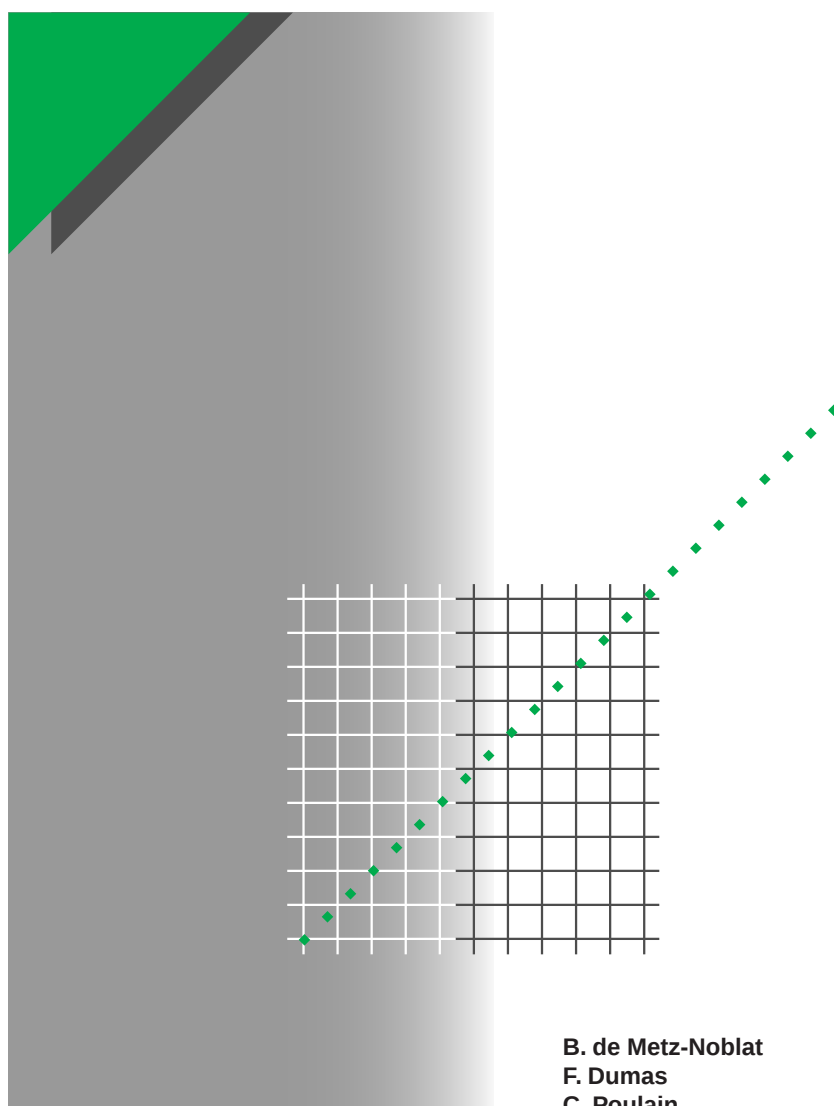


Cahier technique n° 158

Calcul des courants de court-circuit



B. de Metz-Noblat
F. Dumas
C. Poulain

Les Cahiers Techniques constituent une collection d'une centaine de titres édités à l'intention des ingénieurs et techniciens qui recherchent une information plus approfondie, complémentaire à celle des guides, catalogues et notices techniques.

Les Cahiers Techniques apportent des connaissances sur les nouvelles techniques et technologies électrotechniques et électroniques. Ils permettent également de mieux comprendre les phénomènes rencontrés dans les installations, les systèmes et les équipements.

Chaque Cahier Technique traite en profondeur un thème précis dans les domaines des réseaux électriques, protections, contrôle-commande et des automatismes industriels.

Les derniers ouvrages parus peuvent être téléchargés sur Internet à partir du site Schneider Electric.

Code : <http://www.schneider-electric.com>

Rubrique : **Presse**

Pour obtenir un Cahier Technique ou la liste des titres disponibles contactez votre agent Schneider Electric.

La collection des Cahiers Techniques s'insère dans la « Collection Technique » de Schneider Electric.

Avertissement

L'auteur dégage toute responsabilité consécutive à l'utilisation incorrecte des informations et schémas reproduits dans le présent ouvrage, et ne saurait être tenu responsable ni d'éventuelles erreurs ou omissions, ni de conséquences liées à la mise en œuvre des informations et schémas contenus dans cet ouvrage.

La reproduction de tout ou partie d'un Cahier Technique est autorisée avec la mention obligatoire :

« Extrait du Cahier Technique Schneider Electric n° (à préciser) ».

n° 158

Calcul des courants de court-circuit



Benoît de METZ-NOBLAT

Ingénieur ESE, il a travaillé dans le Groupe Saint-Gobain puis est entré chez Merlin Gerin en 1986. Il est maintenant dans le groupe de compétences « Réseaux Electriques » où sont réalisés des calculs et des études sur les phénomènes électriques concernant le fonctionnement des réseaux et leur interaction avec les matériels et équipements.



Frédéric DUMAS

Docteur Ingénieur de l'Université de Technologie de Compiègne (UTC) en 1993. Entré chez Schneider Electric en 1993, il a d'abord été en charge du développement d'outils de calcul de réseaux électriques dans la Direction Scientifique et Technique. A partir de 1998, il a été responsable d'une équipe de recherche sur les réseaux électriques industriels et de distribution. Il est, depuis 2003, chef de projet, en charge du développement technique d'offres de Services sur la distribution électrique.



Christophe POULAIN

Ingénieur ENI de Brest, ingénieur de section spéciale ENSEEIHT de Toulouse et Docteur de l'Université Pierre et Marie Curie (Paris 6). Entré chez Schneider Electric en 1992 comme ingénieur de recherche, il travaille depuis 2003 dans le groupe de compétences « Réseaux Electriques » au sein de l'entité d'affaires « Projects and Engineering Center ».

Lexique

Abréviations

PdC	pouvoir de coupure.
TGBT	tableau général basse tension.

Symboles

α	angle d'enclenchement (apparition du défaut par rapport au zéro de tension).
c	facteur de tension.
$\cos \varphi$	facteur de puissance (en l'absence d'harmoniques).
e	force électromotrice instantanée.
E	force électromotrice (valeur efficace).
φ	angle de déphasage (courant par rapport à la tension).
i	courant instantané.
i_{CA}	composante alternative sinusoïdale du courant instantané.
i_{CC}	composante continue du courant instantané.
i_p	valeur maximale du courant (première crête du courant de défaut).
I	intensité (valeur efficace).
I_b	courant de court-circuit coupé (CEI 60909).
I_{cc}	courant de court-circuit permanent (I_{cc3} = triphasé, I_{cc2} = biphasé, ...).
I_k	courant de court-circuit permanent (CEI 60909).
I_k''	courant de court-circuit symétrique initial (CEI 60909).
I_r	courant assigné de l'alternateur.
I_s	courant de service.
λ	facteur dépendant de l'inductance de saturation d'un alternateur.
k	constante de correction (NF C 15-105)
K	facteur de correction des impédances (CEI 60909)
κ	facteur relatif au calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit
R_a	résistance équivalente du réseau amont.
R_L	résistance linéique des lignes.

S	section des conducteurs.	
Sc	puissance de court-circuit.	
Sn	puissance apparente du transformateur.	
t _{min}	temps mort minimal d'établissement du court-circuit, souvent égal au temps de retard d'un disjoncteur.	
u	tension instantanée.	
u _{cc}	tension de court-circuit d'un transformateur, exprimée en %.	
U	tension composée du réseau hors charge.	
Un	tension nominale en charge du réseau.	
x	réactance en % des machines tournantes.	
Xa	réactance équivalente du réseau amont.	
X _L	réactance linéique des lignes.	
X _{subt}	réactance subtransitoire de l'alternateur.	
Za	impédance équivalente du réseau amont.	
Zcc	impédance amont du réseau sur défaut triphasé.	
Z _d ou Z ₍₁₎	impédance directe	d'un réseau ou d'un élément.
Z _i ou Z ₍₂₎	impédance inverse	
Z _o ou Z ₍₀₎	impédance homopolaire	
Z _L	impédance de liaison.	
Indices		
G	générateur.	
k ou k3	court-circuit triphasé.	
k1	court-circuit monophasé, phase-neutre ou phase-terre.	
k2	court-circuit biphasé.	
k2E / kE2E	court-circuit biphasé à la terre.	
S	groupe avec changeur de prise en charge.	
SO	groupe sans changeur de prise en charge.	
T	transformateur.	

Calcul des courants de court-circuit

Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections des personnes et des biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

Ce Cahier Technique fait le point sur les méthodes de calcul des courants de court-circuit prévues par les normes UTE C 15-105 et CEI 60909. Il traite du cas des circuits radiaux et maillés, BT - Basse Tension - et HT - Haute Tension -.

L'objectif poursuivi est de bien faire connaître les méthodes de calcul pour déterminer en toute connaissance de cause les courants de court-circuit, même en cas d'utilisation de moyens informatiques.

Sommaire

1 Introduction	p. 4
1.1 Les principaux défauts de court-circuit	p. 5
1.2 Etablissement de l'intensité de court-circuit	p. 7
1.3 Normes et calculs des Icc	p. 10
1.4 Les méthodes présentées dans ce Cahier Technique	p. 11
1.5 Les hypothèses de base	p. 11
2 Calcul des Icc par la méthode des impédances	p. 12
2.1 Icc selon les différents types de court-circuit	p. 13
2.2 Détermination des diverses impédances de court-circuit	p. 18
2.3 Relations entre les impédances des différents étages de tension d'une installation	p. 19
2.4 Exemple de calcul	p. 23
3 Calcul des Icc dans les réseaux radiaux à l'aide des composantes symétriques	p. 23
3.1 Intérêt de cette méthode	p. 23
3.2 Rappel sur les composantes symétriques	p. 24
3.3 Calcul selon la norme CEI 60909	p. 27
3.4 Equations des différents courants	p. 28
3.5 Exemple de calcul de courants de court-circuit	p. 32
4 Conclusion	p. 32
Bibliographie	p. 32

1 Introduction

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

L'organigramme de la **figure 1** montre l'approche qui conduit aux différents courants de court-circuit et les paramètres qui en résultent pour les différents dispositifs de protection d'une installation ca. Pour choisir et régler convenablement les protections, on utilise les courbes du courant en

fonction du temps (cf **fig 2, 3 et 4**). Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- le courant maximal de court-circuit qui détermine :
 - le pouvoir de coupure -PdC- des disjoncteurs,
 - le pouvoir de fermeture des appareils,
 - la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection. Il doit être calculé avec une bonne précision (marge de sécurité).

- le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de

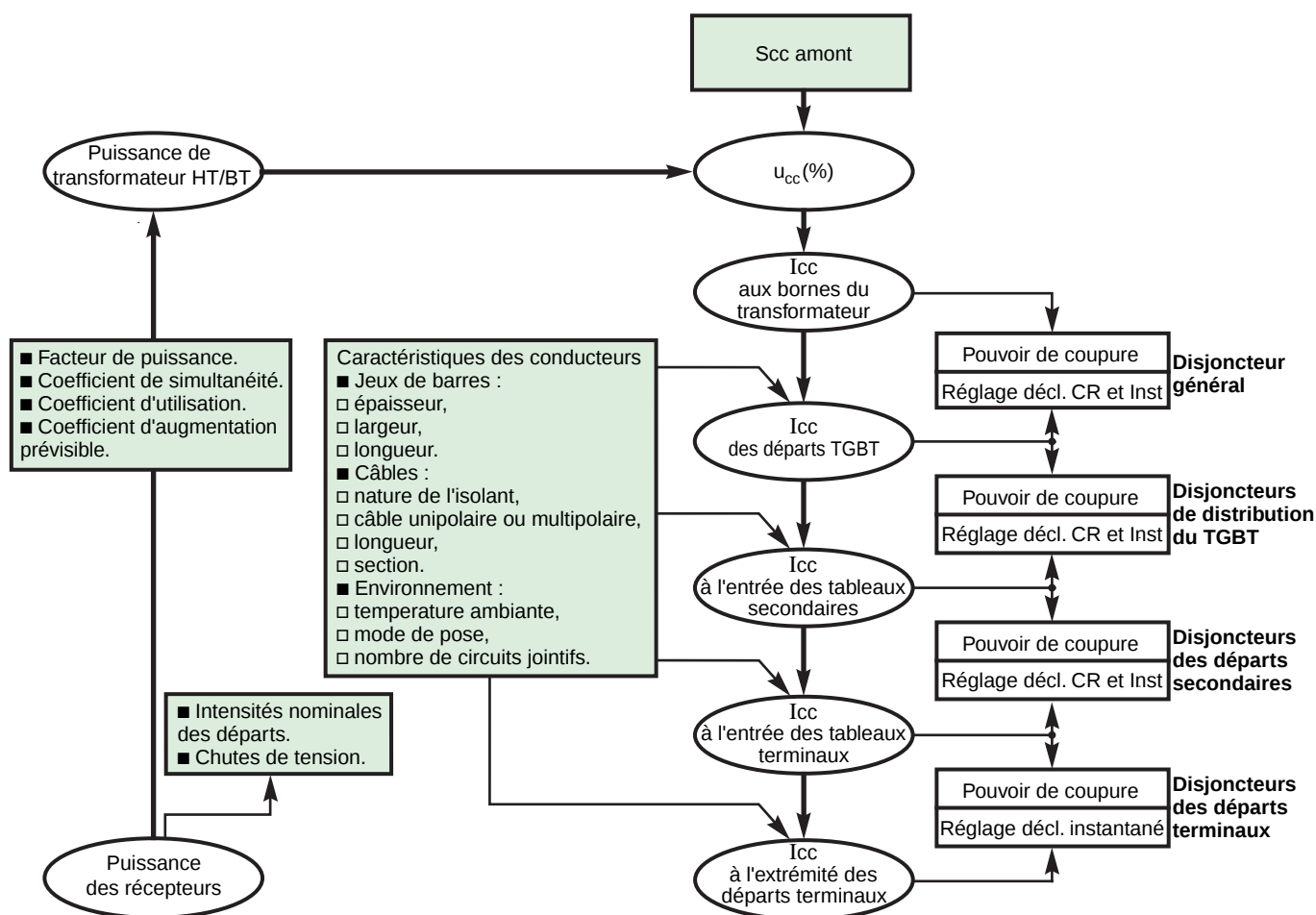


Fig. 1 : procédure de calcul d' I_{cc} pour la conception d'une installation électrique basse tension (CR = court retard ; Inst = instantané).

déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :

- la longueur des câbles est importante et/ou que la source est relativement impédante (générateurs-onduleurs) ;
- la protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

Pour mémoire, le courant de court-circuit minimal correspond à un défaut de court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut biphasé et dans les conditions d'exploitation les moins sévères (défaut à l'extrémité d'un départ et non pas juste derrière la protection, un seul transformateur en service alors que deux sont couplables...).

