the influence of the motors M1...M7 and M15...M19.

$$I_{bF5} = 34,77 \text{ kA} + 0,902 \times 0,67 \times 10,54 \text{ kA} = 41,1 \text{ kA}$$

à $t_{\min} = 0,02 \text{ s}$ avec $\mu_{M20} = 0,84 + 0,26e^{-0,26 \times 5,5}$ et $q_{M20} = 0,67$ en prenant $p_{rm}/p = 0,05 \text{ MW}$ pour le moteur équivalent M20 (voir 3.8.2 de la CEI 60909-0).

Courant de court-circuit permanent:

$$I_{kF5} = I_{kT20} + I_{kM20} \approx I_{kT20M} = 34,77 \text{ kA}$$

car $I_{kM20} = 0$ (voir tableau 3 de la CEI 60909-0).

6 Réseau d'essai pour le calcul des courants de court-circuit avec des programmes informatiques, conformément à la CEI 60909-0

6.1 Généralités

Le réseau suivant avec les caractéristiques des matériels électriques et les résultats des courants de court-circuit selon la CEI 60909-0 doit permettre aux concepteurs et utilisateurs de programmes informatiques de vérifier les résultats obtenus avec leur programme par rapport aux résultats donnés.

Il convient que les résultats donnés aux tableaux 12 et 13 soient atteints pour déclarer une bonne correspondance entre les résultats calculés et les résultats donnés. Ceci constitue une condition nécessaire mais pas globalement suffisante pour le programme car même si l'essai est satisfaisant, d'autres procédures à l'intérieur du programme peuvent donner des résultats incorrects. Dans le cas d'écarts, il convient que ceux-ci soient inférieurs à $\pm 0,02 \%$.

Pour éviter les difficultés dans l'interprétation des caractéristiques données des matériels électriques (caractéristiques figurant sur la plaque signalétique et caractéristiques complémentaires) en correspondance avec les équations de la CEI 60909-0, le tableau complémentaire 11 est donné avec les impédances entre les jeux de barres du réseau d'essai à la figure 16, dans les systèmes direct et homopolaire, rapportées au côté 110 kV.

Les courants de court-circuit triphasés maximaux doivent être calculés au niveau des jeux de barres ① à ⑧ avec $c = c_{\max} = 1,1$ conformément au tableau 1 de la CEI 60909-0 et en complément les courants de court-circuit phase-terre maximaux au niveau des jeux de barres ② à ⑤ seulement doivent être aussi calculés. Dans tous les cas, l'impédance de court-circuit doit être rapportée au niveau de tension où se situe le point de court-circuit.

L'impédance complexe des lignes d'alimentation du réseau au point de connexion doit être calculée pour

$$X_Q = \frac{1}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} Z_Q, \text{ si le rapport } R_Q/X_Q \text{ est donné (voir l'équation (5) de la CEI 60909-0)}$$

car l'approximation $X_Q \approx 0,995 Z_Q$ n'est proposée que dans le cas particulier où $R_Q/X_Q = 0,1$ (3.2 de la CEI 60909-0). Il convient de choisir une procédure similaire pour les moteurs asynchrones si le rapport R_M/X_M est indiqué (3.8.1 de la CEI 60909-0).

Les capacitances des phases ne sont pas prises en compte parce que le facteur de défaut à la terre est inférieur à 1,4 (2.3.2 de la CEI 60909-0).

K_T est calculé avec l'équation (12a) de la CEI 60909-0 parce que les conditions de flux de puissance ne sont pas connues pour le réseau d'essai.

On prend comme hypothèse de départ pour le calcul du facteur de correction d'impédance K_{S1} pour le groupe de production S1 que l'alternateur fonctionne seulement dans la région surexcitée (figure 7 de la CEI 60909-1).

$$I_{bF5} = 34,77 \text{ kA} + 0,902 \times 0,67 \times 10,54 \text{ kA} = 41,1 \text{ kA}$$

at $t_{\min} = 0,02 \text{ s}$ with $\mu_{M20} = 0,84 + 0,26e^{-0,26 \times 5,5}$ and $q_{M20} = 0,67$ taking $p_{rm}/p = 0,05 \text{ MW}$ for the equivalent motor M20, (see 3.8.2 of IEC 60909-0).

Steady-state short-circuit current:

$$I_{kF5} = I_{kT20} + I_{kM20} \approx I''_{kT20M} = 34,77 \text{ kA}$$

because $I_{kM20} = 0$ (see table 3 of IEC 60909-0).

6 Test network for the calculation of short-circuit currents with digital programs in accordance with IEC 60909-0

6.1 General

The following test network with data of electrical equipment and results for the short-circuit currents in accordance with IEC 60909-0 shall offer the possibility to the designers and users of digital programs to check the results found with their program in comparison to the results given.

The results given in tables 12 and 13 should be reached, to declare a good correspondence between the calculated results and the given results. This is a necessary but not an overall sufficient condition for the program, because even if this test is fulfilled, other procedures within the program may lead to incorrect results. If there are deviations, they should be smaller than $\pm 0,02 \%$.

To avoid difficulties in the interpretation of the given data of the electrical equipment (rating plate data and additional data) in correspondence with the equations of IEC 60909-0, the additional table 11 is given with the impedances between the busbars of the test network in figure 16, in the positive-sequence and the zero-sequence systems referred to the 110 kV side.

Maximum three-phase short-circuit currents shall be calculated at the busbars ① to ③ with $c = c_{\max} = 1,1$ in accordance with table 1 of IEC 60909-0 and, in addition, maximum line-to-earth short-circuit currents at the busbars ② to ⑤ only. In any case, the short-circuit impedance is to be related to the voltage level where the short-circuit location is situated.

The complex impedance of network feeders at the connection point shall be calculated with

$$X_Q = \frac{1}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} Z_Q, \text{ if the ratio } R_Q/X_Q \text{ is given (see equation (5) of IEC 60909-0)}$$

because the approximation $X_Q \approx 0,995 Z_Q$ is offered only for the special case $R_Q/X_Q = 0,1$ (3.2 of IEC 60909-0). A similar procedure should be chosen for asynchronous motors if the ratio R_M/X_M is given (3.8.1 of IEC 60909-0).

Line capacitances are not taken into account because the earth fault factor is smaller than 1,4 (2.3.2 of IEC 60909-0).

K_T is calculated with equation (12a) of IEC 60909-0 because load flow conditions are not known for the test network.

It is anticipated for the calculation of the impedance correction factor K_{S1} for the power-station unit S1 that the generator is operated only in the overexcited region (figure 7 of IEC 60909-1).

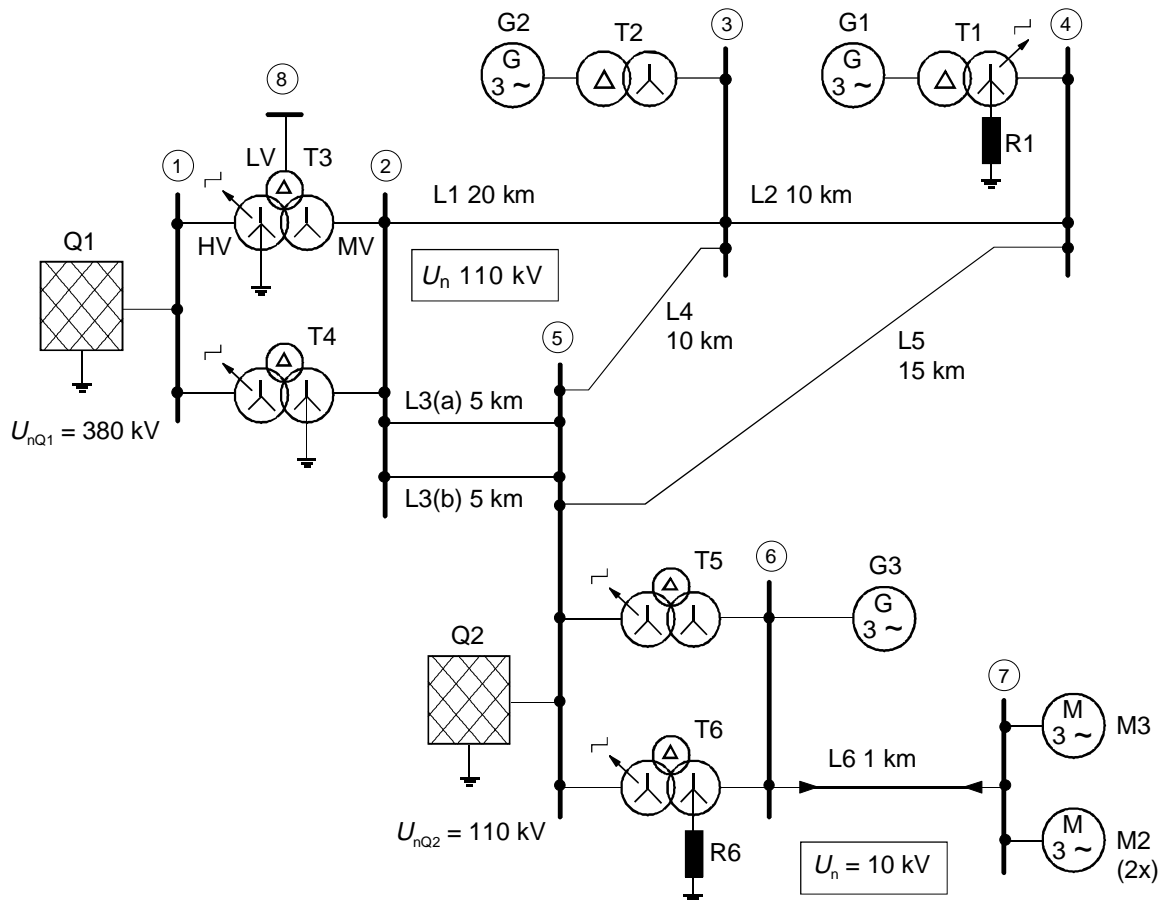
Dans le cas des valeurs négatives pour les réactances des transformateurs triphasés dans les systèmes direct ou inverse, il convient de ne pas les interpréter comme des capacités, en particulier dans le cas du calcul avec la méthode de la fréquence équivalente (4.3.1.2 c) de la CEI 60909-0). Le signe négatif peut apparaître pour la réactance équivalente (voir la figure 7b de la CEI 60909-0), de cet enroulement, qui se trouve entre les deux autres enroulements dans le cas d'un transformateur à trois enroulements (voir le tableau 3B, par exemple n° 6, de la CEI 60909-2).

Lorsqu'on utilise la méthode 20 Hz, respectivement 24 Hz, pour trouver le facteur κ dans les réseaux maillés, les facteurs de correction d'impédance K_G , K_S et K_T doivent être utilisés sous la forme donnée (CEI 60909-0).

6.2 Réseau d'essai à haute tension 380 kV/ 110 kV/30 kV/10 kV

6.2.1 Topologie et caractéristiques du réseau

La figure 16 donne la topologie du réseau d'essai triphasé en courant alternatif, 50 Hz, avec les jeux de barres ① à ⑧ et le matériel électrique. Les jeux de barres ① à ⑧ doivent être les points de court-circuit dans le cas des courts-circuits triphasés et les jeux de barres ② à ⑤ dans le cas des courts-circuits phase terre. Il y a trois points de mise à la terre dans la partie 110 kV du réseau: le transformateur T4, le groupe de production S1 (G1 + T1) et la ligne d'alimentation du réseau Q2.



IEC 974/2000

G1 + T1 = S1: Groupe de production avec changeur de prise en charge
 G2 + T2 = S2: Groupe de production sans changeur de prise en charge
 Réseau 10 kV avec mise à la terre de résonance, R6: Bobine de suppression d'arc
 Jeux de barres ①...⑧ et points de court-circuit

Figure 16 – Réseau d'essai haute tension à courant alternatif 380 kV/110 kV/ 30 kV/10 kV