Rappelons que dans tous les cas, quel que soit le courant de court-circuit (du minimal au maximal), la protection doit éliminer le court-circuit dans un temps (t_c) compatible avec la contrainte thermique que peut supporter le câble protégé :

$$\int i^2 \cdot dt \leq k^2 \cdot S^2 \text{ (cf. fig. 2, 3, 4)}$$

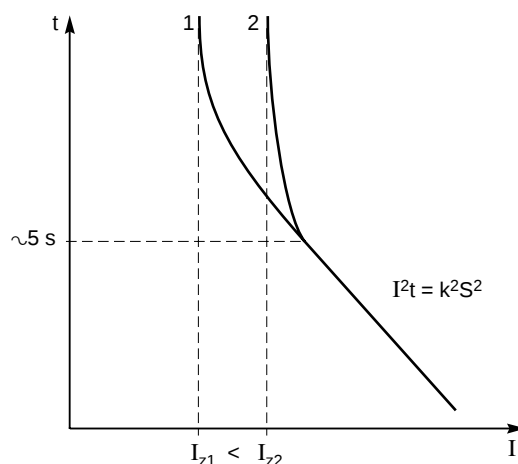


Fig. 2 : caractéristiques I^2t d'un conducteur en fonction de la température ambiante (1 et 2 représentent la valeur efficace du courant dans le conducteur à des températures différentes θ_1 et θ_2 , avec $\theta_1 > \theta_2$; I_z étant la limite du courant admissible en régime permanent).

où S est la section des conducteurs, et k une constante calculée à partir de différents facteurs de correction fonction du mode de pose, de circuits contigus, nature du sol...

Pour plus de détails pratiques il est conseillé de consulter le guide de la norme NF C 15-105 ou le Guide de l'installation électrique réalisé par Schneider Electric (cf. bibliographie).

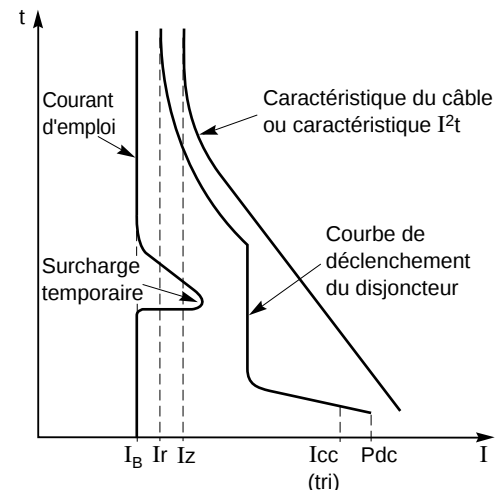


Fig. 3 : protection d'un circuit par disjoncteur.

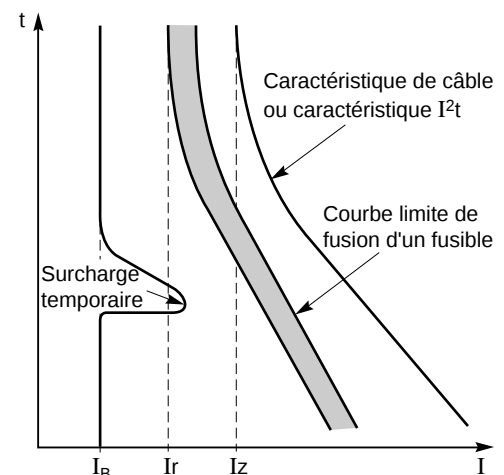


Fig. 4 : protection d'un circuit par fusible aM.

1.1 Les principaux défauts de court-circuit

Dans les installations électriques différents courts-circuits peuvent se produire.

Caractéristiques des courts-circuits

Ils sont principalement caractérisés par :

- leurs durées : auto-extincteur, fugitif ou permanent ;

■ leurs origines :

- mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux),
- surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique,

□ ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive ;

■ leurs localisations : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- monophasés : 80 % des cas ;
- biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;
- triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

Ces différents courants de court-circuit sont présentés sur la **figure 5**.

Conséquences des défauts de court-circuit

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
- détérioration des isolants,

- fusion des conducteurs,
- incendie et danger pour les personnes ;

■ pour le circuit défectueux :

- les efforts électrodynamiques, avec :
 - déformation des JdB (jeux de barres),
 - arrachement des câbles ;

■ suréchauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;

■ pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :

■ les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes,

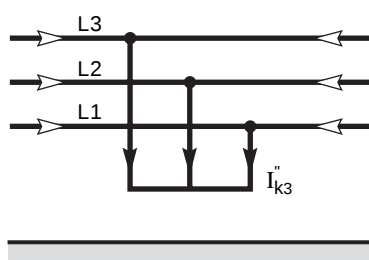
■ la mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections,

■ l'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines,

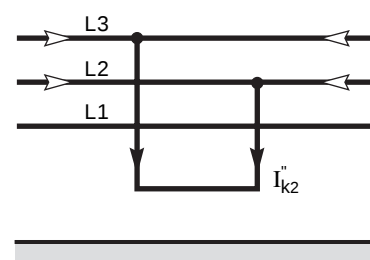
■ les perturbations dans les circuits de contrôle commande,

■ etc.

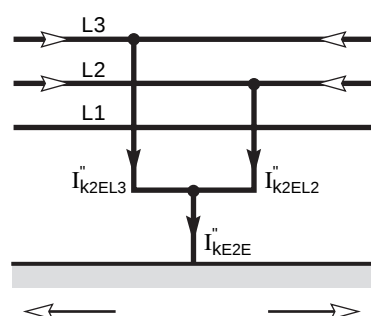
a) court-circuit triphasé



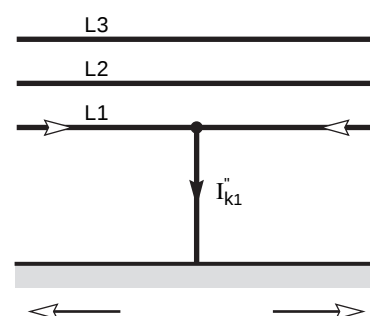
b) court-circuit biphasé, isolé



c) court-circuit biphasé - terre



d) court-circuit phase-terre



← courant de court-circuit,
 ← courants de court-circuit partiels dans les conducteurs et la terre.

Fig. 5 : les différents courts-circuits et leurs courants. Le sens des flèches figurant les courants est arbitraire (cf. CEI 60909).

1.2 Etablissement de l'intensité de court-circuit

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Z_{cc} représentant toutes les impédances situées en amont de l'interrupteur, et une impédance de charge Z_s (cf. **fig. 6**).

Dans la réalité, l'impédance de la source est composée de tout ce qui est en amont du court-circuit avec des réseaux de tensions différentes (HT, BT) et des canalisations en série qui ont des sections et des longueurs différentes.

Sur le schéma de la **figure 6**, l'interrupteur étant fermé, hors défaut l'intensité I_s du courant de service circule dans le réseau.

Un défaut d'impédance négligeable apparaissant entre les points A et B donne naissance à une intensité de court-circuit très élevée I_{cc} , limitée uniquement par l'impédance Z_{cc} . L'intensité I_{cc} s'établit suivant un régime transitoire en fonction des réactances X et des résistances R composant l'impédance Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

En distribution de puissance, la réactance $X = L \omega$ est généralement bien plus élevée que la résistance R , et le rapport R / X se situe

entre 0,10 et 0,3. Il est pratiquement égal pour ces faibles valeurs au $\cos \varphi$ (en court-circuit) soit :

$$\cos \varphi = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

Cependant, le régime transitoire d'établissement du courant de court-circuit diffère suivant l'éloignement du point de défaut par rapport aux alternateurs. Cet éloignement n'implique pas nécessairement une distance géographique, mais sous-entend que les impédances des alternateurs sont inférieures aux impédances de liaison entre ces derniers et le point de défaut.

Défaut éloigné des alternateurs

C'est le cas le plus fréquent. Le régime transitoire est alors celui résultant de l'application à un circuit self-résistance d'une tension :

$$e = E\sqrt{2} \cdot \sin(\omega t + \alpha)$$

L'intensité i est alors la somme des deux composantes : $i = i_{CA} + i_{CC}$.

■ L'une (i_{CA}) est alternative et sinusoïdale

$$i_{CA} = I\sqrt{2} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi)$$

$$\text{où } I = \frac{E}{Z_{cc}},$$

α = angle électrique qui caractérise le décalage entre l'instant initial du défaut et l'origine de l'onde de tension.

■ L'autre (i_{CC}) est une composante continue

$i_{CC} = -I\sqrt{2} \cdot \sin(\alpha - \varphi) \cdot e^{-\frac{R}{L}t}$. Sa valeur initiale dépend de α , et son amortissement est d'autant plus rapide que R / L est élevé.

A l'instant initial du court-circuit, i est nulle par définition (l'intensité de service I_s étant négligée), d'où :

$$i = i_{CA} + i_{CC} = 0$$

La **figure 7** montre la construction graphique de i par l'addition algébrique des ordonnées de ses 2 composantes i_{CA} et i_{CC}

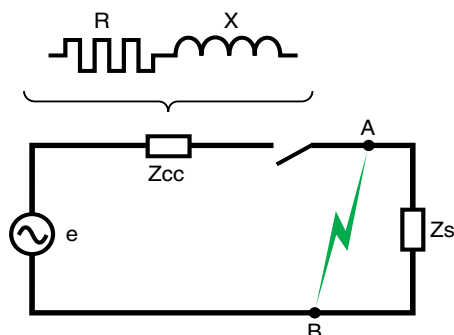


Fig. 6 : schéma simplifié d'un réseau.

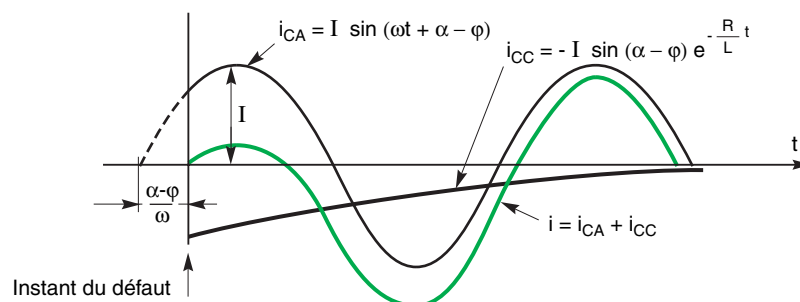
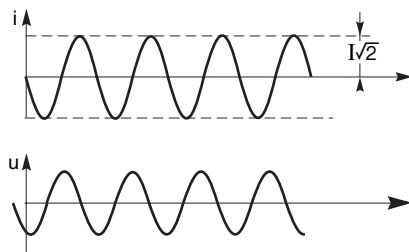
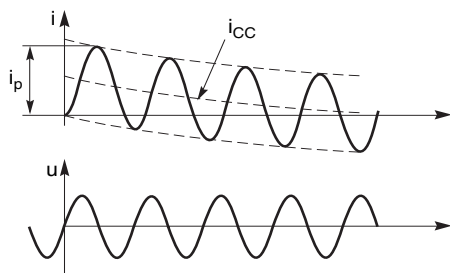


Fig. 7 : présentation graphique et décomposition du courant d'un court-circuit s'établissant en un point éloigné d'un alternateur.

a) symétrique



b) asymétrique



L'instant de l'apparition du défaut ou de fermeture par rapport à la valeur de la tension réseau étant caractérisé par son angle d'enclenchement α (apparition du défaut), la tension peut s'écrire : $u = E\sqrt{2} \cdot \sin(\omega t + \alpha)$. L'évolution du courant est alors de la forme :

$$i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

avec ses deux composantes, l'une alternative et déphasée de φ par rapport à la tension, et l'autre continue tendant vers 0 pour t tendant vers l'infini. D'où les deux cas extrêmes définis par :

■ $\alpha = \varphi \approx \pi / 2$, dit « régime symétrique » (cf. **fig. a**)

Le courant de défaut est de la forme : $i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} \sin \omega t$ qui, dès son début, a la même allure qu'en régime établi avec une valeur crête E / Z .

■ $\alpha = 0$, dit « régime asymétrique » (cf. **fig. b**)

Le courant de défaut est de la forme :

$$i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} \left[\sin(\omega t - \varphi) + \sin \varphi \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Ainsi sa première valeur crête i_p est fonction de φ et donc du rapport $R / X \approx \cos \varphi$ du circuit.

Fig. 8 : rappel et présentation graphique des deux cas extrêmes d'un courant de court-circuit, symétrique et asymétrique.

La **figure 8** illustre les deux cas extrêmes possibles d'établissement d'un I_{cc} , qui pour une facilité de compréhension sont présentés avec une tension alternative monophasée.

Le facteur $e^{-\frac{R}{L}t}$ est d'autant plus élevé que l'amortissement de la composante continue est faible, comme le rapport R / L ou R / X . Il est donc nécessaire de calculer i_p pour déterminer le pouvoir de fermeture des disjoncteurs à installer, mais aussi pour définir les contraintes électrodynamiques que devra supporter l'ensemble de l'installation. Sa valeur se déduit de la valeur efficace du courant de court-circuit symétrique I_a par la relation :

$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_a$, le coefficient κ étant obtenu par la courbe de la **figure 9** en fonction du rapport R / X , calculé par l'expression suivante :

$$\kappa = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{3R}{X}}$$

Défaut à proximité des alternateurs

Lorsque le défaut se produit à proximité immédiate de l'alternateur alimentant le circuit concerné, la variation de l'impédance alors prépondérante de l'alternateur provoque un amortissement du courant de court-circuit. En effet, dans ce cas, le régime transitoire d'établissement du courant se trouve modifié par

la variation de la f.e.m. (force électromotrice) résultant du court-circuit. Pour simplifier, on considère la f.e.m. constante, mais la réactance interne de la machine comme variable ; cette réactance évolue suivant les 3 stades :

■ **subtransitoire** intervenant pendant les 10 à 20 premières millisecondes du défaut ;

■ **transitoire** pouvant se prolonger jusqu'à 500 millisecondes ;

■ puis... **permanent** ou réactance synchrone.