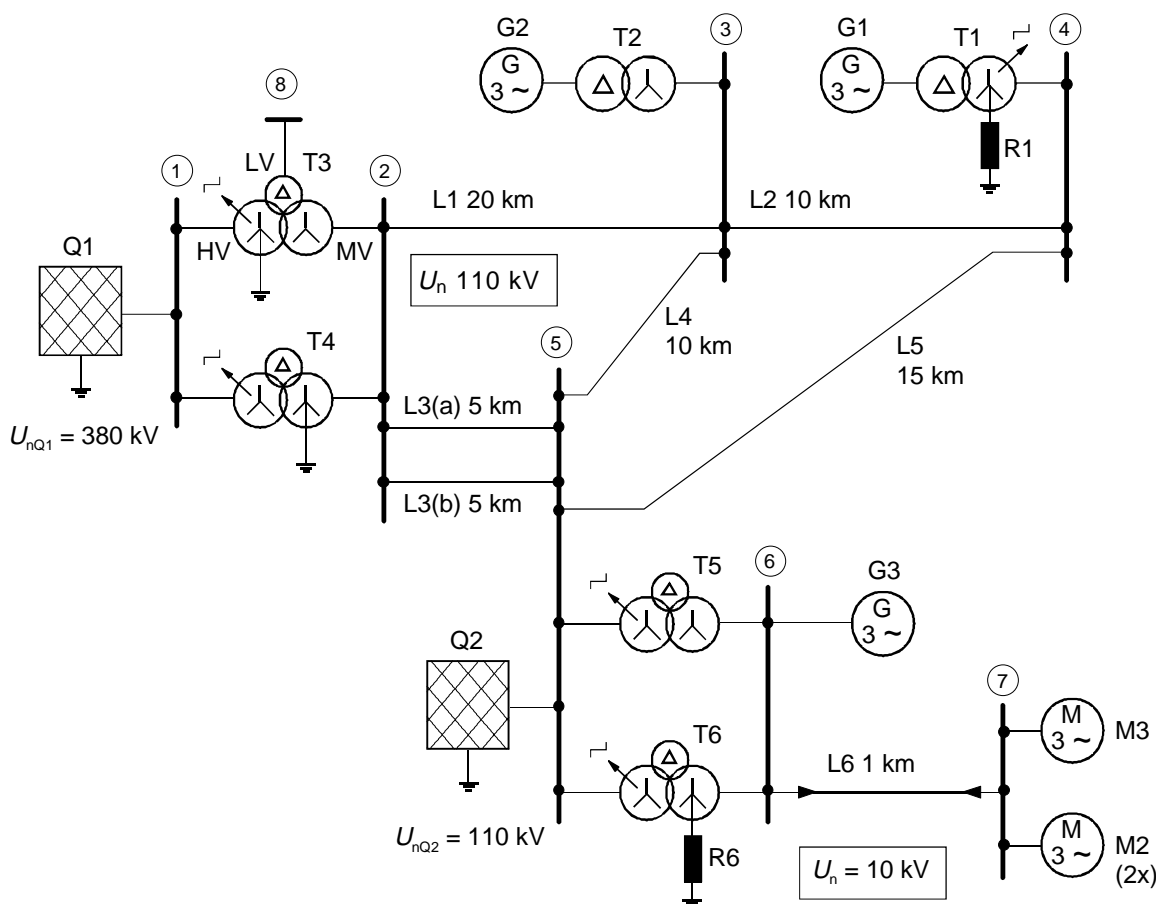
In the case of negative values for the reactances of three-winding transformers in the positive-sequence or the negative-sequence system, these should not be interpreted as capacitances, especially in the case of the calculation with the equivalent frequency method (4.3.1.2c) of IEC 60909-0). The negative sign may occur for the equivalent reactance (see figure 7b of IEC 60909-0) of the winding which is situated in between the other two windings in the case of a three-winding transformer (see table 3B of IEC 60909-2, for instance No. 6).

When using the 20 Hz or the 24 Hz method respectively to find the factor κ in meshed networks, the impedance correction factors K_G , K_S and K_T shall be used in the form given (IEC 60909-0).

6.2 High-voltage test network 380 kV/ 110 kV/30 kV/10 kV

6.2.1 Network topology and data

Figure 16 gives the topology of the three-phase a.c. test network, 50 Hz, with the busbars ① to ⑧ and the electrical equipment. The busbars ① to ⑧ shall be the short-circuit locations in the case of three-phase short circuits and the busbars ② to ⑤ in the case of line-to-earth short circuits. There are three earthing points in the 110 kV part of the network: transformer T4, power-station unit S1 (G1 + T1) and feeder Q2.



- G1 + T1 = S1: Power-station unit with on-load tap-changer
- G2 + T2 = S2: Power-station unit without on-load tap-changer
- 10 kV network with resonance earthing, R6: Arc-suppression coil
- ①...⑧ busbars and short-circuit locations

IEC 974/2000

Figure 16 – High-voltage a.c. test network 380 kV/110 kV/30 kV/10 kV

Caractéristiques du matériel électrique:

Lignes d'alimentation du réseau

Q1: $U_{nQ} = 380 \text{ kV}$; $I_{kQ\max}'' = 38 \text{ kA}$ ($c_{\max} = 1,1$); $R_Q/X_Q = 0,1$; $X_{(0)Q}/X_Q = 3$;
 $R_{(0)Q}/X_{(0)Q} = 0,15$.

Q2: $U_{nQ} = 110 \text{ kV}$; $I_{kQ\max}'' = 16 \text{ kA}$ ($c_{\max} = 1,1$); $R_Q/X_Q = 0,1$; $X_{(0)Q}/X_Q = 3,3$;
 $R_{(0)Q}/X_{(0)Q} = 0,2$.

Groupes de production

S1 $U_{rG} = 21 \text{ kV}$; $S_{rG} = 150 \text{ MVA}$; $x_d'' = 0,14 \text{ p.u.}$; $x_{dsat} = 1,8 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,85$; $R_G = 0,002 \Omega$ (fonctionne uniquement dans la région surexcitée)

$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$; $S_{rT} = 150 \text{ MVA}$; $u_{kr} = 16 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$; YNd5 avec changeur de prise en charge $p_T = \pm 12 \%$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$.

S2: $U_{rG} = 10,5 \text{ kV}$; $S_{rG} = 100 \text{ MVA}$; $p_G = \pm 7,5 \%$; $x_d'' = 0,16 \text{ p.u.}$; $x_{dsat} = 2,0 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,9$; $R_G = 0,005 \Omega$

$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 120 \text{ kV}/10,5 \text{ kV}$; $S_{rT} = 100 \text{ MVA}$; $u_{kr} = 12 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$; YNd5 sans changeur de prises ou prises à vide.

$X_{(0)T}/X_T = 1,0$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$.

Alternateur

G3: $U_{rG} = 10,5 \text{ kV}$; $S_{rG} = 10 \text{ MVA}$; $p_G = \pm 5\%$ (pour le calcul une valeur constante $U_G = U_{rG}$ est prise comme hypothèse); $x_d'' = 0,1 \text{ p.u.}$; $x_{dsat} = 1,8 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,8$; $R_G = 0,018 \Omega$

Transformateurs réseau

T3 = T4: Transformateurs réseau à trois enroulements YNyn,d5 avec changeur de prise en charge du côté haute tension, $p_T = \pm 16 \%$. Mise à la terre du neutre: T3 du côté haute tension, T4 du côté moyenne tension.