Notons que dans l'ordre indiqué, cette réactance prend à chaque stade une valeur plus élevée :

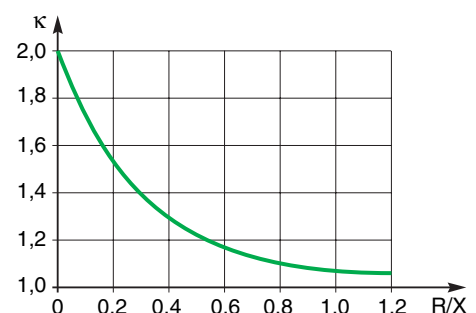


Fig. 9 : variation du facteur κ en fonction de R / X (cf. CEI 60909).

la réactance subtransitoire est inférieure à la réactance transitoire elle-même inférieure à la réactance synchrone. Cette intervention successive des trois réactances entraîne une diminution progressive de l'intensité de court-circuit, intensité qui est donc la somme de quatre composantes (cf. **fig. 10**) :

■ les trois composantes alternatives (subtransitoire, transitoire et permanente) ;
 ■ la composante continue qui résulte de l'établissement du courant dans le circuit (selfique).
 Ce courant de court-circuit $i(t)$ est maximal pour un angle d'enclenchement correspondant au passage par zéro de la tension à l'instant du défaut. Il est

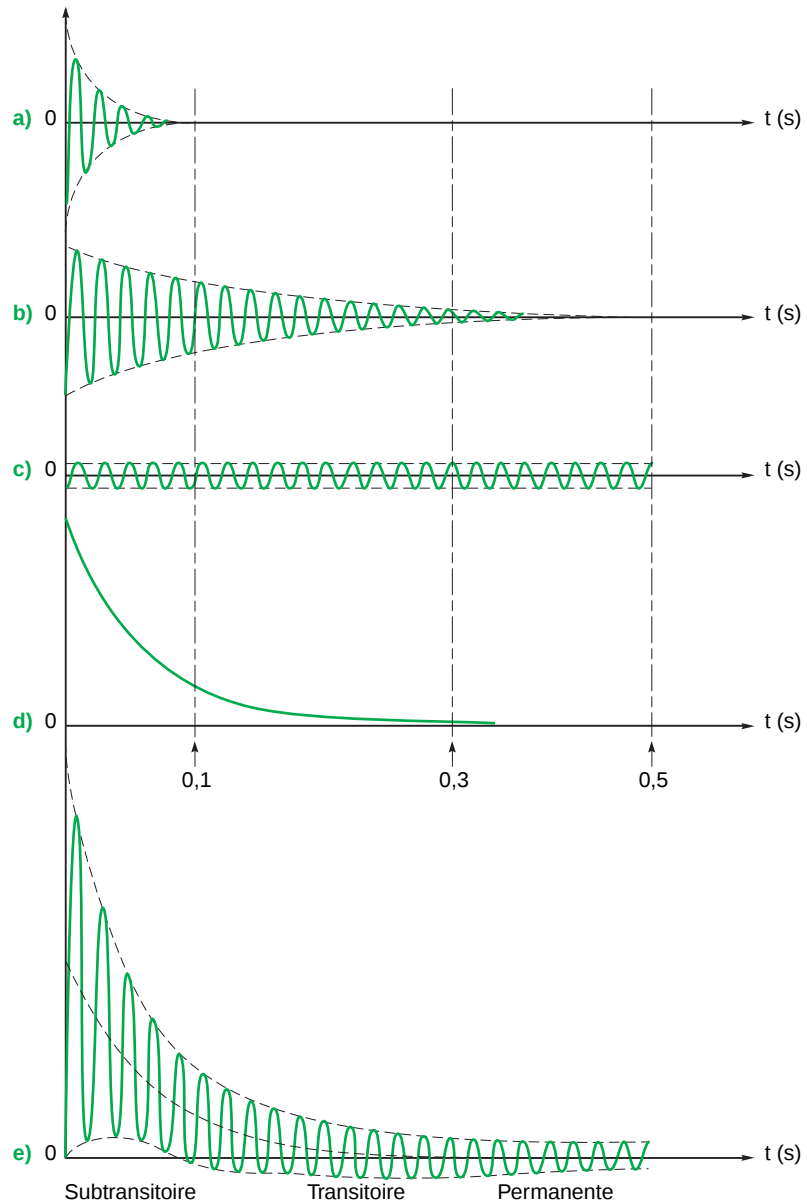


Fig. 10 : forme du courant total de court-circuit i_{cc} , courbe **(e)**, avec la contribution de :

a) la réactance subtransitoire $= X''_d$

b) la réactance transitoire $= X'_d$

c) la réactance synchrone $= X_d$

d) la composante continue.

Il y a lieu de noter la décroissance de la réactance de l'alternateur plus rapide que celle de la composante continue. Ce cas rare peut poser des problèmes de coupure et de saturation des circuits magnétiques car le courant ne passe pas au zéro avant plusieurs périodes.

alors donné par l'expression suivante :

$$i(t) = E\sqrt{2} \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-t/T_d''} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T_d'} + \frac{1}{X_d} \right] \cos \omega t - \frac{E\sqrt{2}}{X_d} e^{-t/T_a}$$

Avec :

E : tension simple efficace aux bornes de l'alternateur

X_d'' : réactance subtransitoire

X_d' : réactance transitoire

X_d : réactance synchrone (permanente)

T_d'' : constante de temps subtransitoire

T_d' : constante de temps transitoire

T_a : constante de temps aperiodique

En pratique, la connaissance de l'évolution du courant de court-circuit en fonction du temps n'est pas toujours indispensable :

■ en BT, par suite de la rapidité des appareils de coupure, la connaissance du courant de court-circuit subtransitoire, noté I_k'' , et de l'amplitude maximale de crête asymétrique i_p suffit pour la détermination du PdC des appareils de protection et des efforts électrodynamiques.

■ en revanche, en distribution BT de puissance et en HT, le courant de court-circuit transitoire est souvent utilisé si la coupure se produit avant d'arriver au courant de court-circuit permanent.

Il est alors intéressant d'introduire le courant de court-circuit coupé, noté I_b , qui détermine le PdC des disjoncteurs retardés. I_b est la valeur du courant de court-circuit à l'instant de la coupure effective, et donc après un temps t suivant l'établissement du court-circuit, avec $t = t_{\min}$. Le temps $t_{\min}$ [temps mort minimal] est la somme du retard (temporisation) minimal de fonctionnement d'un relais de protection et du temps d'ouverture le plus court du disjoncteur qui lui est associé. Il s'agit du temps le plus court s'écoulant entre l'apparition du courant de court-circuit et la première séparation des contacts d'un pôle de l'appareil de manœuvre. La **figure 11** présente les différents courants de court-circuit ainsi définis.

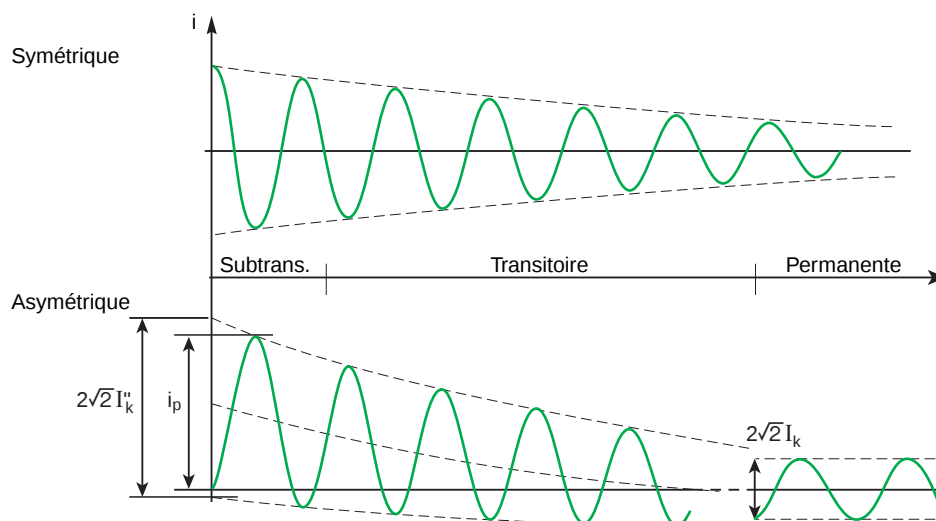


Fig. 11 : les courants d'un court-circuit proche d'un alternateur (tracé schématique).

1.3 Normes et calculs des Icc

Plusieurs méthodes sont proposées par les normes.

■ Le guide pratique C 15-105, qui complète la NF C 15-100 (installations BT alimentées en courant alternatif), présente les trois méthodes suivantes :

□ celle des « impédances », qui permet de calculer les courants de défaut en tout point d'une installation avec une bonne précision. Elle consiste à totaliser séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source,

jusqu'au point considéré ; puis à calculer l'impédance correspondante. L'Icc est enfin obtenu par l'application de la loi d'Ohm :

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \sum(Z)}$$

Toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défaut doivent être connues (sources et canalisations) ;

□ celle « de composition » utilisable quand les caractéristiques de l'alimentation ne sont pas connues. L'impédance amont du circuit

considéré est calculée à partir de l'estimation du courant de court-circuit à son origine.

Le $\cos \varphi \approx R / X$ est considéré comme identique à l'origine du circuit comme au point du défaut. En d'autres termes cela consiste à admettre que les impédances élémentaires de deux tronçons successifs de l'installation possèdent des arguments suffisamment voisins pour justifier le remplacement des additions vectorielles par des additions algébriques des impédances. Cette approximation permet d'obtenir la valeur du module des courants de court-circuit, avec une précision suffisante pour ajouter un circuit.

□ celle dite « conventionnelle » qui permet sans connaître les impédances ou les I_{cc} de la partie d'installation en amont du circuit considéré, de calculer les courants de court-circuit minima et les courants de défaut à l'extrémité d'une canalisation. Elle est basée sur l'hypothèse que la tension à l'origine du circuit est égale à 80 % de la tension nominale de l'installation pendant la durée du court-circuit ou du défaut.

L'influence de la réactance des conducteurs est négligée pour les sections inférieures à 150 mm².

Il est tenu compte de l'influence des réactances des conducteurs pour les fortes sections en augmentant la résistance de 15 % pour la section de 150 mm², 20 % pour la section de 185 mm², 25 % pour 240 mm², et 30 % pour 300 mm².

Cette méthode est essentiellement utilisée pour les circuits terminaux dont l'origine est suffisamment éloignée de la source d'alimentation. Elle n'est pas applicable dans les installations alimentées par un alternateur.

■ La norme CEI 60909 (VDE 0102) s'applique à tous les réseaux, radiaux et maillés, jusqu'à 550 kV.

Basée sur le théorème de Thevenin, elle consiste à calculer une source de tension équivalente au point de court-circuit pour ensuite déterminer le courant en ce même point. Toutes les alimentations du réseau et les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances (directe, inverse et homopolaire). Avec cette méthode, toutes les capacités de ligne et les admittances en parallèle des charges non tournantes, sauf celles du système homopolaire, sont négligées.

1.4 Les méthodes présentées dans ce Cahier Technique

Dans ce Cahier Technique deux méthodes sont particulièrement étudiées pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux radiaux :

■ l'une dont l'usage est surtout réservé aux réseaux BT, il s'agit de la méthode des impédances. Elle a été retenue pour la précision qu'elle permet d'obtenir, et pour son aspect

didactique puisqu'elle nécessite la prise en compte de la quasi-totalité des caractéristiques du circuit concerné.

■ l'autre, surtout utilisée en HT, est celle de la CEI 60909, retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique elle exploite le principe des composantes symétriques.

1.5 Les hypothèses de base

Pour ces calculs de courants de court-circuit, des hypothèses précisant le domaine de validité des formules données sont nécessaires. Souvent simplificatrices et accompagnées d'approximations justifiées, ces hypothèses rendent plus aisée la compréhension des phénomènes physiques et ainsi le calcul des courants de court-circuit, tout en gardant une précision acceptable et par excès.

Les hypothèses retenues dans ce document sont :

■ le réseau considéré est radial et sa tension nominale va de la BT à la HT (ne dépassant pas 550 kV, limite donnée par la norme CEI 60909) ;

■ le courant de court-circuit, lors d'un court-circuit triphasé est supposé s'établir simultanément sur les trois phases ;

■ pendant la durée du court-circuit, le nombre de phases concernées n'est pas modifié : un défaut

triphase reste triphasé, de même un défaut phase-terre reste phase-terre ;

■ pendant toute la durée du court-circuit, les tensions qui ont provoqué la circulation du courant et l'impédance de court-circuit ne changent pas de façon significative ;

■ les régleurs ou changeurs de prises des transformateurs sont supposés être en position principale (dans le cas d'un court-circuit éloigné des alternateurs, on peut ignorer les positions réelles des changeurs de prises des transformateurs) ;

■ les résistances d'arc ne sont pas prises en compte ;

■ toutes les capacités de ligne sont négligées ;

■ les courants de charge sont négligés ;

■ toutes les impédances homopolaires sont prises en compte.

2 Calcul des Icc par la méthode des impédances

2.1 Icc selon les différents types de court-circuit

Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

$$I_{cc3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge. Par exemple, dans les réseaux 390 V, la tension composée adoptée est $U = 410$ V, avec comme tension simple $U / \sqrt{3} = 237$ V.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par l'Icc du générateur jusqu'au point de défaut

- de la source et des lignes - (cf. **fig. 12**). C'est en fait l'impédance «directe» par phase :

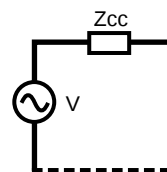
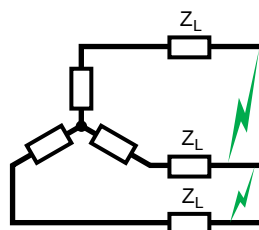
$$Z_{cc} = \sqrt{\left(\sum R\right)^2 + \left(\sum X\right)^2} \text{ avec}$$

$\sum R$ = somme des résistances en série,

$\sum X$ = somme des réactances en série.

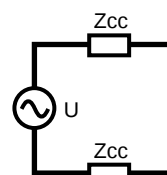
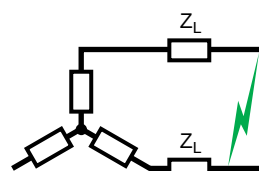
Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau. Le calcul d' I_{cc3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

Défaut triphasé



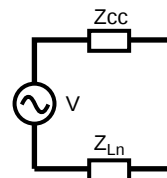
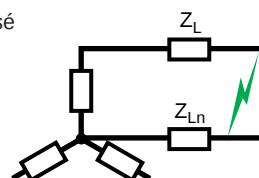
$$I_{cc3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

Défaut biphasé



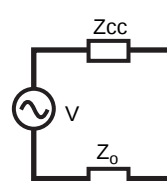
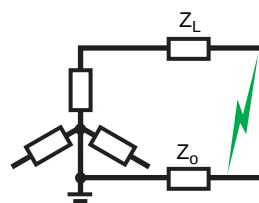
$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}}$$

Défaut monophasé



$$I_{cc1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Défaut terre



$$I_{cc0} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_0}$$

Fig. 12 : les différents courants de court-circuit.

Court-circuit biphase isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U. L'intensité I_{cc2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3} \approx 0,86 I_{cc3}$$

Dans le cas d'un défaut proche des machines tournantes, les impédances de celles-ci sont telles que I_{cc2} est proche de I_{cc3} .

Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple

$$V = U / \sqrt{3}$$

L'intensité I_{cc1} débitée est alors :

$$I_{cc1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{cc} (par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zig zag ou d'un alternateur en régime subtransitoire). L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.

Court-circuit à la terre (monophasé ou biphase)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_0 .

Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité I_{cc0} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé.

Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT).

Tableau récapitulatif des différents courants de court-circuit (cf. [fig. 12](#)).

2.2 Détermination des diverses impédances de court-circuit

Le principe de cette méthode consiste à déterminer les courants de court-circuit à partir de l'impédance que représente le « circuit » parcouru par le courant de court-circuit. Cette impédance se calcule après avoir totalisé séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source d'alimentation du circuit, jusqu'au point considéré.

(Les numéros (X) permettent, à partir de l'exemple placé en fin de chapitre, de retrouver les explications données dans le texte.)

Impédances du réseau

■ Impédance du réseau amont

Dans la plupart des calculs, on ne remonte pas au-delà du point de livraison de l'énergie. La connaissance du réseau amont se limite alors généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir uniquement la puissance de court-circuit S_{cc} (en MVA).

L'impédance équivalente du réseau amont est :

$$(1) Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

U est la tension composée du réseau non chargé.