$U_{rTHV} = 400 \text{ kV}$; $U_{rTMV} = 120 \text{ kV}$; $U_{rTLV} = 30 \text{ kV}$;

$S_{rTHV} = 350 \text{ MVA}$; $S_{rTMV} = 350 \text{ MVA}$; $S_{rTLV} = 50 \text{ MVA}$;

$u_{krHVMV} = 21 \%$; $u_{krHVLV} = 10 \%$; $u_{krMVLV} = 7 \%$;

$u_{RrHVMV} = 0,26 \%$; $u_{RrHVLV} = 0,16 \%$; $u_{RrMVLV} = 0,16 \%$;

$X_{(0)TMV}/X_{TMVHV} = 2,1$; $R_{(0)TMV}/R_{TMVHV} = 1,0$ (voir 2.2).

T5 = T6: Transformateur réseau à trois enroulements YNyn,d5, traité ici comme un transformateur à deux enroulements, c'est-à-dire $u_{kr} = u_{krHVMV}$ (voir figure 16 et 2.2)

$U_{rTHV}/U_{rTMV} = 115 \text{ kV}/10,5 \text{ kV}$; $S_{rT} = 31,5 \text{ MVA}$; $u_{kr} = 12 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$.

Data of electrical equipment:**Network feeders**

Q1: $U_{nQ} = 380 \text{ kV}$; $I''_{kQ\max} = 38 \text{ kA}$ ($c_{\max} = 1,1$); $R_Q/X_Q = 0,1$; $X_{(0)Q}/X_Q = 3$;

$R_{(0)Q}/X_{(0)Q} = 0,15$.

Q2: $U_{nQ} = 110 \text{ kV}$; $I''_{kQ\max} = 16 \text{ kA}$ ($c_{\max} = 1,1$); $R_Q/X_Q = 0,1$; $X_{(0)Q}/X_Q = 3,3$;

$R_{(0)Q}/X_{(0)Q} = 0,2$.

Power-station units

S1: $U_{rG} = 21 \text{ kV}$; $S_{rG} = 150 \text{ MVA}$; $x''_d = 0,14 \text{ p.u.}$; $x_{\text{dsat}} = 1,8 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,85$; $R_G = 0,002 \Omega$ (operated only in the overexcited region)

$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$; $S_{rT} = 150 \text{ MVA}$; $u_{kr} = 16 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$; YNd5 with on-load tap-changer $p_T = \pm 12 \%$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$.

S2: $U_{rG} = 10,5 \text{ kV}$; $S_{rG} = 100 \text{ MVA}$; $p_G = \pm 7,5 \%$; $x''_d = 0,16 \text{ p.u.}$; $x_{\text{dsat}} = 2,0 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,9$; $R_G = 0,005 \Omega$

$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 120 \text{ kV}/10,5 \text{ kV}$; $S_{rT} = 100 \text{ MVA}$; $u_{kr} = 12 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$; YNd5 without tap-changer or off-load taps.

$X_{(0)T}/X_T = 1,0$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$.

Generator

G3: $U_{rG} = 10,5 \text{ kV}$; $S_{rG} = 10 \text{ MVA}$; $p_G = \pm 5\%$ (for the calculation a constant value $U_G = U_{rG}$ is assumed); $x''_d = 0,1 \text{ p.u.}$; $x_{\text{dsat}} = 1,8 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,8$; $R_G = 0,018 \Omega$

Network transformers

T3 = T4: Three-winding network transformers YNyn,d5 with on-load tap-changer at the high-voltage side, $p_T = \pm 16 \%$. Starpoint earthing: T3 at the high-voltage side, T4 at the medium-voltage side.

$U_{rTHV} = 400 \text{ kV}$; $U_{rTMV} = 120 \text{ kV}$; $U_{rTLV} = 30 \text{ kV}$;

$S_{rTHV} = 350 \text{ MVA}$; $S_{rTMV} = 350 \text{ MVA}$; $S_{rTLV} = 50 \text{ MVA}$;

$u_{krHVMV} = 21 \%$; $u_{krHVLV} = 10 \%$; $u_{krMVLV} = 7 \%$;

$u_{RrHVMV} = 0,26 \%$; $u_{RrHVLV} = 0,16 \%$; $u_{RrMVLV} = 0,16 \%$;

$X_{(0)TMV}/X_{TMVHV} = 2,1$; $R_{(0)TMV}/R_{TMVHV} = 1,0$ (see 2.2).

T5 = T6: Three-winding network transformer YNyn,d5, treated here as a two-winding transformer, i.e. $u_{kr} = u_{krHVMV}$ (see figure 16 and 2.2)

$U_{rTHV}/U_{rTMV} = 115 \text{ kV}/10,5 \text{ kV}$; $S_{rT} = 31,5 \text{ MVA}$; $u_{kr} = 12 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$.

Moteurs asynchrones

M1: $U_{rM} = 10 \text{ kV}$; $P_{rM} = 5 \text{ MW}$; $\cos\phi_{rM} = 0,88$; $\eta_{rM} = 97,5 \%$;
 $I_{LR}/I_{rM} = 5$; $p = 1$ (paire de pôles).

M2: Deux moteurs en parallèle avec $P_{rM} = 2 \text{ MW}$ chacun:
 $U_{rM} = 10 \text{ kV}$; $P_{rM} = 2 \text{ MW}$; $\cos\phi_{rM} = 0,89$; $\eta_{rM} = 96,8 \%$;
 $I_{LR}/I_{rM} = 5,2$; $p = 2$.

Réactances

R1: $X_{R1} = 22 \ \Omega$; $R_{R1} \ll X_{R1}$ (réactance de limitation de court-circuit);

R6: Bobine de suppression d'arc pour le réseau 10 kV avec mise à la terre neutre de résonance

Retard minimal

$t_{\min} = 0,1 \text{ s}$, pour le calcul de μ et q

Tableau 10 – Lignes aériennes et câbles

N°	ℓ	$\underline{Z}'_{(l)} = \underline{Z}'$	$\underline{Z}'_{(0)}$	Remarques
	km	Ω/km	Ω/km	
L1	20	0,12 + j 0,39	0,32 + j 1,26	Par circuit de ligne double
L2	10	0,12 + j 0,39	0,32 + j 1,26	
L3(a)	5	0,12 + j 0,39	0,52 + j 1,86	
L3(b)	5	0,12 + j 0,39	0,52 + j 1,86	
L4	10	0,096 + j 0,388	0,22 + j 1,10	
L5	15	0,12 + j 0,386	0,22 + j 1,10	
L6	1	0,082 + j 0,086	–	Câble 10 kV

6.2.2 Impédances de court-circuit des matériels électriques

Le tableau 11 donne les impédances de court-circuit des matériels électriques dans les systèmes direct et homopolaire calculées avec les caractéristiques données en 6.2.1 conformément à la CEI 60909-0 y compris les facteurs de correction d'impédance K_G , K_S et K_T . L'indice complémentaire t est utilisé pour les grandeurs qui sont rapportées au côté 110 kV (voir figure 16). Les facteurs de correction d'impédance pour les transformateurs à trois enroulements $T3 = T4$ sont calculés comme indiqué dans l'exemple en 2.2.

Asynchronous motors

M1: $U_{rM} = 10 \text{ kV}$; $P_{rM} = 5 \text{ MW}$; $\cos\phi_{rM} = 0,88$; $\eta_{rM} = 97,5 \%$;
 $I_{LR}/I_{rM} = 5$; $p = 1$ (pair of poles).

M2: Two parallel motors with $P_{rM} = 2 \text{ MW}$ each:
 $U_{rM} = 10 \text{ kV}$; $P_{rM} = 2 \text{ MW}$; $\cos\phi_{rM} = 0,89$; $\eta_{rM} = 96,8 \%$;
 $I_{LR}/I_{rM} = 5,2$; $p = 2$.

Reactors

R1: $X_{R1} = 22 \ \Omega$; $R_{R1} \ll X_{R1}$ (short-circuit limiting reactor);

R6: Arc-suppression coil for the 10 kV network with resonance neutral earthing

Minimum time delay

$t_{\min} = 0,1 \text{ s}$, for the calculation of μ and q

Table 10 – Overhead lines and cables

No.	ℓ	$\underline{Z}'_{(l)} = \underline{Z}'$	$\underline{Z}'_{(0)}$	Remarks
	km	Ω/km	Ω/km	
L1	20	$0,12 + j 0,39$	$0,32 + j 1,26$	Per circuit of the double line
L2	10	$0,12 + j 0,39$	$0,32 + j 1,26$	
L3(a)	5	$0,12 + j 0,39$	$0,52 + j 1,86$	
L3(b)	5	$0,12 + j 0,39$	$0,52 + j 1,86$	
L4	10	$0,096 + j 0,388$	$0,22 + j 1,10$	
L5	15	$0,12 + j 0,386$	$0,22 + j 1,10$	
L6	1	$0,082 + j 0,086$	–	10 kV cable

6.2.2 Short-circuit impedances of electrical equipment

Table 11 gives the short-circuit impedances of the electrical equipment in the positive-sequence and the zero-sequence systems calculated with the data given in 6.2.1 in accordance with IEC 60909-0 including the impedance correction factors K_G , K_S and K_T . The additional index t is used for those quantities which are referred to the 110 kV side (see figure 16). The impedance correction factors for the three-winding transformers $T3 = T4$ are calculated as given in the example of 2.2.

Tableau 11 – Impédances (corrigées si nécessaire) des matériels électriques (voir figure 16) rapportées au côté 110 kV. $Z_{(2)} = Z_{(1)} = Z$

Matériel	Système direct Z Ω	Système homopolaire $Z_{(0)}$ Ω	Remarques
Q1	$Z_{Q1} = 0,631933 + j 6,319335$	-	
Q1t	$Z_{Q1t} = 0,056874 + j 0,568740$	-	
Q2	$Z_{Q2} = 0,434454 + j 4,344543$	$Z_{(0)Q2} = 2,867398 + j 14,336991$	
T3=T4	$Z_{T3AMV} = 0,045714 + j 8,096989$ ¹⁾ $Z_{T3BMV} = 0,053563 - j 0,079062$ ¹⁾ $Z_{T3CMV} = 0,408568 + j 20,292035$ ¹⁾	$Z_{(0)T4MV} = 0,107281 + j 18,195035$ ³⁾	$K_{TAB} = 0,928072$ ²⁾ $K_{TAC} = 0,985856$ ²⁾ $K_{TBC} = 1,002890$ ²⁾
T5=T6	$Z_{T5MV} = 2,046454 + j 49,072241$	-	$K_T = 0,974870$
S1	$Z_{S1} = 0,498795 + j 26,336676$	$Z_{(0)T1} = 0,439059 + j 13,340874$ ⁴⁾	$K_S = 0,995975$
S2	$Z_{S2} = 1,203944 + j 35,340713$	-	$K_S = 0,876832$
G3	$Z_{G3} = 0,017790 + j 1,089623$	-	$K_G = 0,988320$
G3t	$Z_{G3t} = 2,133964 + j 130,705301$	-	
M1	$Z_{M1} = 0,341497 + j 3,414968$	-	
M1t	$Z_{M1t} = 40,964124 + j 409,641243$ ⁵⁾	-	
M2 (2)	$Z_{M2} = 0,412137 + j 4,121368$	-	Deux moteurs
M2t (2)	$Z_{M2t} = 49,437719 + j 494,377190$ ⁵⁾	-	2 MT en parallèle
L1	$Z_{L1} = 2,4 + j 7,8$	$Z_{(0)L1} = 6,4 + j 25,2$	
L2	$Z_{L2} = 1,2 + j 3,9$	$Z_{(0)L2} = 3,2 + j 12,6$	
L3 (DL)	$Z_{L3} = 0,3 + j 0,975$	$Z_{(0)L3} = 1,3 + j 4,65$	Ligne double
L4	$Z_{L4} = 0,96 + j 3,88$	$Z_{(0)L4} = 2,2 + j 11,0$	
L5	$Z_{L5} = 1,8 + j 5,79$	$Z_{(0)L5} = 3,3 + j 16,5$	
L6	$Z_{L6} = 0,082 + j 0,086$	-	Câble
L6t	$Z_{L6t} = 9,836281 + j 10,316100$	-	
R1	-	$Z_{(0)R1} = 0,0 + j 66,0$	$Z_{(0)R1} = 3Z_{R1}$
¹⁾ Impédances équivalentes rapportées au côté MT (indice MT) et corrigées (figure 7 de la CEI 60909-0) ²⁾ Calcul des facteurs de correction, voir 2.2 (3.3.3 de la CEI 60909-0) ³⁾ Corrigé avec K_{TBC} , voir 2.2 (3.3.3 de la CEI 60909-0) ⁴⁾ Corrigé avec $K_S = 0,995975$ ⁵⁾ Z_{M1t} parallèle à Z_{M2t} : $(22,401898 + j 224,018979) \Omega$			
Les résultats sont donnés ici uniquement sous forme de nombres à six chiffres après la virgule. Le dernier chiffre est arrondi.			