La résistance et la réactance amont se déduisent à partir de R_a / Z_a en HT par :

$R_a / Z_a \approx 0,3$ en 6 kV,

$R_a / Z_a \approx 0,2$ en 20 kV,

$R_a / Z_a \approx 0,1$ en 150 kV.

$$\text{Or, } X_a = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}, \text{ d'où}$$

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2}$$

(2) Pour 20 kV, on a donc

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - (0,2)^2} = 0,980$$

$$X_a = 0,980 Z_a$$

d'où l'approximation $X_a \approx Z_a$.

■ Impédance interne du transformateur

L'impédance se calcule à partir de la tension de court-circuit u_{cc} exprimée en % :

$$(3) Z_T = \frac{u_{cc}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} \text{ avec}$$

U = tension composée à vide du transformateur,
 S_n = puissance apparente du transformateur.

$U \cdot \frac{u_{cc}}{100}$ = tension qu'il faut appliquer au primaire

du transformateur pour que le secondaire soit parcouru par l'intensité nominale I_n , les bornes secondaires BT étant court-circuitées.

Pour les transformateurs HTA / BT de distribution publique des valeurs de u_{cc} sont fixées (cf. [fig. 13](#)) par EDF (HN52 S20) et publiées au niveau européen (HD 428.1S1).

A ce sujet il faut noter que la précision de ces valeurs influe immédiatement sur le calcul de l' I_{cc} puisque une erreur de x % sur u_{cc} induit une erreur du même ordre (x %) sur Z_T .

Puissance du transformateur HTA/BT(en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tension de court-circuit u_{cc} (en %)	4	4,5	5	5,5	6	7

Fig. 13 : tension de court-circuit u_{cc} normalisée pour les transformateurs HTA / BT de distribution publique.

④ En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de $0,2 X_T$, et l'impédance interne des transformateurs peut être assimilée à la réactance X_T . Cependant pour les petites puissances le calcul de Z_T est nécessaire car le rapport R_T / X_T est plus élevé. Cette résistance se calcule alors à partir des pertes joules (W) dans les enroulements :

$$W = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \Rightarrow R_T = \frac{W}{3 \cdot I_n^2}$$

Notes :

⑤

□ lorsque n transformateurs sont en parallèle et de puissances identiques, leurs valeurs d'impédance interne ainsi que de résistance ou de réactance sont à diviser par n.

□ il convient de porter une attention particulière aux transformateurs spéciaux : par exemple les transformateurs de groupes redresseurs ont des valeurs de u_{cc} qui atteignent 10 à 12 % pour limiter le courant de court-circuit.

Avec la prise en compte de l'impédance amont au transformateur et de l'impédance interne du transformateur, le courant de court-circuit s'exprime par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_a + Z_T)}$$

En première approximation, Z_a et Z_T sont assimilées à leurs réactances respectives. L'impédance de court-circuit Z_{cc} est alors égale à leur somme algébrique.

L'impédance du réseau amont peut être négligée, dans ce cas, la nouvelle valeur du courant est :

$$I'_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T}$$

L'erreur relative est :

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{I'_{cc} - I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{Z_a}{Z_T} = \frac{U^2}{\frac{S_{cc}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}}$$

$$\text{soit : } \frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{100}{u_{cc}} \cdot \frac{S_n}{S_{cc}}$$

La **figure 14** indique le niveau d'erreur par excès dans le calcul de I'_{cc} , qu'apporte le fait de négliger l'impédance amont. Cette figure montre bien qu'il est possible de négliger cette impédance du réseau amont pour les réseaux dont la puissance de court-circuit S_{cc} est importante par rapport à la puissance S_n du transformateur : ainsi, avec $S_{cc} / S_n = 300$, l'erreur est d'environ 5 %.

■ Impédance des liaisons

L'impédance des liaisons Z_L dépend de leur résistance et réactance linéiques, et de leur longueur.

□ la résistance linéique R_L des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule avec l'équation :

$$R_L = \frac{\rho}{S} \text{ avec}$$

S = section du conducteur ;

ρ = sa résistivité, mais dont la valeur à adopter n'est pas la même selon le courant de court-circuit calculé, maximum ou minimum.

⑥ Le tableau de la **figure 15** donne ces valeurs pour chacun des cas.

Dans la réalité, en BT et pour les conducteurs de section inférieure à 150 mm^2 , seule la résistance est prise en compte ($R_L < 0,15 \text{ m}\Omega / \text{m}$ avec $S > 150 \text{ mm}^2$).

□ la réactance linéique des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule par :

$$X_L = L \cdot \omega = \left[15,7 + 144,44 \text{ Log} \left(\frac{d}{r} \right) \right]$$

exprimée en $\text{m}\Omega / \text{km}$ pour un système de câbles monophasé ou triphasé en triangle, avec en mm :

r = rayon des âmes conductrices ;

d = distance moyenne entre les conducteurs.

NB : ici, Log = logarithme décimal.

Pour les lignes aériennes, la réactance croît légèrement avec l'espacement des conducteurs

(selon $\text{Log} \left(\frac{d}{t} \right)$), donc avec la tension d'utilisation ;

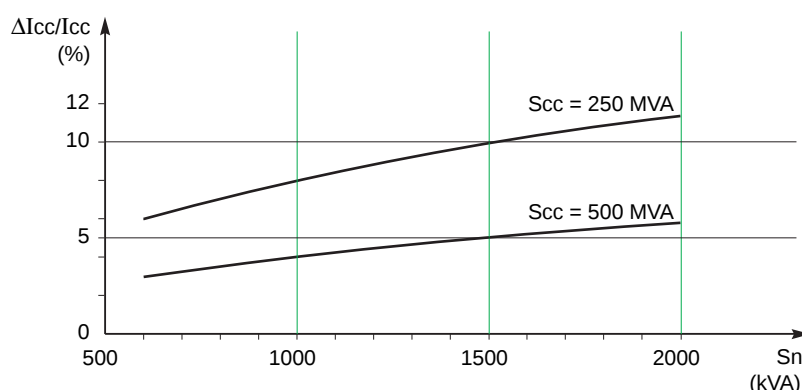


Fig. 14 : erreur induite dans le calcul du courant de court-circuit lorsque l'impédance Z_a du réseau amont est négligée.

⑦ les valeurs moyennes suivantes sont à retenir :

$X = 0,3 \Omega / \text{km}$ (lignes BT ou HTA),

$X = 0,4 \Omega / \text{km}$ (lignes HTA ou HTB).

Pour les câbles, selon leur mode de pose, le tableau de la **figure 16** récapitule différentes valeurs de réactance en BT (valeurs pratiques extraites des normes françaises, aussi utilisées dans d'autres pays européens).

Les valeurs moyennes à retenir sont :

- $0,08 \text{ m}\Omega / \text{m}$ pour un câble triphasé () , cette moyenne un peu plus élevée en HT est comprise entre $0,1$ et $0,15 \text{ m}\Omega / \text{m}$;

⑧ - $0,09 \text{ m}\Omega / \text{m}$ pour les câbles unipolaires serrés (en nappe  ou en triangle ) ;

⑨ - $0,15 \text{ m}\Omega / \text{m}$ par défaut pour les jeux de barres () et les câbles unipolaires espacés () ; pour les JdB à phases « sandwichées » (genre Canalis -Telemecanique) cette réactance est notablement plus faible.

Notes :

□ l'impédance des liaisons courtes entre le point de distribution et le transformateur HT/BT peut être négligée en admettant une erreur par excès sur le courant de court-circuit ; erreur d'autant plus forte que la puissance du transformateur est élevée ;

□ la capacité des câbles par rapport à la terre (mode commun), 10 à 20 fois plus élevée que celle des lignes, doit être prise en considération pour les défauts à la terre. A titre indicatif, la capacité d'un câble triphasé HT de 120 mm^2 de section est de l'ordre de $1 \mu\text{F} / \text{km}$; mais le courant capacitif reste faible de l'ordre de $5 \text{ A} / \text{km}$ sous 20 kV ;

■ la résistance ou la réactance des liaisons peuvent être négligées.

Si l'une des grandeurs R_L ou X_L est faible devant l'autre elle peut être négligée, l'erreur sur l'impédance Z_L étant alors très faible ; exemple, avec un rapport 3 entre R_L et X_L , l'erreur sur Z_L est de $5,1 \%$.

Règle	Résistivité (*)	Valeur de la résistivité ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)		Conducteurs concernés
		Cuivre	Aluminium	
Courant de court-circuit maximal	ρ_0	0,01851	0,02941	PH-N
Courant de court-circuit minimal				
■ avec fusible	$\rho_2 = 1,5 \rho_0$	0,028	0,044	PH-N
■ avec disjoncteur	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	PH-N (**)
Courant de défaut dans les schémas TN et IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	PH-N PE-PEN
Chute de tension	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	PH-N
Courant de surintensité pour la vérification des contraintes thermiques des conducteurs de protection	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	PH, PE et PEN

(*) ρ_0 = résistivité des conducteurs à 20°C : $0,01851 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre et $0,02941 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium.

(**) N la section du conducteur neutre est inférieure à celle des conducteurs de phase.

Fig. 15 : valeurs de la résistivité r des conducteurs à prendre en considération selon le courant de court-circuit calculé, maximum ou minimum (cf. UTE C 15-105).

Mode de pose	Jeux de barres	Câble triphasé	Câbles unipolaires espacés	Câbles unipolaires serrés en triangle	3 câbles en nappe serrée	3 câbles en nappe espacée de «d» d = 2r d = 4r	
Schéma							
Réactance linéique valeurs recommandées dans UTE C 15-105 (en $\text{m}\Omega/\text{m}$)		0,08	0,13	0,08	0,09	0,13	0,13
Réactance linéique valeurs moyenne (en $\text{m}\Omega/\text{m}$)	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145	0,19
Réactance linéique valeurs extrêmes (en $\text{m}\Omega/\text{m}$)	0,12-0,18	0,06-0,1	0,1-0,2	0,08-0,09	0,09-0,1	0,14-0,15	0,18-0,20

Fig. 16 : valeurs de la réactance des câbles selon le mode de pose.

L'exploitation des courbes de R_L et de X_L telles celles de la **figure 17** permet de déduire les sections des câbles pour lesquelles l'impédance peut être assimilée à la résistance ou à la réactance.

Exemples :

□ 1^{er} cas : câble triphasé, à 20 °C, dont les conducteurs sont en **cuivre**.
Leur réactance est égale à 0,08 mΩ / m. Les courbes de R_L et de X_L (cf. **fig. 17**) montrent que l'impédance Z_L admet deux asymptotes : la droite R_L pour les faibles sections, et la droite $X_L = 0,08 \text{ mΩ / m}$ pour les grandes sections. Pour de telles sections il est donc possible de considérer que la courbe de l'impédance Z_L se confond avec ses asymptotes. L'impédance du câble en question est alors assimilée, avec une erreur inférieure à 5,1 %, à :
- une résistance pour les sections inférieures à 74 mm².
- une réactance pour les sections supérieures à 660 mm².

□ 2^{ème} cas : câble triphasé, à 20 °C, mais dont les conducteurs sont en **aluminium**.
Comme précédemment, la courbe de l'impédance Z_L se confond avec ses asymptotes mais pour des sections respectivement inférieures à 120 mm² et supérieures à 1000 mm² (courbes non représentées).

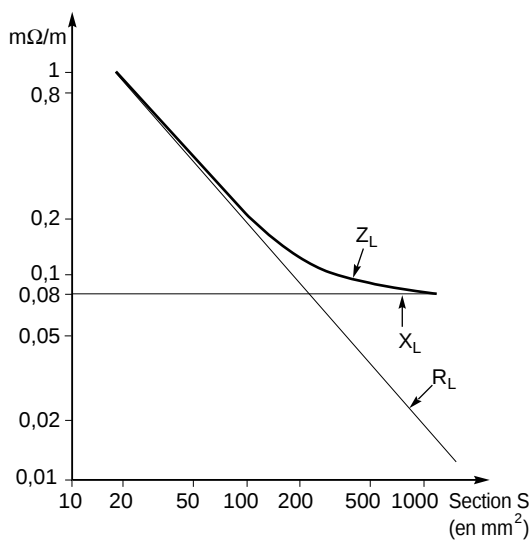


Fig. 17 : impédance Z_L d'un câble triphasé, à 20 °C, dont les conducteurs sont en cuivre.

Impédance des machines tournantes.

■ Alternateurs synchrones

Les impédances des machines sont généralement exprimées sous la forme d'un pourcentage telle que :

$$\frac{x}{100} = \frac{I_n}{I_{cc}} \quad (x \text{ est l'équivalent de } u_{cc} \text{ des transformateurs}).$$

Soit :

$$(10) \quad Z = \frac{x}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} \quad \text{avec}$$

U = tension composée à vide de l'alternateur,
 S_n = puissance apparente (VA) de l'alternateur.

(11) De plus, le R / X étant faible, de l'ordre de 0,05 à 0,1 en ccA et 0,1 à 0,2 en BT, l'impédance Z est confondue avec la réactance X . Des valeurs de x sont données dans le tableau de la **figure 18** pour les turbo-alternateurs à rotor lisse et pour les alternateurs « hydrauliques » à pôles saillants (faibles vitesses).

A la lecture de ce tableau, on peut être surpris que les réactances synchrones de court-circuit dépassent 100 % (à ce moment là $I_{cc} < I_n$). Mais l'intensité de court-circuit est essentiellement selfique, et fait appel à toute l'énergie réactive que peut fournir l'inducteur même surexcité, alors que l'intensité nominale véhicule surtout la puissance active fournie par la turbine ($\cos \varphi$ de 0,8 à 1).

■ Moteurs et compensateurs synchrones

Le comportement de ces machines en court-circuit est semblable à celui des alternateurs ;

(12) Ils débitent dans le réseau une intensité fonction de leur réactance en % (cf. **figure 19**).

■ Moteurs asynchrones

Un moteur asynchrone séparé brusquement du réseau maintient à ses bornes une tension qui s'amortit en quelques centièmes de seconde. Lorsqu'un court-circuit se produit à ces bornes, le moteur délivre alors une intensité qui s'annule encore plus rapidement avec une constante de temps d'environ :

□ 20 ms pour les moteurs à simple cage jusqu'à 100 kW,

□ 30 ms pour les moteurs à double cage, et ceux de plus de 100 kW,

□ 30 à 100 ms pour les très gros moteurs HT (1000 kW) à rotor bobiné.

Le moteur asynchrone est donc, en cas de court-circuit, un générateur auquel on attribue une impédance (seulement subtransitoire) de 20 à 25 %.

	Réactance subtransitoire	Réactance transitoire	Réactance synchrone
Turbo-alternateur	10-20	15-25	150-230
Alternateurs à pôles saillants	15-25	25-35	70-120

Fig. 18 : valeurs de réactances d'alternateurs, en %.

Aussi, le grand nombre de moteurs BT de faible puissance unitaire présents dans les installations industrielles est un sujet de réflexion, car il est difficile de prévoir le nombre moyen de moteurs en service qui vont débiter dans le défaut au moment d'un court-circuit. Il est donc fastidieux et inutile de calculer individuellement le courant de retour de chaque moteur tenant compte de son impédance de liaison. C'est pourquoi il est d'usage (notamment aux USA) de considérer globalement la contribution au courant de défaut de l'ensemble des moteurs asynchrones BT d'une installation.