Table 11 – Impedances (corrected if necessary) of the electrical equipment (see figure 16) referred to the 110 kV side. $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}$

Equipment	Positive-sequence system \underline{Z} Ω	Zero-sequence system $\underline{Z}_{(0)}$ Ω	Remarks
Q1	$\underline{Z}_{Q1} = 0,631933 + j 6,319335$	–	
Q1t	$\underline{Z}_{Q1t} = 0,056874 + j 0,568740$	–	
Q2	$\underline{Z}_{Q2} = 0,434454 + j 4,344543$	$\underline{Z}_{(0)Q2} = 2,867398 + j 14,336991$	
T3=T4	$\underline{Z}_{T3AMV} = 0,045714 + j 8,096989$ ¹⁾ $\underline{Z}_{T3BMV} = 0,053563 - j 0,079062$ ¹⁾ $\underline{Z}_{T3CMV} = 0,408568 + j 20,292035$ ¹⁾	$\underline{Z}_{(0)T4MV} = 0,107281 + j 18,195035$ ³⁾	$K_{TAB} = 0,928072$ ²⁾ $K_{TAC} = 0,985856$ ²⁾ $K_{TBC} = 1,002890$ ²⁾
T5=T6	$\underline{Z}_{T5MV} = 2,046454 + j 49,072241$	–	$K_T = 0,974870$
S1	$\underline{Z}_{S1} = 0,498795 + j 26,336676$	$\underline{Z}_{(0)T1} = 0,439059 + j 13,340874$ ⁴⁾	$K_S = 0,995975$
S2	$\underline{Z}_{S2} = 1,203944 + j 35,340713$	–	$K_S = 0,876832$
G3	$\underline{Z}_{G3} = 0,017790 + j 1,089623$	–	$K_G = 0,988320$
G3t	$\underline{Z}_{G3t} = 2,133964 + j 130,705301$	–	
M1	$\underline{Z}_{M1} = 0,341497 + j 3,414968$	–	
M1t	$\underline{Z}_{M1t} = 40,964124 + j 409,641243$ ⁵⁾	–	
M2 (2)	$\underline{Z}_{M2} = 0,412137 + j 4,121368$	–	Two parallel
M2t (2)	$\underline{Z}_{M2t} = 49,437719 + j 494,377190$ ⁵⁾	–	motors 2 MW
L1	$\underline{Z}_{L1} = 2,4 + j 7,8$	$\underline{Z}_{(0)L1} = 6,4 + j 25,2$	
L2	$\underline{Z}_{L2} = 1,2 + j 3,9$	$\underline{Z}_{(0)L2} = 3,2 + j 12,6$	
L3 (DL)	$\underline{Z}_{L3} = 0,3 + j 0,975$	$\underline{Z}_{(0)L3} = 1,3 + j 4,65$	Double line
L4	$\underline{Z}_{L4} = 0,96 + j 3,88$	$\underline{Z}_{(0)L4} = 2,2 + j 11,0$	
L5	$\underline{Z}_{L5} = 1,8 + j 5,79$	$\underline{Z}_{(0)L5} = 3,3 + j 16,5$	
L6	$\underline{Z}_{L6} = 0,082 + j 0,086$	–	Cable
L6t	$\underline{Z}_{L6t} = 9,836281 + j 10,316100$	–	
R1	–	$\underline{Z}_{(0)R1} = 0,0 + j 66,0$	$\underline{Z}_{(0)R1} = 3\underline{Z}_{R1}$
¹⁾ Equivalent impedances referred to the MV-side (Index MV) and corrected (figure 7 of IEC 60909-0) ²⁾ Calculation of correction factors, see 2.2. (3.3.3 of IEC 60909-0) ³⁾ Corrected with K_{TBC} , see 2.2 (3.3.3 of IEC 60909-0) ⁴⁾ Corrected with $K_S = 0,995975$ ⁵⁾ \underline{Z}_{M1t} parallel to \underline{Z}_{M2t} : $(22,401898 + j 224,018979) \Omega$			
The results are given in six-figure numbers after the decimal comma. The last number is a rounded one.			

6.3 Résultats

Les résultats donnés dans les tableaux 12 et 13 pour les courants de court-circuit calculés conformément à la CEI 60909-0 sont fondés sur les caractéristiques données en 2.2. Ils sont donnés sous la forme de nombres comportant quatre chiffres après la virgule, excepté dans le cas de I_b et I_k où ils sont donnés sous la forme de nombres à trois chiffres après la virgule. Le dernier chiffre est arrondi.

Lorsqu'un programme informatique est essayé en utilisant le réseau d'essai, il convient que les résultats soient les mêmes que ceux donnés aux tableaux 12 et 13; dans le cas où i_p dépend de la méthode utilisée pour obtenir le facteur κ . S'il y a des écarts, il convient qu'ils soient inférieurs à $\pm 0,02\%$, comme déjà indiqué en 6.1.

6.3.1 Courants de court-circuit triphasés

Le tableau 12 donne les courants de court-circuit I''_{k1} , i_p , I_b et I_k en cas de courts-circuits triphasés au niveau des jeux de barres ① à ⑧ (points de court-circuit F).

Table 12 – Résultats I''_{k1} , i_p , I_b et I_k

F	U_n kV	I''_{k1} ¹⁾ kA	$i_p(50)$ ²⁾ kA	$i_p(20)$ ³⁾ kA	I_b ⁴⁾ kA	I_k ⁵⁾ kA
①	380	40,6447	100,5766	100,5677	40,645 ⁶⁾	40,635
②	110	31,7831	80,8249	80,6079	31,570	31,663
③	110	19,6730	45,8249	45,8111	19,388	19,623
④	110	16,2277	36,8041	36,8427	16,017	16,196
⑤	110	33,1894	83,6266	83,4033	32,795	32,997
⑥	10	37,5629	99,1910	98,1434	34,028	34,356
⑦	10	25,5895	51,3864	51,6899	23,212	22,276
⑧	30	13,5778	36,9201	36,9227	13,578 ⁶⁾	13,573

¹⁾ $c = c_{max} = 1,1$;

²⁾ $\kappa = f(R_k/X_k)$ sans le facteur 1,15 (voir 4.3.1.2b) et tableau 11 de la CEI 60909-0) en prenant en compte que le câble L6 est connecté en série aux moteurs asynchrones formant une branche commune et que la ligne aérienne a un rapport $R/X \approx 0,3$. Dans le cas d'un court-circuit en 7, L6 est une branche et c'est pourquoi il faut utiliser le facteur 1,15. Prendre $i_p(50)$ multiplié par 1,15.