(13) Ils sont alors comparés à une source unique, débitant sur le jeu de barres une intensité égale à I_{dem}/I_r fois la somme des intensités assignées de tous les moteurs installés.

Autres impédances.

■ Condensateurs

Une batterie de condensateurs shunt située à proximité du point de défaut se décharge en augmentant ainsi l'intensité de court-circuit. Cette décharge oscillante amortie est caractérisée par une première crête de valeur élevée se superposant à la première crête de l'intensité de court-circuit, et cela bien que sa fréquence soit très supérieure à celle du réseau. Mais selon la coïncidence de l'instant initial du défaut avec l'onde de tension deux cas extrêmes peuvent être envisagés :

- si cet instant coïncide avec un zéro de tension, le courant de décharge de court-circuit est asymétrique, avec une première crête d'amplitude maximale ;
- inversement, si cet instant coïncide avec un maximum de tension, la batterie débite une intensité se superposant à une première crête du courant de défaut de faible valeur, puisque symétrique. Il est donc peu probable que, sauf pour des batteries très puissantes, cette superposition provoque une première crête plus importante que le courant de crête d'un défaut asymétrique. Ainsi pour le calcul du courant maximum de court-circuit, il n'est pas nécessaire de prendre en compte les batteries de condensateurs.

Mais il faut cependant s'en préoccuper, lors du choix de la technologie des disjoncteurs. En effet, lors de l'ouverture elles réduisent considérablement la fréquence propre du circuit et ont ainsi une incidence sur la coupure.

■ Appareillage

(14) Certains appareils (disjoncteurs, contacteurs à bobine de soufflage, relais thermiques directs...)

ont une impédance qui peut être prise en compte. Cette impédance n'est à retenir, lors du calcul de l' I_{cc} , que pour les appareils situés en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé et qui restent fermés (disjoncteurs sélectifs).

(15) Par exemple, pour les disjoncteurs BT, une valeur de 0,15 mΩ pour la réactance est correcte, la résistance étant négligée. Pour les appareils de coupure, une distinction doit être faite selon la rapidité de leur ouverture :

- certains appareils ouvrent très vite et ainsi réduisent fortement les courants de court-circuit, c'est le cas des disjoncteurs appelés « rapides-limiteurs », avec pour corollaire des efforts électrodynamiques et des contraintes thermiques pour la partie concernée de l'installation, très inférieurs aux maxima théoriques,
- d'autres, tels les disjoncteurs à déclenchement retardé, n'offrent pas cet avantage.

■ Arc de défaut

Le courant de court-circuit traverse souvent un arc, au niveau du défaut, dont la résistance est appréciable et très fluctuante : la chute de tension d'un arc de défaut varie entre 100 et 300 V. En HT, cette valeur est négligeable par rapport à la tension du réseau, et l'arc n'a pas d'influence réductrice sur l'intensité de court-circuit. En BT, par contre, le courant réel d'un défaut avec arc est d'autant plus limité par rapport au courant calculé (défaut franc, boulonné) que la tension est plus basse.

(16) Par exemple, l'arc créé lors d'un court-circuit entre conducteurs ou dans un jeu de barres peut réduire l'intensité du courant de court-circuit présumé de 20 à 50 % et parfois de plus de 50 % pour les tensions nominales inférieures à 440 V. Ce phénomène très favorable en BT, pour 90 % des défauts, ne peut cependant pas être pris en compte pour la détermination du PdC car 10 % des défauts se produisent à la fermeture d'un appareil sur défaut franc, sans arc. Par contre, il doit être pris en compte dans le calcul du courant de court-circuit minimum.

■ Impédances diverses

D'autres éléments peuvent ajouter des impédances non négligeables. C'est le cas des filtres antiharmoniques et des selfs destinées à limiter le courant de court-circuit, dont il faut bien entendu tenir compte dans le calcul, mais aussi des transformateurs de courant à primaire bobiné dont l'impédance varie selon le calibre et la construction.

	Réactance subtransitoire	Réactance transitoire	Réactance synchrone
Moteurs grandes vitesses	15	25	80
Moteurs petites vitesses	35	50	100
Compensateurs	25	40	160

Fig. 19 : réactances en % des moteurs et compensateurs synchrones.

2.3 Relations entre les impédances des différents étages de tension d'une installation

Impédances fonction de la tension

La puissance de court-circuit S_{cc} en un point déterminé du réseau est définie par :

$$S_{cc} = U \cdot I\sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{cc}}$$

Cette expression de la puissance de court-circuit implique par définition que S_{cc} est invariable en un point donné du réseau, quelle que soit la tension. Et l'expression

$$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}} \text{ implique que toutes les}$$

impédances doivent être calculées en les rapportant à la tension du point de défaut, d'où une certaine complication, source d'erreurs dans les calculs concernant des réseaux à deux ou plusieurs niveaux de tension. Ainsi, l'impédance d'une ligne HT doit être multipliée par le carré de l'inverse du rapport de transformation, pour le calcul d'un défaut côté BT du transformateur :

$$(17) Z_{BT} = Z_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2$$

Une méthode simple permet d'éviter ces difficultés : celle dite des impédances relatives proposée par H. Rich.

Calcul des impédances relatives

Il s'agit d'une méthode de calcul permettant d'établir une relation entre les impédances des différents étages de tension d'une installation électrique.

Cette méthode repose sur la convention suivante : les impédances (en ohms) sont divisées par le carré de la tension composée (en volts) à laquelle est porté le réseau au point où elles sont en service ; elles deviennent des impédances relatives (Z_R).

■ Pour les lignes et les câbles, les résistances et les réactances relatives sont :

$$R_{CR} = \frac{R}{U^2} \text{ et } X_{CR} = \frac{X}{U^2}$$

avec R et X en ohms et U en volts.

■ Pour les transformateurs, l'impédance s'exprime à partir de leurs tensions de court-circuit u_{cc} et de leurs puissances nominales S_n :

$$Z_{TR} = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{u_{cc}}{100}$$

■ Pour les machines tournantes, la formule est identique, x représente l'impédance exprimée en % :

$$Z_{MR} = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{x}{100}$$

■ Pour l'ensemble, après avoir composé toutes les impédances relatives, la puissance de court-circuit s'établit d'après :

$$S_{cc} = \frac{1}{\sum Z_R} \text{ d'où l'on déduit l'intensité de}$$

défaut I_{cc} au point de tension U :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sum Z_R}$$

$\sum Z_R$ représente la composition (et non pas la somme) de toutes les impédances relatives des éléments en amont du défaut.

Donc $\sum Z_R$ est l'impédance relative du réseau amont vue du point de tension U .

Ainsi, S_{cc} est la puissance de court-circuit en VA au point de tension U .

Par exemple, si l'on considère le schéma simple de la **figure 20** au point A :

$$S_{cc} = \frac{U_{BT}^2}{Z_T \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 + Z_C}$$

d'où

$$S_{cc} = \frac{1}{\frac{Z_T}{U_{HT}^2} + \frac{Z_C}{U_{BT}^2}}$$

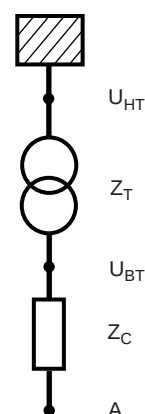


Fig. 20 : calcul de S_{cc} au point A.

2.4 Exemple de calcul (pour un réseau avec les impédances des sources, réseau amont et transformateur d'alimentation, et des liaisons électriques)

Problème

Soit un réseau 20 kV qui alimente par une ligne aérienne de 2 km un poste HT / BT, et un alternateur de 1 MVA qui alimente en parallèle le jeu de barres de ce poste. Deux transformateurs de 1000 kVA en parallèle débitent sur un jeu de barres BT sur lequel sont connectés 20 départs, tel celui du moteur M. Ces 20 moteurs de 50 kW sont tous raccordés par des câbles identiques, et sont tous en service au moment du défaut.

I_{cc3} et i_p doivent être calculés aux différents points de défaut précisés sur le schéma du réseau (cf. **fig. 21**) soient :

- en A sur le JdB HT, d'impédance négligeable,
- en B sur le JdB BT à 10 m des transformateurs,
- en C sur le JdB d'un tableau secondaire BT,
- en D sur les bornes d'un moteur M.

Puis le courant de retour des moteurs est calculé en C et B, puis en D et A.

Réseau amont

$U_1 = 20$ kV
 $S_{cc} = 500$ MVA

Liaison aérienne

3 câbles, 50 mm², cuivre
 longueur = 2 km

Alternateur

1 MVA
 $x_{subt} = 15$ %

2 transformateurs

1000 kVA
 secondaire 237/410 V
 $u_{cc} = 5$ %

TGca

jeu de barres
 3 barres, 400 mm²/ph, cuivre
 longueur = 10 m

Liaison 1

3 câbles unipolaires, 400 mm², aluminium, espacés en nappe, longueur = 80 m

Tableau BT divisionnaire

longueur du jeu de barres négligée

Liaison 2

3 câbles unipolaires 35 mm², cuivre, triphasé
 longueur = 30 m

Moteur

50 kW (rendement = 0,9 ; $\cos \varphi = 0,8$)
 $x = 25$ %

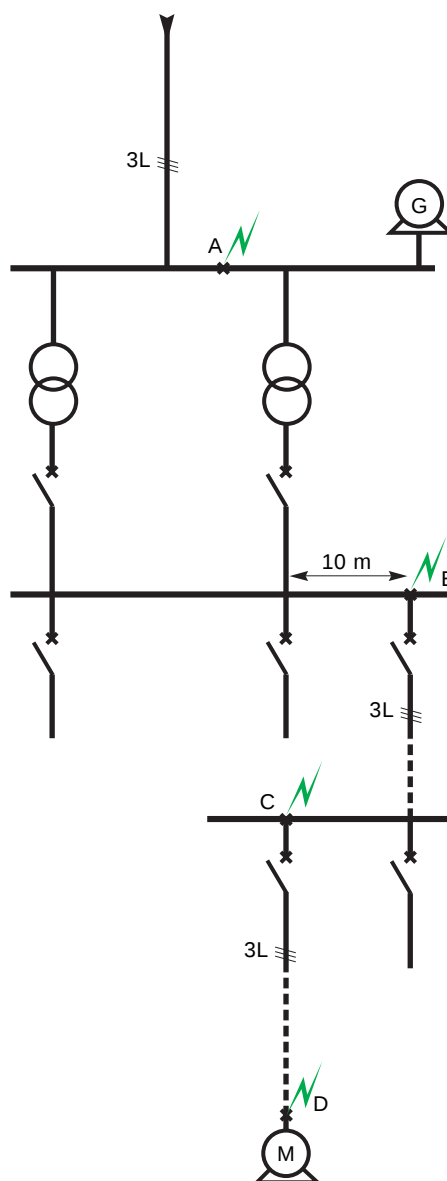


Fig. 21 : le problème : calculer I_{cc3} et i_p aux points A, B, C et D.

Dans cet exemple, les réactances X et les résistances R sont calculées sous leur tension

d'installation (voir tableau **figure 22**) ; la méthode des impédances relatives n'est pas utilisée.

Résolution

Tronçon	Calculs	Résultats
(les numéros (X) renvoient à l'explication dans le texte qui précède)		
20 kV↓		X (Ω) R (Ω)
1. réseau amont	$Z_a = (20 \times 10^3)^2 / 500 \times 10^6$ (1)	
	$X_a = 0,98 Z_a$ (2)	0,78
	$R_a = 0,2 Z_a \approx 0,2 X_a$	0,15
2. ligne aérienne (50 mm ²)	$X_{c_a} = 0,4 \times 2$ (7)	0,8
	$R_{c_a} = 0,018 \times \frac{2000}{50}$ (6)	0,72
3. alternateur	$X_A = \frac{15}{100} \times \frac{(20 \times 10^3)^2}{10^6}$ (10)	60
	$R_A = 0,1 X_A$ (11)	6
20 kV↑		X (mΩ) R (mΩ)
Défaut A		
4. transformateurs Z _T ramenée en BT	$Z_T = \frac{1}{2} \times \frac{5}{100} \times \frac{410^2}{10^6}$ (3) (5)	
	$X_T \approx Z_T$	4,2
	$R_T = 0,2 X_T$ (4)	0,84
410 V↓		
5. disjoncteur	$X_d = 0,15$ (15)	0,15
6. jeu de barres (une barre 400 mm ² /phase)	$X_B = 0,15 \times 10^{-3} \times 10$ (9)	1,5
	$R_B = 0,023 \times \frac{10}{400}$ (6)	0,57
Défaut B		
7. disjoncteur	$X_d = 0,15$	0,15
8. liaison 1 par câbles (un câble 400 mm ² /phase)	$X_{c_1} = 0,15 \times 10^{-3} \times 80$	12
	$R_{c_1} = 0,036 \times \frac{80}{400}$ (6)	7,2
Défaut C		
9. disjoncteur	$X_d = 0,15$	0,15
10. liaison 2 par câbles (35 mm ²)	$X_{c_2} = 0,09 \times 10^{-3} \times 30$ (8)	2,7
	$R_{c_2} = 0,023 \times \frac{30}{35}$	19,3
Défaut D		
11. moteur 50 kW	$X_m = \frac{25}{100} \times \frac{410^2}{(50/0,9 \times 0,8) 10^3}$ (12)	605
	$R_m = 0,2 X_m$	121

Fig. 22 : calcul des impédances.

I - Défaut en A (JdB HT)

(éléments concernés : 1, 2, 3)

L'impédance « réseau + ligne » est en parallèle avec celle de l'alternateur ; mais cette dernière, beaucoup plus grande, peut être négligée :

$$X_A = 0,78 + 0,8 \approx 1,58 \Omega$$

$$R_A = 0,15 + 0,72 \approx 0,87 \Omega$$

$$Z_A = \sqrt{R_A^2 + X_A^2} \approx 180 \Omega \text{ d'où}$$

$$I_A = \frac{20 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 180} \approx 6\,415 \text{ A}$$

I_A est l'« I_{cc} permanent », et pour calculer i_{pA} (maximum asymétrique) :

$$\frac{R_A}{X_A} = 0,55 \text{ qui donne } \kappa = 1,2 \text{ sur la courbe de la figure 9, et donc } i_{pA} :$$

$$1,2 \times \sqrt{2} \times 6\,415 = \mathbf{10\,887 \text{ A}}.$$

II - Défaut en B (JdB TGca)

[éléments concernés : (1, 2, 3) + (4, 5, 6)]

Les réactances X et les résistances R calculées en HT doivent être « ramenées » sur le réseau BT par multiplication avec le carré du rapport des tensions (17) soit :

$$(410/20000)^2 = 0,42 \cdot 10^{-3} \text{ d'où}$$

$$X_B = [(X_A \cdot 0,42) + 4,2 + 0,15 + 15] \cdot 10^{-3}$$

$$X_B = 6,51 \text{ m}\Omega \text{ et}$$

$$R_B = [(R_A \cdot 0,42) + 0,84 + 0,57] \cdot 10^{-3}$$

$$R_B = 1,77 \text{ m}\Omega$$

Ce calcul permet d'observer, d'une part l'importance réduite de la réactance amont HT, par rapport à celle des deux transformateurs en parallèle, et d'autre part que l'impédance des dix mètres de JdB en BT n'est pas négligeable.

$$Z_B = \sqrt{R_B^2 + X_B^2} = 6,75 \text{ m}\Omega$$

$$I_B = \frac{410}{\sqrt{3} \times 6,75 \times 10^{-3}} \approx 35\,070 \text{ A}$$

$$\frac{R_B}{X_B} = 0,27 \text{ qui donne } \kappa = 1,46 \text{ sur la courbe de la figure 9, et donc } i_{pB} :$$

$$1,46 \times \sqrt{2} \times 35\,070 \approx \mathbf{72\,400 \text{ A}}.$$

De plus, si l'arc de défaut est pris en compte

(cf. § ■ arc de défaut (16)), I_B se trouve ramené au plus à environ 28 000 A et 17 500 A au minimum.

III - Défaut en C (JdB tableau secondaire BT)

[éléments concernés : (1, 2, 3) + (4, 5, 6) + (7, 8)]

Les réactances et les résistances du disjoncteur et des câbles sont à ajouter à X_B et R_B .

$$X_C = (X_B + 0,15 + 12) \cdot 10^{-3} = 18,67 \text{ m}\Omega \text{ et}$$

$$R_C = (R_B + 7,2) \cdot 10^{-3} = 9,0 \text{ m}\Omega$$

Ces valeurs permettent de comprendre l'importance de la limitation des I_{cc} due aux câbles.

$$Z_C = \sqrt{R_C^2 + X_C^2} = 20,7 \text{ m}\Omega$$

$$I_C = \frac{410}{\sqrt{3} \times 20,7 \times 10^{-3}} \approx 11\,400 \text{ A}$$

$$\frac{R_C}{X_C} = 0,48 \text{ qui donne } \kappa = 1,25 \text{ sur la courbe de la figure 9, et donc } i_{pC} :$$

$$1,25 \times \sqrt{2} \times 11\,400 \approx \mathbf{20\,200 \text{ A}}$$

IV - Défaut en D (moteur BT)

[éléments concernés :

(1, 2, 3) + (4, 5, 6) + (7, 8) + (9, 10)]

Les réactances et les résistances du disjoncteur et des câbles sont à ajouter à X_C et R_C .

$$X_D = (X_C + 0,15 + 2,7) \cdot 10^{-3} = 21,52 \text{ m}\Omega$$

et

$$R_D = (R_C + 19,2) \cdot 10^{-3} = 28,2 \text{ m}\Omega$$

$$Z_D = \sqrt{R_D^2 + X_D^2} = 35,5 \text{ m}\Omega$$

$$I_D = \frac{410}{\sqrt{3} \times 35,5 \times 10^{-3}} \approx 6\,700 \text{ A}$$

$$\frac{R_D}{X_D} = 1,31 \text{ qui donne } \kappa \approx 1,04 \text{ sur la courbe de la figure 9, et donc } i_{pD} :$$

$$1,04 \times \sqrt{2} \times 6\,700 \approx \mathbf{9\,900 \text{ A}}$$

A chaque niveau de calcul, il apparaît que l'incidence des disjoncteurs est négligeable par rapport aux autres éléments du réseau.

V - Les courants de retour des moteurs

Il est souvent plus rapide de considérer les moteurs comme des générateurs indépendants, débitant dans le défaut un « courant de retour » se superposant au courant de défaut du réseau.

■ Défaut en C

L'intensité débitée par un moteur se calcule d'après l'impédance « moteur + câble » :

$$X_M = (605 + 2,7) \cdot 10^{-3} \approx 608 \text{ m}\Omega$$

$$R_M = (121 + 19,3) \cdot 10^{-3} \approx 140 \text{ m}\Omega$$

$$Z_M = 624 \text{ m}\Omega \text{ d'où}$$

$$I_M = \frac{410}{\sqrt{3} \times 624 \times 10^{-3}} \approx 379 \text{ A}$$

Pour les 20 moteurs

$$I_{MC} = 7580 \text{ A}.$$

Au lieu de procéder à ce calcul, il était possible

d'estimer (cf. (13)) l'intensité débitée par tous les moteurs à I_{dem}/I_r fois leur intensité assignée (98 A), soit ici: $(4,8 \times 98) \times 20 = 9\,400 \text{ A}$, ce qui

permet d'assurer une protection par excès par rapport à I_{MC} : 7 580 A.

Du rapport $R / X = 0,23 \Rightarrow \kappa = 1,51$ et

$$i_{pMC} = 1,51 \times \sqrt{2} \times 7\,580 = \mathbf{16\,200\,A}$$

Ainsi l'intensité de court-circuit (subtransitoire) sur le JdB BT passe de 11 400 A à 19 000 A et i_{pC} de 20 200 A à 36 400 A.

■ Défaut en D

L'impédance à considérer est 1/19 (19 moteurs en parallèle) de Z_M augmentée de celle du câble.

$$X_{MD} = \left(\frac{608}{19} + 2,7 \right) 10^{-3} = 34,7\,m\Omega$$

$$R_{MD} = \left(\frac{140}{19} + 19,3 \right) 10^{-3} \approx 26,7\,m\Omega$$

$$Z_{MD} = 43,8\,m\Omega \text{ d'où}$$

$$I_{MD} = \frac{410}{\sqrt{3} \times 43,8 \times 10^{-3}} = 5\,400\,A$$

soit un total en D de :

$$6\,700 + 5\,400 = 12\,100\,A \text{ eff., et un}$$

$$i_{pD} \approx \mathbf{18\,450\,A}.$$

■ Défaut en B

Comme pour « défaut en C », l'intensité débitée par un moteur se calcule d'après l'impédance « moteur + câble » :

$$X_M = (605 + 2,7 + 12) 10^{-3} = 620\,m\Omega$$

$$R_M = (121 + 19,3 + 7,2) 10^{-3} \approx 147,5\,m\Omega$$

$$Z_M = 637\,m\Omega \text{ d'où}$$

$$I_M = \frac{410}{\sqrt{3} \times 637 \times 10^{-3}} \approx 372\,A$$

D'où pour les 20 moteurs $I_{MB} = 7\,440\,A$.

Là aussi il est possible d'user de l'approximation citée précédemment (4,8 fois l'intensité nominale d'un moteur -98 A-), soit 9 400 A, chiffre qui couvre par excès celui trouvé pour I_{MB} .

Le rapport R / X est encore de 0,24, d'où $\kappa = 1,5$ et

$$i_{pMB} = 1,5 \times \sqrt{2} \times 7\,440 = \mathbf{15\,800\,A}.$$

En tenant compte des moteurs, l'intensité de court-circuit I_B sur le TGBT passe de 35 070 A à 42 510 A et i_{pB} de 72 400 A à **88 200 A**. Mais là encore si l'arc de défaut est pris en compte, I_B est réduit entre 21,3 et 34 kA.

■ Défaut en A (coté HT)

Plutôt que de calculer les impédances équivalentes, il est plus simple d'estimer (par excès) le courant de retour des moteurs en A, en multipliant la valeur trouvée en B par

le rapport de transformation BT/HT (17) soit :

$$7\,440 \times \frac{410}{20 \times 10^3} = 152,5\,A$$

Ce chiffre comparé au chiffre 6 415 A calculé précédemment est négligeable.

Calcul approché du défaut en D

Ce calcul exploite toutes les approximations envisagées dans les textes précédents telles celles des repères (15) et (16).

$$\Sigma X = 4,2 + 1,5 + 12$$

$$\Sigma X = 17,7\,m\Omega = X'_D$$

$$\Sigma R = 7,2 + 19,3 = 26,5\,m\Omega = R'_D$$

$$Z'_D = \sqrt{R_D'^2 + X_D'^2} \approx 31,9\,m\Omega$$

$$I'_D = \frac{410}{\sqrt{3} \times 31,9 \times 10^{-3}} \approx 7\,430\,A$$

d'où I'_{pD} :

$$\sqrt{2} \times 7\,430 \approx \mathbf{10\,500\,A}.$$

A cette valeur, pour trouver $I'_{pDtotal}$ il faut ajouter la contribution des moteurs sous tension au moment du défaut, soit 4,8 fois leur intensité assignée (98 A) (13) soit :

$$10\,500 + (4,8 \times 98 \times \sqrt{2} \times 20) = 23\,800\,A$$

Comparé au résultat obtenu par le calcul complet (18 450 A), le calcul approché permet donc une évaluation rapide avec un écart favorable à la sécurité.

3 Calcul des Icc dans les réseaux radiaux à l'aide des composantes symétriques

3.1 Intérêt de cette méthode

Le calcul à l'aide des composantes symétriques est particulièrement utile lorsqu'un réseau triphasé est déséquilibré car les impédances classiques R et X dites « cycliques » ne sont alors plus normalement utilisables du fait, par exemple, de phénomènes magnétiques. Aussi, ce calcul est nécessaire quand :

- un système de tensions et courants est non symétrique (vecteurs de Fresnel de modules différents et de déphasages différents de 120°) ;

c'est le cas lors d'un court-circuit monophasé (phase-terre), biphasé, ou biphasé-terre ;

- le réseau comporte des machines tournantes et/ou des transformateurs spéciaux (couplage Yyn par exemple).

Cette méthode est applicable à tous types de réseaux à distribution radiale et ce quelque soit leur tension.

3.2 Rappel sur les composantes symétriques

De même que le théorème de Leblanc dit qu'un champ alternatif rectiligne à amplitude sinusoïdale est équivalent à deux champs tournants en sens inverse, la définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire (cf. [fig. 23](#)).

Le principe de superposition est alors exploitable pour le calcul des courants de défaut. Pour l'explication suivante, le système est défini en prenant le courant $\vec{I}_1$ comme référence de rotation, avec

- $\vec{I}_d$ comme sa composante directe,
- $\vec{I}_i$ sa composante inverse,
- $\vec{I}_o$ sa composante homopolaire, et en utilisant l'opérateur

$$a = e^{j \frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ entre } \vec{I}_1, \vec{I}_2, \vec{I}_3.$$

Ce principe appliqué à un système de courants se vérifie par construction graphique (cf. [fig. 23](#)). A titre d'exemple l'addition graphique des vecteurs donne bien, pour $\vec{I}_2$, le résultat suivant :

$$\vec{I}_2 = a^2 \cdot \vec{I}_d + a \cdot \vec{I}_i + \vec{I}_o.$$

Les courants $\vec{I}_1$ et $\vec{I}_3$ s'expriment de la même manière d'où le système :

$$\vec{I}_1 = \vec{I}_d + \vec{I}_i + \vec{I}_o$$

$$\vec{I}_2 = a^2 \cdot \vec{I}_d + a \cdot \vec{I}_i + \vec{I}_o$$

$$\vec{I}_3 = a \cdot \vec{I}_d + a^2 \cdot \vec{I}_i + \vec{I}_o.$$

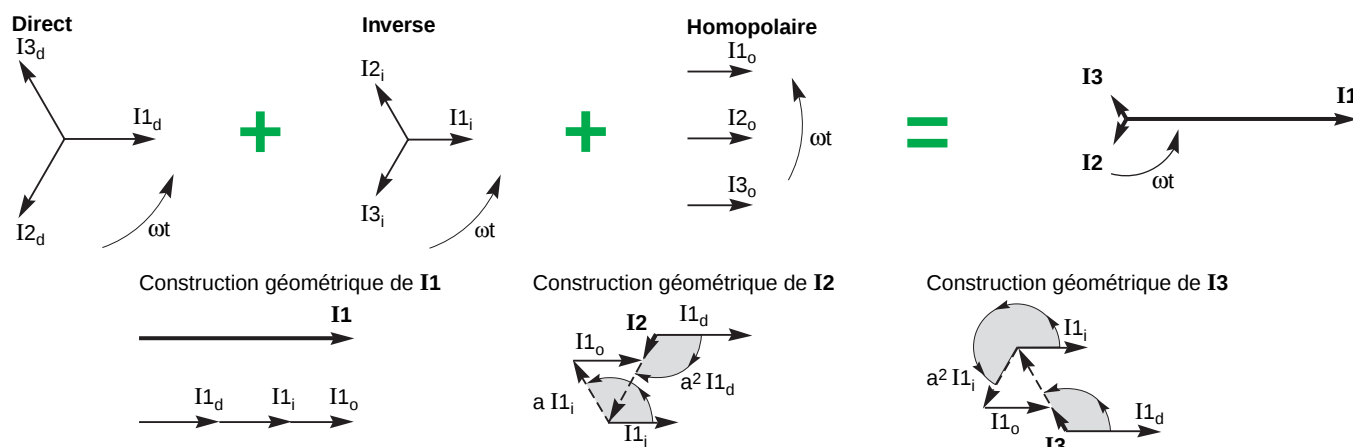


Fig. 23 : construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire.

Ces composantes symétriques de courant sont liées aux composantes symétriques de tension par les impédances correspondantes :

$$Z_d = \frac{V_d}{I_d}, Z_i = \frac{V_i}{I_i} \text{ et } Z_o = \frac{V_o}{I_o}$$

Ces impédances se définissent à partir des caractéristiques des différents éléments (indiquées par leurs constructeurs) du réseau électrique étudié. Parmi ces caractéristiques il faut noter que $Z_i \approx Z_d$ sauf pour les machines tournantes, alors que Z_o varie selon les éléments (cf. **fig. 24**).

Pour approfondir ce sujet, une présentation plus détaillée de cette méthode de calcul des courants de défaut franc et impédant est donnée dans le Cahier Technique n° 18 (cf. bibliographie).

3.3 Calcul selon la norme CEI 60909

La norme CEI 60909 définit et présente une procédure, utilisable par des ingénieurs non spécialisés, exploitant les composantes symétriques.

Elle s'applique aux réseaux électriques d'une tension inférieure à 550 kV.

Elle explique le calcul des courants de court-circuit maximaux et minimaux. Les premiers permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques. Les seconds sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité.

Cette norme est complétée, pour son application aux réseaux BT, par le guide CEI 60781.

La procédure

1- Calcul de la tension équivalente au point de défaut égale à : $c \cdot U_n / \sqrt{3}$.

Avec c un facteur de tension dont l'introduction dans les calculs est nécessaire pour tenir compte :

- des variations de tension dans l'espace et dans le temps,
- des changements éventuels de prise des transformateurs,
- du comportement subtransitoire des alternateurs et des moteurs.

Selon les calculs à effectuer et les niveaux de tension considérés, les valeurs normatives de ce facteur de tension sont indiquées dans la **figure 25**.

2- Détermination et sommation des impédances équivalentes directe, inverse, et homopolaire amont au point de défaut.

3- Calcul du courant de court-circuit initial, à l'aide des composantes symétriques. En pratique, selon le type de défaut, les formules à retenir pour le calcul des I_{cc} sont indiquées dans le tableau de la **figure 26**.

Eléments	Z_o
Transformateur (vu du secondaire)	
Sans neutre	∞
Yyn ou Zyn	flux libre flux forcé
	∞ 10 à 15 X_d
Dyn ou YNyn	X_d
Dzn ou Yzn	0,1 à 0,2 X_d
Machine	
Synchrone	$\approx 0,5 Z_d$
Asynchrone	≈ 0
Ligne	$\approx 3 Z_d$

Fig. 24 : caractéristique homopolaire des différents éléments d'un réseau électrique.