³⁾ κ calculé avec la méthode 20 Hz (4.3.1.2 c) de la CEI 60909-0).

⁴⁾ I_b calculé avec l'équation (75) de la CEI 60909-0 et $t_{min} = 0,1$ s.

⁵⁾ $I_k = I''_{kM}$ (4.6.3 de la CEI 60909-0).

⁶⁾ Court-circuit éloigné de l'alternateur et du moteur $I_b = I''_k$ (4.5.1 de la CEI 60909-0).

⁷⁾ Court-circuit éloigné du moteur $\mu_{Mj} = 1 \Leftrightarrow 1 - \mu_{Mj}q_{Mj} = 0$ (4.5.2.3 de la CEI 60909-0).

6.3 Results

The results given in tables 12 and 13 for the short-circuit currents calculated in accordance with IEC 60909-0 are based on the data given in 2.2. They are given in four-figure numbers after the decimal comma, except in the case of I_b and I_k where there are only three figures after the decimal comma. The last number is a rounded one.

When a digital program is tested using this test network, the results should be the same as given in tables 12 and 13 ; in case of i_p depending on the method used to find the factor κ . If there are deviations, they should be smaller than $\pm 0,02$ %, as already mentioned in 6.1.

6.3.1 Three-phase short-circuit currents

Table 12 gives the short-circuit currents I_k'' , i_p , I_b and I_k in the case of three-phase short circuits at the busbars ① to ⑧ (short-circuit locations F).

Table 12 – Results I_k'' , i_p , I_b and I_k

F	U_n kV	I_{k1}'' ¹⁾ kA	$i_p(50)$ ²⁾ kA	$i_p(20)$ ³⁾ kA	I_b ⁴⁾ kA	I_k ⁵⁾ kA
①	380	40,6447	100,5766	100,5677	40,645 ⁶⁾	40,635
②	110	31,7831	80,8249	80,6079	31,570	31,663
③	110	19,6730	45,8249	45,8111	19,388	19,623
④	110	16,2277	36,8041	36,8427	16,017	16,196
⑤	110	33,1894	83,6266	83,4033	32,795	32,997
⑥	10	37,5629	99,1910	98,1434	34,028	34,356
⑦	10	25,5895	51,3864	51,6899	23,212	22,276
⑧	30	13,5778	36,9201	36,9227	13,578 ⁶⁾	13,573

1) $c = c_{\max} = 1,1$;
2) $\kappa = f(R_k/X_k)$ without the factor 1,15 (see 4.3.1.2 b) and table 11 of IEC 60909-0), taking into account that the cable L6 is connected in series with the asynchronous motors and forms a common branch and that the overhead lines have a ratio of $R/X \approx 0,3$. In the case of a short circuit in 7, L6 is a branch and therefore the factor 1,15 must be used. Take $i_p(50)$ multiplied by 1,15.
3) κ calculated with the 20 Hz method (4.3.1.2 c) of IEC 60909-0).
4) I_b calculated with equation (75) of IEC 60909-0 and $t_{\min} = 0,1$ s.
5) $I_k = I_{kM}''$ (4.6.3 of IEC 60909-0)
6) Far-from-generator and far-from-motor short circuit $I_b = I_k''$ (4.5.1 of IEC 60909-0)
7) Far-from-motor short circuit $\mu_{Mj} = 1 \nabla 1 - \mu_{Mj} q_{Mj} = 0$ (4.5.2.3 of IEC 60909-0)

6.3.2 Courants de court-circuit phase terre

Le tableau 13 donne les courants de court-circuit I_{k1}'' et i_{p1} en cas de courts-circuits phase terre au niveau des jeux de barres ② à ⑤. Le courant de court-circuit de crête i_p avec $\kappa_{(1)}$ est calculé avec $\kappa_{(1)}$ obtenu à partir des impédances directes au point de court-circuit F en utilisant la méthode 20 Hz. Le courant de court-circuit de crête i_p avec $\kappa_{(012)}$ est obtenu avec $\kappa_{(012)} = (R_{(0)} + R_{(1)} + R_{(2)}) / (X_{(0)} + X_{(1)} + X_{(2)})$ aux points de court-circuit en utilisant la méthode 20 Hz.

Table 13 – Résultats I_{k1}'' et i_{p1}

F	U_n kV	I_{k1}'' ¹⁾ kA	i_p avec $\kappa_{(1)}$ ²⁾ kA	i_p avec $\kappa_{(012)}$ ³⁾ kA	$X_{(0)}/X_{(1)}$ ⁴⁾ –
②	110	15,9722	40,5086	39,9641	3,961
③	110	10,4106	24,2424	24,2635	3,666
④	110	9,0498	20,5463	21,0415	3,394
⑤	110	17,0452	42,8337	41,4303	3,823

1) $I_{k1}'' = I_{b1} = I_{k1}$ (voir 4.5.2.4 et 4.6.4 de la CEI 60909-0), $c = c_{max} = 1,1$.

2) $i_{p1} = \kappa_{(1)} \sqrt{2} I_{k1}''$ avec $\kappa_{(1)}$ obtenu avec la méthode 20 Hz pour les impédances du système direct au point de court-circuit (voir 4.3.1.2 c), méthode c) de la CEI 60909-0).

3) $\kappa_{(012)}$ est calculé avec la méthode 20 Hz en prenant en compte les impédances homopolaire, directe et inverse en série au point de court-circuit.

4) Pour informations uniquement: $X_{(0)}/X_{(1)} \approx 3,4...4,0 \rightarrow I_{k1}''/I_k'' \approx 0,56...0,5$, facteur de défaut à la terre $\leq 1,4$.

6.3.2 Line-to-earth short-circuit currents

Table 13 gives the short-circuit currents I_{k1}'' and i_{p1} in case of line-to-earth short circuits at the busbars ② to ⑤. The peak short-circuit current i_p with $\kappa_{(1)}$ is calculated with $\kappa_{(1)}$ found from the positive-sequence impedances at the short-circuit locations F using the 20 Hz method. The peak short-circuit current i_p with $\kappa_{(012)}$ is found with $\kappa_{(012)} = (R_{(0)} + R_{(1)} + R_{(2)})/(X_{(0)} + X_{(1)} + X_{(2)})$ at the short-circuit locations using the 20 Hz method.