Tension nominale Un	Facteur de tension c pour le calcul de l'Icc max l'Icc mini	
BT (100 à 1000 V)		
Si tolérance + 6 %	1,05	0,95
Si tolérance + 10 %	1,1	0,95
HT		
1 à 550 kV	1,1	1

Fig. 25 : valeurs du facteur de tension c (cf. CEI 60909).

4- A partir du calcul de la valeur efficace du courant de court-circuit initial (I''_k), sont déterminées les autres grandeurs caractéristiques :
 i_p , la valeur de crête,
 I_b , la valeur efficace du courant de court-circuit symétrique coupé,
 i_{cc} , la composante apériodique,
 I_k , la valeur efficace du courant de court-circuit permanent.

Incidence de la distance séparant le défaut de l'alternateur

Avec cette méthode de calcul il y a toujours lieu de distinguer deux cas :

- celui des courts-circuits éloignés des alternateurs, qui correspond aux réseaux dans lesquels les courants de court-circuit n'ont pas de composante alternative amortie. C'est généralement le cas en BT, sauf lorsque des récepteurs à forte consommation sont alimentés par des postes particuliers HTA / HTB.
- et celui des courts-circuits proches des alternateurs (cf. fig. 11), qui correspond aux réseaux dans lesquels les courants de court-circuit ont des composantes alternatives amorties.

Type de court-circuit	I_k'' Cas général	Défaut éloigné des machines tournantes
Triphasé (Z_t quelconque)	$I_{k3}'' = \frac{c \cdot Un}{\sqrt{3} Z_d }$ Dans les deux cas, le courant de court-circuit ne dépend que de Z_d . Ainsi Z_d est remplacée généralement par Z_k : impédance de court-circuit au point de défaut avec $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ où R_k est la somme des résistances d'une phase placées en série ; X_k est la somme des réactances d'une phase placées en série.	$I_{k3}'' = \frac{c \cdot Un}{\sqrt{3} Z_d }$
Biphasé isolé ($Z_t = \infty$)	$I_{k2}'' = \frac{c \cdot Un}{ Z_d + Z_i }$	$I_{k2}'' = \frac{c \cdot Un}{2 Z_d }$
Monophasé	$I_{k1}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$I_{k1}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3}}{2 Z_d + Z_o }$
Biphasé terre (Z_{cc} entre phases = 0) (cf. fig. 5c)	$I_{kE2E}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3} Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$ $I_{k2EL2}'' = \frac{c \cdot Un Z_o - aZ_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$ $I_{k2EL3}'' = \frac{c \cdot Un Z_o - a^2Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$	$I_{kE2E}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_o }$ $I_{k2EL2}'' = \frac{c \cdot Un \left \left(\frac{Z_o}{Z_d} \right) - a \right }{ Z_d + 2Z_o }$ $I_{k2EL3}'' = \frac{c \cdot Un \left \left(\frac{Z_o}{Z_d} \right) - a^2 \right }{ Z_d + 2Z_o }$

Notations retenues dans ce tableau :

- tension efficace composée du réseau triphasé = Un
- impédance de court-circuit = Z_{cc}
- impédances symétriques = Z_d, Z_i, Z_o
- courant de court-circuit en module = I_k''
- impédance de terre = Z_t .

Fig. 26 : valeurs des modules des courants de court-circuit en fonction des impédances du réseau concerné (cf. CEI 60909).

Ce cas se présente généralement en HT. Mais il peut se présenter aussi en BT lorsque, par exemple, un groupe de secours alimente des départs prioritaires.

Ces deux cas ont comme principales différences :

- pour les courts-circuits éloignés des alternateurs, il y a égalité :

□ entre les courants de court-circuit initial (I_k''), permanent (I_k) et coupé (I_b) d'une part ($I_k'' = I_k = I_b$) ;

□ et entre les impédances directe (Z_d) et inverse (Z_i) d'autre part ($Z_d = Z_i$) ;

- alors que pour les courts-circuits proches des alternateurs, l'inégalité suivante est vérifiée : $I_k < I_b < I_k''$; avec en plus Z_d qui n'est pas nécessairement égale à Z_i .

A noter cependant que des moteurs asynchrones peuvent aussi alimenter un court-circuit, leur apport pouvant atteindre 30 % de I_{cc} du réseau pendant les trente premières millisecondes : l'équation $I_k'' = I_k = I_b$ n'est alors plus vraie.

Conditions à respecter pour le calcul des courants de court-circuit maxima et minima

- Le calcul des courants de court-circuit maximaux tient compte des points suivants :
 - le facteur de tension c à appliquer correspondant au calcul du courant de court-circuit maximal ;

□ de toutes les hypothèses et approximations citées dans ce document, seules doivent être considérées celles qui amènent à un calcul par excès ;

□ les résistances R_L des lignes (lignes aériennes, câbles, conducteurs de phase et neutre) sont à prendre à la température de 20 °C.

- Pour le calcul des courants de court-circuit minimaux, il faut :

□ appliquer la valeur du facteur de tension c correspondant à la tension minimale autorisée sur le réseau.

□ choisir la configuration du réseau, et dans certains cas, l'alimentation minimale par les sources et lignes d'alimentation du réseau, qui conduisent à la valeur minimale du courant de court-circuit au point de défaut.

□ tenir compte de l'impédance des jeux de barres, des transformateurs de courant, etc.

□ ignorer les moteurs.

□ prendre les résistances R_L à la température envisageable la plus élevée :

$$R_L = \left[1 + \frac{0,004}{^\circ\text{C}} (\theta_e - 20^\circ\text{C}) \right] \times R_{L20}$$

où R_{L20} est la résistance à la température 20 °C et θ_e la température (en °C) admissible par le conducteur à la fin du court-circuit.

Le facteur 0,004 / °C s'applique au cuivre, à l'aluminium et aux alliages d'aluminium.

Facteurs de correction d'impédance

Des facteurs de correction d'impédance ont été introduits dans la CEI 60909 pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité lors du calcul des courants de court-circuit. Ces différents facteurs, présentés ci-après, doivent être appliqués aux impédances de court-circuit de certains éléments de réseau.

■ Facteur K_T : un facteur de correction d'impédance a été introduit pour les transformateurs de réseaux à deux et trois enroulements.

$$Z_{TK} = K_T Z_T$$

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

où x_T est la réactance relative du transformateur :

$$x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rT}^2}$$

et $c_{\max}$ est le facteur de tension pour la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur du réseau.

Le facteur de correction d'impédance doit être également appliqué aux impédances inverse et homopolaire du transformateur lors du calcul des courants de court-circuit dissymétriques.

Les impédances Z_N entre les neutres des transformateurs et la terre doivent être introduites comme $3Z_N$ dans le réseau homopolaire sans facteur de correction.

■ Facteurs K_G et K_S ou K_{SO} : ces facteurs sont introduits quand on calcule les impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production (avec ou sans changeur de prise en charge).

L'impédance subtransitoire dans le réseau direct doit être calculée au moyen de l'expression suivante :

$$Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'')$$

avec R_G = résistance du stator d'une machine synchrone, et le facteur de correction :

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

Il est recommandé d'utiliser les valeurs suivantes de R_{Gf} (résistance fictive du stator d'une machine synchrone) pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit :

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

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

$R_{Gf} = 0,15X_d''$ pour les alternateurs dont $U_{rG} \leq 1000\text{ V}$

L'impédance d'un groupe de production avec changeur de prise en charge est donnée par :

$$Z_S = K_S (t_r^2 Z_G + Z_{THT})$$

avec le facteur de correction :

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rQ}^2} \cdot \frac{U_{rTBT}^2}{U_{rTHT}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \varphi_{rG}}$$

$$\text{et } t_r = \frac{U_{rTHT}}{U_{rTBT}}$$

On utilise Z_S pour calculer le courant de court-circuit lors d'un défaut à l'extérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge.

L'impédance d'un groupe de production sans changeur de prise en charge est donnée par :

$$Z_{SO} = K_{SO} (t_r^2 Z_G + Z_{THT})$$

avec le facteur de correction :

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1+p_G)} \cdot \frac{U_{rTBT}}{U_{rTHT}} \cdot (1 \pm p_T) \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$$

On utilise Z_{SO} pour calculer le courant de court-circuit lors d'un défaut à l'extérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge.

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

□ Groupes de production avec changeur de prise en charge

$$I_{kG}'' = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}K_{G,S}Z_G}$$

avec :

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$$

$$K_{T,S} = \frac{c_{\max}}{1 - x_T \sin \varphi_{rG}}$$

□ Groupes de production sans changeur de prise en charge

$$I_{kG}'' = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}K_{G,SO}Z_G}$$

avec :

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

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 - x_T \sin \varphi_{rG}}$$

3.4 Equations des différents courants

Courant de court-circuit initial (I_k'')

Le calcul des différents courants de court-circuit initiaux I_k'' est effectué en appliquant les formules du tableau de la figure 26.

Courant de court-circuit de crête i_p

La valeur de crête i_p du courant de court-circuit, dans les réseaux non maillés, peut être calculée, quelque soit la nature du défaut, à partir de la formule suivante :

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} I_k'' \text{ où}$$

I_k'' = courant de court-circuit initial,

κ = facteur fonction des rapports R / X , calculé par la formule approchée suivante (cf. fig. 9) :

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \frac{R}{X}}$$

Courant de court-circuit coupé I_b

Le calcul du courant de court-circuit coupé I_b n'est nécessaire que dans le cas de défaut proche des alternateurs et lorsque la protection est assurée par des disjoncteurs retardés. Rappelons que ce courant sert à déterminer le PdC de ces disjoncteurs.

Ce courant peut être calculé avec une bonne approximation, à l'aide de la formule suivante :

$$I_b = \mu \cdot I_k'' \text{ dans laquelle :}$$

μ = facteur fonction du temps mort minimal $t_{\min}$ et du rapport I_k'' / I_r (cf. **fig. 27**) qui traduit l'influence des réactances subtransitoire et

transitoire, avec I_r = courant assigné de l'alternateur.

Courant de court-circuit permanent I_k

L'amplitude du courant de court-circuit permanent I_k , étant dépendant de l'état de saturation du fer des alternateurs, son calcul est moins précis que celui du courant symétrique initial I_k'' .

Les méthodes de calcul proposées peuvent être considérées comme procurant une estimation suffisamment précise des valeurs supérieure et inférieure pour le cas où le court-circuit est alimenté par un alternateur ou une machine synchrone. Ainsi :

■ le courant de court-circuit permanent maximal, sous la plus forte excitation du générateur synchrone, est donné par :

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot I_r$$

■ le courant de court-circuit permanent minimal est obtenu pour une excitation constante (minimale) à vide de la machine synchrone. Il est donné par :

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} \cdot I_r \text{ avec}$$

λ = facteur dépendant de la réactance synchrone saturée $X_{d\text{ sat}}$.

Les valeurs de $\lambda_{\max}$ et $\lambda_{\min}$ sont données page suivante par la **figure 28** pour les turbo-alternateurs et la **figure 29** pour les machines à pôles saillants (série 1 de la CEI 60909).

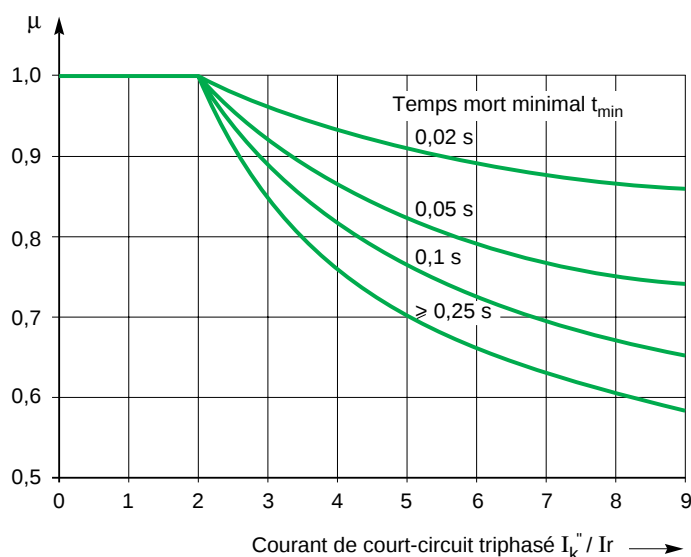


Fig. 27 : facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b (cf. CEI 60909).

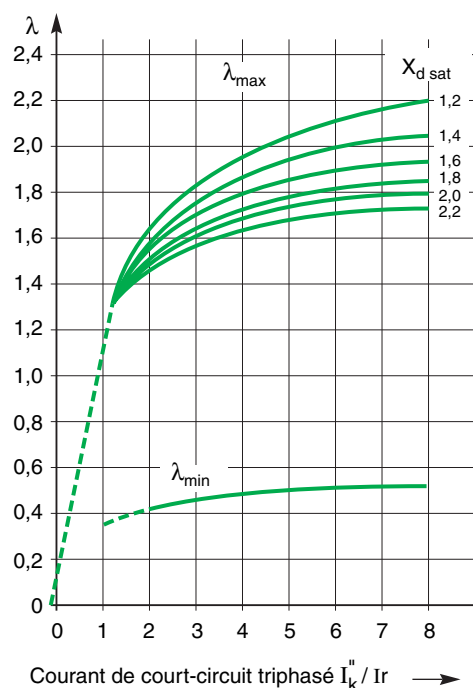


Fig. 28 : facteurs $\lambda_{\max}$ et $\lambda_{\min}$ pour turbo-alternateurs (surexcitation = 1,3 selon CEI 60909).

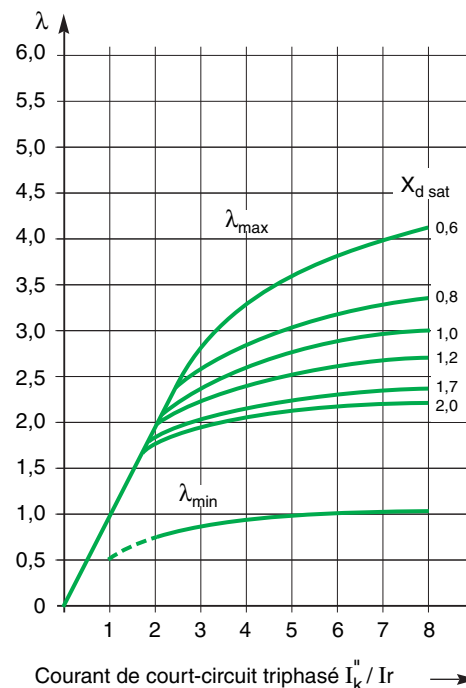


Fig. 29 : facteurs $\lambda_{\max}$ et $\lambda_{\min}$ pour alternateurs à pôles saillants (surexcitation = 1,6 selon CEI 60909).

3.5 Exemples de calcul de courants de court-circuit

Problème 1 : cas d'un transformateur alimenté par un réseau

Un réseau d'alimentation 20 kV alimente un transformateur T. Ce transformateur est relié à un jeu de barres via un câble L (cf. **fig. 30**).

Il est demandé de calculer, selon la CEI 60909, le courant de court-circuit initial I_k'' et le courant de court-circuit de crête i_p lors d'un défaut triphasé puis monophasé au point F1.

Il est précisé que :

- l'impédance de la liaison entre le réseau d'alimentation et le transformateur T sera négligée,
- le câble L est constitué de deux câbles en parallèle à trois conducteurs :

$l = 4 \text{ m}$; $3 \times 185 \text{ mm}^2 \text{ Al}$

$Z_L = (0,208 + j0,068) \Omega/\text{km}$

$R_{(0)L} = 4,23R_L$; $X_{(0)L} = 1,21X_L$

- le court-circuit au point F1 est supposé éloigné de tout alternateur.

Résolution :

- Défaut triphasé en F1
- Impédance du réseau d'alimentation (ramenée côté BT)

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

En l'absence d'information, on prendra $\frac{R_Q}{X_Q} = 0,1$ d'où :

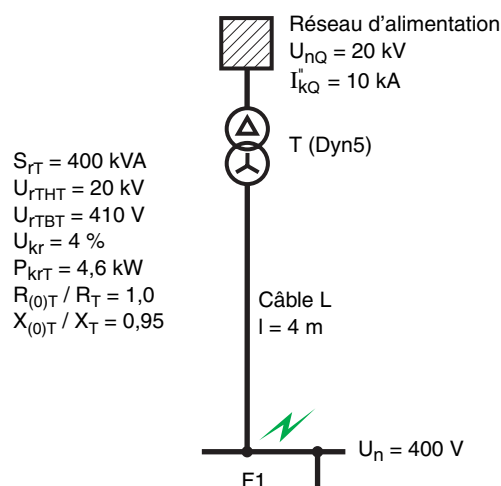


Fig. 30

$$X_{Qt} = 0,995 Z_{Qt} = 0,531 \text{ m}\Omega$$

$$R_{Qt} = 0,1 X_{Qt} = 0,053 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{Qt} = (0,053 + j0,531) \text{ m}\Omega$$

■ Impédance du transformateur

$$Z_{TBT} = \frac{u_{kr}}{100} \times \frac{U_{rTBT}^2}{S_{rT}} = \frac{4}{100} \times \frac{(410)^2}{400 \times 10^3} = 16,81 \text{ m}\Omega$$

$$R_{TBT} = P_{krT} \frac{U_{rTBT}^2}{S_{rT}^2} = 4600 \frac{(410)^2}{(400 \times 10^3)^2} = 4,83 \text{ m}\Omega$$

$$X_{TBT} = \sqrt{Z_{TBT}^2 - R_{TBT}^2} = 16,10 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{TBT} = (4,83 + j16,10) \text{ m}\Omega$$

$$x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rTBT}^2} = 16,10 \times \frac{400}{410^2} = 0,03831$$

Le facteur de correction d'impédance est donné par :

$$K_T = 0,95 \frac{c_{max}}{1 + 0,6 x_T} = 0,95 \frac{1,05}{1 + (0,6 \times 0,03831)} = 0,975$$

$$Z_{TK} = K_T Z_{TBT} = (4,71 + j15,70) \text{ m}\Omega$$

■ Impédance du câble

$$Z_L = 0,5 \times (0,208 + j0,068) \times 4 \cdot 10^{-3} = (0,416 + j0,136) \text{ m}\Omega$$

■ Impédance totale vue du point de défaut F1

$$Z_k = Z_{Qt} + Z_{TK} + Z_L = (5,18 + j16,37) \text{ m}\Omega$$

■ Calcul de I_k'' et i_p pour un défaut triphasé

$$I_k'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,05 \times 400}{\sqrt{3} \times 17,17} = 14,12 \text{ kA}$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = \frac{5,18}{16,37} = 0,316$$

$$\kappa = 1,02 + 0,98 e^{-3 \frac{R}{X}} = 1,4$$

$$i_p = \kappa \sqrt{2} \times I_k'' = 1,4 \sqrt{2} \times 14,12 = 27,96 \text{ kA}$$

■ Défaut monophasé en F1

□ Détermination des impédances homopolaires

Pour le transformateur T, de couplage Dyn5, le constructeur donne les relations suivantes :

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

avec le facteur de correction d'impédance K_T , on obtient l'impédance homolaire suivante :

$$Z_{(0)TK} = K_T (R_T + j0,95 X_T) = (4,712 + j14,913) \text{ m}\Omega$$

Pour le câble L :

$$Z_{(0)L} = (4,23 R_L + 1,21 X_L) = (1,76 + j0,165) \text{ m}\Omega$$

□ Calcul de I_k'' et i_p pour un défaut monophasé

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = Z_K = (5,18 + j16,37) \text{ m}\Omega$$

$$Z_{(0)} = Z_{(0)TK} + Z_{(0)L} = (6,47 + j15,08) \text{ m}\Omega$$

$$Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)} = (16,83 + j47,82) \text{ m}\Omega$$

Le courant de court-circuit phase terre initial est calculé d'après l'équation suivante :

$$I_{k1}'' = \frac{c U_n \sqrt{3}}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} = \frac{1,05 \times 400 \sqrt{3}}{50,70} = 14,35 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit de crête i_p est calculé avec le facteur κ obtenu à partir du système direct :

$$i_{p1} = \kappa \sqrt{2} \times I_{k1}'' = 1,4 \sqrt{2} \times 14,35 = 28,41 \text{ kA}$$

Problème 2 : cas d'un groupe de production

Un groupe de production S est constitué d'un générateur G et d'un transformateur T avec changeur de prise en charge (cf. **fig. 31**).

Il est demandé de calculer, selon la CEI 60909, le courant de court-circuit initial I''_k et les courants de court-circuit de crête i_p , coupé I_b et permanent I_{kmax} lors d'un défaut triphasé :

■ à l'extérieur du groupe de production sur le jeu de barres (F1)

■ à l'intérieur du groupe de production (F2)

Il est précisé que :

■ L'impédance de la liaison entre le générateur G et le transformateur T sera négligée

■ Le facteur de tension c sera pris égal à 1,1

■ Le temps mort minimal t_{min} pour le calcul de I_b sera pris égal à 0,1 s

■ Le générateur G est un turbo-alternateur (machine à pôles lisses)

■ Toutes les charges raccordées au jeu de barres sont passives.

Résolution :

■ Défaut triphasé en F1

□ Impédance du transformateur

$$Z_{THT} = \frac{u_{kr}}{100} \times \frac{U_{rTHT}^2}{S_{rT}} = \frac{15}{100} \times \frac{240^2}{250} = 34,56 \, \Omega$$

$$R_{THT} = P_{krT} \frac{U_{rTHT}^2}{S_{rT}^2} = 0,52 \times \frac{240^2}{250^2} = 0,479 \, \Omega$$

$$X_{THT} = \sqrt{Z_{THT}^2 - R_{THT}^2} = 34,557 \, \Omega$$

$$Z_{THT} = (0,479 + j34,557) \, \Omega$$

□ Impédance du générateur

$$X_d'' = \frac{x_d''}{100} \times \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} = \frac{17}{100} \times \frac{21^2}{250} = 0,2999 \, \Omega$$

$$Z_G = R_G + jX_d'' = 0,0025 + j0,2999$$

$$|Z_G| = 0,2999 \, \Omega$$

$S_{rG} > 100 \text{ MVA}$ on a donc : $R_{Gf} = 0,05 X_d''$ d'où $Z_{Gf} = 0,015 + j0,2999$

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \times \frac{U_{rTBT}^2}{U_{rTHT}^2} \times \frac{c_{max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \varphi_{rG}} = \frac{220^2}{21^2} \times \frac{21^2}{240^2} \times \frac{1,1}{1 + |0,17 - 0,15| \times 0,6258} = 0,913$$

$$Z_S = K_S (t_r^2 Z_G + Z_{THT}) = 0,913 \left(\left(\frac{240}{21} \right)^2 \times (0,0025 + j0,2999) + (0,479 + j34,557) \right)$$

$$Z_S = 0,735 + j67,313 \quad (Z_{Sf} = 2,226 + j67,313 \text{ si l'on considère } Z_{Gf} \text{ (pour calculer } i_p))$$

$$I''_{kS} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} Z_S} = \frac{1,1 \times 220}{\sqrt{3} (0,735 + j67,313)} = 0,023 - j2,075$$

$$|I''_{kS}| = 2,08 \text{ kA}$$

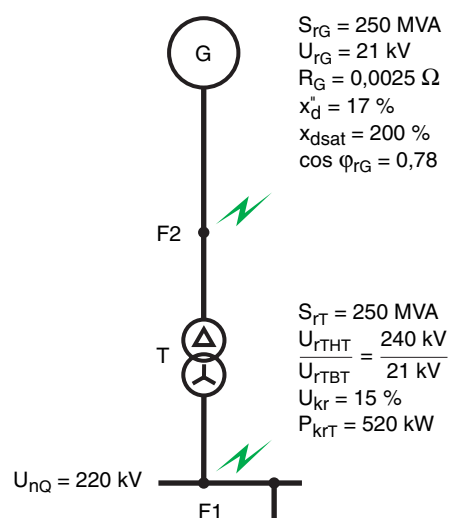


Fig. 31

A partir de l'impédance Z_{Sf} , on trouve le rapport $R_{Sf} / X_{Sf} = 0,033$ et $\kappa_S = 1,908$

Le courant de court-circuit de crête i_{pS} est donné par :

$$i_{pS} = \kappa_S \sqrt{2} \times I''_{kS}$$

$$i_{pS} = 1,908 \sqrt{2} \times 2,08 = 5,61 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit coupé I_{bS} :

$$I_{bS} = \mu \times I''_{kS}$$

Le facteur μ est fonction du rapport I''_{kG} / I_{rG} et du temps mort minimal t_{min} .

Le rapport I''_{kG} / I_{rG} est obtenu comme suit :

$$\frac{I''_{kG}}{I_{rG}} = \frac{I''_{kS}}{I_{rG}} \cdot \frac{U_{rTHT}}{U_{rTBT}} = \frac{2,08}{6,873} \times \frac{240}{21} = 3,46$$

D'après la figure 27 (courbe à $t_{min} = 0,1$ s), on trouve $\mu \approx 0,85$, d'où :

$$I_{bS} = 0,85 \times 2,08 = 1,77 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit permanent maximal I_{kmax} :

$$I_{kS} = \lambda_{max} I_{rG} \cdot \frac{U_{rTBT}}{U_{rTHT}} = 1,65 \times 6,873 \times \frac{21}{240} = 0,99 \text{ kA}$$

Le facteur $\lambda_{max} = 1,65$ est obtenu à partir de la figure 28 pour le rapport $I''_{kG} / I_{rG} = 3,46$ et $x_{dsat} = 2,0$

■ Défaut triphasé en F2

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}K_{G,S}Z_G}$$

avec :

$$K_{G,S} = \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} = \frac{1,1}{1 + (0,17 \times 0,626)} = 0,994$$

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}K_{G,S}Z_G} = \frac{1,1 \times 21}{\sqrt{3} \times 0,994 \times 0,2999} = 44,74 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit de crête i_{pG} est donné par :

$$i_{pG} = \kappa_G \sqrt{2} \times I''_{kG}$$

A partir de l'impédance Z_{Gf} , on trouve le rapport $R_{Gf} / X_d'' = 0,05$, d'où $\kappa_G = 1,86$

$$i_{pG} = 1,86 \sqrt{2} \times 44,74 = 117,69 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit coupé I_{bG} :

$$I_{bG} = \mu \times I''_{kG}$$

Le facteur μ est fonction du rapport I''_{kG} / I_{rG} et du temps mort minimal t_{min} .

Le rapport I''_{kG} / I_{rG} est obtenu comme suit :

$$\frac{I''_{kG}}{I_{rG}} = \frac{44,74}{6,873} = 6,51$$

D'après la figure 27 (courbe à $t_{min} = 0,1$ s), on trouve $\mu \approx 0,71$, d'où :

$$I_{bS} = 0,71 \times 44,74 = 31,77 \text{ kA}$$

Le courant de court-circuit permanent maximal I_{kmax} :

$$I_{kG} = \lambda_{max} I_{rG} = 1,75 \times 6,873 = 12,0 \text{ kA}$$

Le facteur $\lambda_{max} = 1,75$ est obtenu à partir de la figure 28 pour le rapport $I''_{kG} / I_{rG} = 6,51$ et $x_{dsat} = 2,0$

4 Conclusion

Pour le calcul du courant de court-circuit, différentes méthodes ont été développées et ont trouvé place dans les normes... et ainsi dans ce Cahier Technique.

Plusieurs de ces méthodes normalisées ont été conçues de telle sorte que le courant de court-circuit puisse être calculé à la main ou à l'aide d'une calculatrice. La révision de ces normes a souvent conduit à faire évoluer ces méthodes pour les rendre plus précises et représentatives de la réalité mais a eu pour conséquence de les rendre moins pratiques, comme le montrent les évolutions récentes de la CEI 60909, réservant un calcul manuel aux cas les plus simples.

Avec le développement d'outils informatiques sans cesse plus performants, les concepteurs d'installations électriques ont conçu des logiciels pour leurs propres besoins. Ainsi de nombreux logiciels conformes aux normes sont disponibles, tel Ecodial en basse tension créé et commercialisé par Schneider Electric.

Tous ces logiciels de calcul des courants de court-circuit servent essentiellement à :

- déterminer des pouvoirs de coupure et de fermeture des appareils ainsi que les tenues électromécanique et thermique des équipements,
- calculer les réglages des relais de protection et les calibres des fusibles, afin d'assurer une bonne sélectivité dans le réseau électrique.

Enfin d'autres logiciels de calcul sont utilisés par les spécialistes concepteurs de réseaux, par exemple pour les études de comportement dynamique des réseaux électriques : de tels logiciels permettent des simulations précises des phénomènes dans le temps, leur utilisation s'étend au comportement électromécanique complet des réseaux et des installations.

Il n'en demeure pas moins vrai que tous les logiciels, bien que très performants, ne sont que des outils. Leur exploitation, pour être efficace, nécessite donc une compétence professionnelle d'expertise préalablement acquise par des études, un savoir-faire et une expérience.

Bibliographie

Normes

- CEI 60909 : Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif.
- Partie 0 : Calcul des courants.
- Partie 1 : Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit.
- Partie 2 : Matériel électrique - Données pour le calcul des courants de court-circuit.
- Partie 3 : Courants durant deux court-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre.
- Partie 4 : Exemples pour le calcul des courants de court-circuit.
- NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension.
- UTE C 15-105 : Guide pratique. Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection.

Cahiers Techniques Schneider Electric

- Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques, Cahier Technique n° 18 - B. DE METZ-NOBLAT.
- Mise à la terre du neutre dans des réseaux industriels haute tension, Cahier Technique n° 62 - F. SAUTRIAU.
- Techniques de coupure des disjoncteurs Basse Tension, Cahier Technique n° 154 - R. MOREL.
- Les calculs sur les réseaux électriques BT et HT. Cahier Technique n° 213 - B. DE METZ-NOBLAT.

Publications diverses

- Guide de l'installation électrique (en français, selon NF C 15-100 : édition 2004 ; en anglais selon CEI 60364 : édition 2005), Réalisation Schneider Electric, (Institut Schneider Formation).
- Les réseaux d'énergie électrique (2^e partie), R. PELISSIER. Dunod éditeur.