Table 13 – Results I_k'' and i_{p1}

F	U_n kV	I_{k1}'' ¹⁾ kA	i_p with $\kappa_{(1)}$ ²⁾ kA	i_p with $\kappa_{(012)}$ ³⁾ kA	$X_{(0)}/X_{(1)}$ ⁴⁾ –
②	110	15,9722	40,5086	39,9641	3,961
③	110	10,4106	24,2424	24,2635	3,666
④	110	9,0498	20,5463	21,0415	3,394
⑤	110	17,0452	42,8337	41,4303	3,823

1) $I_{k1}'' = I_{b1} = I_{k1}$ (see 4.5.2.4 and 4.6.4 of IEC 60909-0), $c = c_{\max} = 1,1$.

2) $i_{p1} = \kappa_{(1)} \sqrt{2} I_{k1}''$ with $\kappa_{(1)}$ found with the 20 Hz method for the impedances of the positive-sequence system at the short-circuit location (see 4.3.1.2c), method (c) of IEC 60909-0).

3) $\kappa_{(012)}$ is calculated with the 20 Hz method taking into account the zero-sequence, the positive-sequence and the negative-sequence impedances in series at the short-circuit location.

4) For information only: $X_{(0)}/X_{(1)} \approx 3,4...4,0 \rightarrow I_{k1}''/I_k'' \approx 0,56...0,5$, earth fault factor $\leq 1,4$.

Document provided by IHS Licensee=Qatar Petroleum/5943408001, 12/08/2004



Standards Survey

The IEC would like to offer you the best quality standards possible. To make sure that we continue to meet your needs, your feedback is essential. Would you please take a minute to answer the questions overleaf and fax them to us at +41 22 919 03 00 or mail them to the address below. Thank you!

Customer Service Centre (CSC)

International Electrotechnical Commission

3, rue de Varembé
1211 Genève 20
Switzerland

or

Fax to: **IEC/CSC** at +41 22 919 03 00

Thank you for your contribution to the standards-making process.

A Prioritaire

Nicht frankieren
Ne pas affranchir



Non affrancare
No stamp required

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Customer Service Centre (CSC)
International Electrotechnical Commission
3, rue de Varembé
1211 GENEVA 20
Switzerland



Q1 Please report on **ONE STANDARD** and **ONE STANDARD ONLY**. Enter the exact number of the standard: (e.g. 60601-1-1)

.....

Q2 Please tell us in what capacity(ies) you bought the standard (tick all that apply). I am the/a:

- purchasing agent
- librarian
- researcher
- design engineer
- safety engineer
- testing engineer
- marketing specialist
- other.....

Q3 I work for/in/as a: (tick all that apply)

- manufacturing
- consultant
- government
- test/certification facility
- public utility
- education
- military
- other.....

Q4 This standard will be used for: (tick all that apply)

- general reference
- product research
- product design/development
- specifications
- tenders
- quality assessment
- certification
- technical documentation
- thesis
- manufacturing
- other.....

Q5 This standard meets my needs: (tick one)

- not at all
- nearly
- fairly well
- exactly

Q6 If you ticked NOT AT ALL in Question 5 the reason is: (tick all that apply)

- standard is out of date
- standard is incomplete
- standard is too academic
- standard is too superficial
- title is misleading
- I made the wrong choice
- other

Q7 Please assess the standard in the following categories, using the numbers:

- (1) unacceptable,
- (2) below average,
- (3) average,
- (4) above average,
- (5) exceptional,
- (6) not applicable

- timeliness.....
- quality of writing.....
- technical contents.....
- logic of arrangement of contents
- tables, charts, graphs, figures.....
- other

Q8 I read/use the: (tick one)

- French text only
- English text only
- both English and French texts

Q9 Please share any comment on any aspect of the IEC that you would like us to know:

.....





Enquête sur les normes

La CEI ambitionne de vous offrir les meilleures normes possibles. Pour nous assurer que nous continuons à répondre à votre attente, nous avons besoin de quelques renseignements de votre part. Nous vous demandons simplement de consacrer un instant pour répondre au questionnaire ci-après et de nous le retourner par fax au +41 22 919 03 00 ou par courrier à l'adresse ci-dessous. Merci !

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale

3, rue de Varembé

1211 Genève 20

Suisse

ou

Télécopie: **CEI/CSC** +41 22 919 03 00

Nous vous remercions de la contribution que vous voudrez bien apporter ainsi à la Normalisation Internationale.

A Prioritaire

Nicht frankieren
Ne pas affranchir



Non affrancare
No stamp required

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale

3, rue de Varembé

1211 GENÈVE 20

Suisse



Q1 Veuillez ne mentionner qu'**UNE SEULE NORME** et indiquer son numéro exact: (ex. 60601-1-1)

.....

Q2 En tant qu'acheteur de cette norme, quelle est votre fonction? (cochez tout ce qui convient)
Je suis le/un:

- agent d'un service d'achat
- bibliothécaire
- chercheur
- ingénieur concepteur
- ingénieur sécurité
- ingénieur d'essais
- spécialiste en marketing
- autre(s).....

Q3 Je travaille: (cochez tout ce qui convient)

- dans l'industrie
- comme consultant
- pour un gouvernement
- pour un organisme d'essais/ certification
- dans un service public
- dans l'enseignement
- comme militaire
- autre(s).....

Q4 Cette norme sera utilisée pour/comme (cochez tout ce qui convient)

- ouvrage de référence
- une recherche de produit
- une étude/développement de produit
- des spécifications
- des soumissions
- une évaluation de la qualité
- une certification
- une documentation technique
- une thèse
- la fabrication
- autre(s).....

Q5 Cette norme répond-elle à vos besoins: (une seule réponse)

- pas du tout
- à peu près
- assez bien
- parfaitement

Q6 Si vous avez répondu PAS DU TOUT à Q5, c'est pour la/les raison(s) suivantes: (cochez tout ce qui convient)

- la norme a besoin d'être révisée
- la norme est incomplète
- la norme est trop théorique
- la norme est trop superficielle
- le titre est équivoque
- je n'ai pas fait le bon choix
- autre(s)

Q7 Veuillez évaluer chacun des critères ci-dessous en utilisant les chiffres (1) inacceptable, (2) au-dessous de la moyenne, (3) moyen, (4) au-dessus de la moyenne, (5) exceptionnel, (6) sans objet

- publication en temps opportun
- qualité de la rédaction.....
- contenu technique
- disposition logique du contenu
- tableaux, diagrammes, graphiques, figures
- autre(s)

Q8 Je lis/utilise: (une seule réponse)

- uniquement le texte français
- uniquement le texte anglais
- les textes anglais et français

Q9 Veuillez nous faire part de vos observations éventuelles sur la CEI:

.....



.....

ISBN 2-8318-5314-1



9 782831 853147

ICS 17.220.01; 29.240.20

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND