



François Sautriau

**Diplomé ingénieur E.S.E. en 1968.
Depuis 1970 dans la société
Merlin Gerin ; après avoir effectué
des études de réseaux et de
protections il a été responsable de
bureaux d'études de réalisation
d'ensembles industriels, puis
responsable de services techniques
pour la réalisation d'équipements
destinés à la marine.
Aujourd'hui, il est conseiller au
service marketing du département
Protection et Contrôle - Commande.**

n°62

**mise à la terre du
neutre dans un
réseau industriel
haute tension**

mise à la terre du neutre dans un réseau industriel haute tension

La mise à la terre d'un réseau électrique haute tension peut être réalisée de différentes manières. L'auteur analyse les contraintes liées aux différents paramètres de l'installation (surtensions, réseau, récepteurs) et calcule les courants de défauts. Différents modes de protection sont décrits ainsi que les réglages à prévoir compte tenu des exigences souhaitées.

sommaire

1. Introduction		p. 4
2. La mise à la terre	Mise à la terre directe	p. 4
	Mise à la terre par l'intermédiaire d'une réactance	p. 4
	Mise à la terre par l'intermédiaire d'une résistance	p. 4
3. Contraintes liées aux surtensions	Mise à la terre par réactance de limitation	p. 5
	Mise à la terre par résistance	p. 5
4. Contraintes liées au réseau		p. 5
5. Contraintes liées aux récepteurs		p. 6
6. Calculs des courants de défaut		p. 6
7. Mode de protection de terre	Réglage des protections de terre	p. 7
	Mise à la terre avec neutre accessible	p. 8
	Mise à la terre avec neutre artificiel	p. 8
Annexe 1 : remarques sur la détermination des capacités du réseau		p. 10
Annexe 2 : bibliographie		p. 11

1. introduction

Lors de la conception d'un réseau électrique H.T. industriel, il faut choisir un schéma de liaison du neutre à la terre : le neutre peut être soit isolé, soit relié intentionnellement à la terre. Le schéma à neutre isolé en H.T. peut autoriser une continuité de service intéressante en ne déclenchant pas au premier défaut, mais il implique que la capacité du réseau n'entraîne pas un courant de défaut à la terre prohibitif dangereux pour le personnel et les machines.

En contrepartie, le neutre isolé entraîne :

- des risques de surtensions élevées qui favorisent l'apparition de défauts multiples,
- l'emploi de matériels surisolés,
- une surveillance de l'isolement obligatoire,
- une protection contre les surtensions sur le point de devenir obligatoire,
- la réalisation d'une protection sélective complexe contre les défauts à la terre ne pouvant généralement pas

être effectuée par de simples relais ampèremétriques.

Le schéma à neutre mis à la terre entraîne très généralement un déclenchement obligatoire au premier défaut mais, par contre :

- il amortit les surtensions,
- il conduit à des protections simples, sélectives, fiables,
- il autorise l'emploi de matériel en particulier de câbles ayant un niveau d'isolement plus réduit que pour le neutre isolé.

2. la mise à la terre

L'objet de cette étude n'est pas de comparer les différents schémas de liaison du neutre mais seulement, lorsque la solution du neutre à la terre est adoptée, de déterminer le mode de mise à la terre en réalisant un compromis entre trois exigences souvent contradictoires :

- amortir convenablement les surtensions,
- limiter l'importance des dégâts et des perturbations dus à un défaut à la terre,
- permettre la réalisation de protections simples et sélectives.

La mise à la terre peut être :

- directe (sans limitation volontaire de courant par impédance),
- par réactance,
- par résistance.

mise à la terre directe

Ce type de mise à la terre limite au mieux les surtensions et la sélectivité des protections ne présente pas de difficultés.

Par contre, en cas de défaut à la terre, le courant n'est pas limité, les dégâts et les perturbations sont maximum et le danger pour le personnel est important pendant la durée du défaut. Cette solution n'est pas utilisée pour la distribution en haute tension.

mise à la terre par l'intermédiaire d'une réactance

Réactance accordée (bobine de Petersen)

Cette solution est parfois utilisée sur les réseaux HT de distribution publique. Elle est peu utilisée en distribution industrielle.

Des relais de protection sensibles à la composante active du courant homopolaire sont nécessaires pour obtenir la sélectivité.

Réactance de limitation

Cette solution peut provoquer des surtensions sévères, comme Le Verre

(Etudes et Recherches E.D.F.) l'a mis en évidence [1]. Elle n'est applicable que si l'impédance de limitation a une valeur faible.

mise à la terre par l'intermédiaire d'une résistance

Cette solution est souvent la plus intéressante.

Deux solutions restent en présence :

- la mise à la terre par réactance,
- la mise à la terre par résistance.

La détermination précise de ces modes de mise à la terre dépend du niveau de tension, de l'étendue du réseau et de la nature des récepteurs.

En fonction du mode de mise à la terre, il existe un critère pour la détermination d'une valeur limite de l'impédance vis-à-vis du problème des surtensions.

Ensuite, il faut vérifier la compatibilité avec les autres contraintes liées au réseau ou aux récepteurs.

[1] voir bibliographie

3. contraintes liées aux surtensions

mise à la terre par réactance de limitation

(cf. fig. 1)

L'étude des surtensions, lors de l'élimination des courts-circuits sur les réseaux dont le neutre est mis à la terre par une réactance, conduit aux résultats suivants :

- soit $I_0\omega$ la réactance de limitation du courant de défaut à la terre,
- soit $L\omega$ la réactance de court-circuit triphasé du réseau.

La surtension entre neutre et terre, lors de l'élimination des courts-circuits, est :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{I_0}{L}}$$
 pour un réseau de

câbles à champ radial,

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{I_0}{L}}$$
 pour les autres cas.

En pratique, on limite le courant de défaut à la terre à 10 % au plus du courant de court-circuit triphasé, comme le fait EDF sur le réseau haute tension de distribution.

mise à la terre par résistance

Comme le recommande EDF pour les réseaux des groupes hydrauliques, on adopte une valeur r de résistance correspondant à une puissance active

totale dissipée $\frac{U^2}{3r}$ égale ou supérieure

à la puissance capacitive $2 C\omega U^2$ en présence d'un défaut phase-terre, soit :

$$\frac{U^2}{3r} \geq 2 C\omega U^2.$$

En divisant par $\frac{U}{\sqrt{3}}$, on obtient

$$\frac{U}{\sqrt{3}r} \geq 2 \cdot 3 C\omega \frac{U}{\sqrt{3}}$$
 où :

- $\frac{U}{\sqrt{3}r}$ est la valeur du courant de défaut terre I_L dans la mise à la terre ;
- $3 C\omega \frac{U}{\sqrt{3}}$ est la valeur du courant capacitif I_c du réseau en cas de défaut terre.

D'où la relation $I_L \geq 2 I_c$.

La détermination des capacités des câbles est fonction de leur structure (voir annexe pour ce calcul).



fig. 1 : une bobine zigzag ou bobine de point neutre, constitue une réactance de limitation des courants de défaut terre.

4. contraintes liées au réseau

Le critère précédent permet de définir la limite inférieure du courant de défaut franc phase-terre.

Pour le choix de la limite supérieure, il convient de s'assurer que le courant de

défaut ne provoque pas de dégâts sur le trajet qu'il emprunte et particulièrement dans les écrans de câbles. L'intensité maximale supportée par les écrans de câbles peut être

précisée par les constructeurs, en général de 500 à 3 000 A pendant 1 seconde.

5. contraintes liées aux récepteurs

Dans les réseaux H.T. de distribution, les récepteurs sont des transformateurs qui ne présentent pas d'exigences particulières vis-à-vis de la mise à la terre du neutre du réseau d'alimentation.

Mais les réseaux industriels haute tension peuvent alimenter des

machines tournantes sous des tensions allant de 3 kV jusqu'à 15 kV et le plus souvent 5,5 kV en France ; il est alors souhaitable que l'intensité du défaut masse n'excède pas 20 A, afin d'éviter la brûlure des tôles des machines. En effet, si le rebobinage est une réparation assez courante lorsqu'un

enroulement est défilant, la remise en état d'un appareil est beaucoup plus longue et onéreuse quand les tôles sont atteintes.

6. calculs des courants de défaut

La répartition des courants dans les différents circuits se calcule assez simplement moyennant une légère approximation.

Celle-ci consiste à négliger l'impédance de court-circuit de la source et les impédances de liaison vis-à-vis de l'impédance de mise à la terre du neutre et des capacités du réseau. En d'autres termes, on considère que les courants de défaut à la terre sont très inférieurs aux courants de court-circuit triphasé (cf. fig. 2).

Pour calculer le potentiel du neutre par rapport à la terre, écrivons que la somme des courants s'écoulant à la terre est nulle (voir le schéma).

$$I_N + I_{rD} + \sum I_{rS} = 0$$

$$0 = g V_N + [G + j\omega C] (V_N + E) + j\omega C (V_N + a^2 E) + j\omega C (V_N + aE)$$

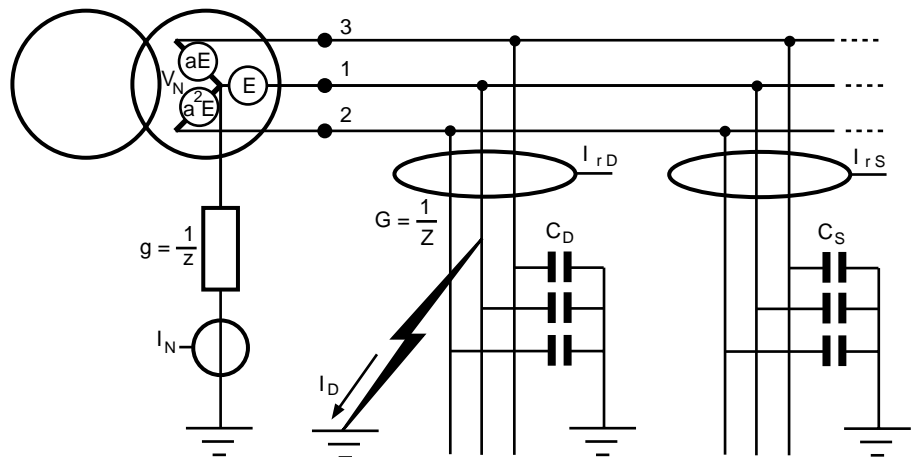
$$0 = V_N [g + G + 3j\omega C] + GE + j\omega CE (1 + a^2 + a)$$

$$\text{Comme } 1 + a^2 + a = 0$$

on obtient

$$V_N = \frac{-GE}{g + G + 3j\omega C}$$

$$\text{ou } V_N = \frac{-ZE}{Z + z + 3j\omega Cz}$$



$$z = \frac{1}{g}$$

Impédance de la mise à la terre du neutre

$$Z = \frac{1}{G}$$

Impédance du défaut phase-terre

C_D

Capacité phase-terre du départ en défaut

C_S

Capacité phase-terre d'un départ sain

$C = \sum C_S$

Capacité phase-terre totale du réseau

E

Tension simple du réseau

V_N

Potentiel du point neutre par rapport à la terre

I_N

Courant dans la mise en terre du neutre

I_D

Courant dans le défaut

I_{rD}

Courant résiduel du départ en défaut

I_{rS}

Courant résiduel d'un départ sain

fig. 2 : paramètres de calcul des courants de défaut terre.

Connaissant V_N , les différents courants (I_N dans la mise à la terre du neutre, I_D dans le défaut, I_{rD} et I_{rS} courants résiduels des départs) se calculent de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \blacksquare I_N &= g V_N = \frac{-gE}{g+G+3j\omega C} \\ &= \frac{-E}{Z+z+3j\omega CzZ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \blacksquare I_D &= G(V_N+E) = \frac{g+3j\omega C}{g+G+3j\omega C} \cdot GE \\ &= \frac{1+3j\omega Cz}{Z+z+3j\omega CzZ} \cdot E \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \blacksquare I_{rD} &= I_D + 3j\omega C_D V_N \\ &= \frac{g+3j\omega(C-C_D)}{g+G+3j\omega C} \cdot GE \\ &= \frac{1+3j\omega(C-C_D)z}{Z+z+3j\omega CzZ} \cdot E \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \blacksquare I_{rS} &= 3j\omega C_S V_N \\ &= \frac{-3j\omega C_S}{g+G+3j\omega C} \cdot GE \\ &= \frac{-3j\omega C_S z}{Z+z+3j\omega CzZ} \cdot E \end{aligned}$$

En cas de défaut franc $Z=0$, les formules précédentes deviennent :

$$V_N = -E$$

$$\blacksquare I_N = \frac{-E}{Z}$$

$$\blacksquare I_D = \left[\frac{1}{Z} + 3j\omega C \right] E$$

$$\blacksquare I_{rD} = \left[\frac{1}{Z} + 3j\omega(C-C_D) \right] E$$

$$\blacksquare I_{rS} = -3j\omega C_S E$$

7. mode de protection de terre

La valeur de l'impédance de mise à la terre réagit sur la méthode de protection nécessaire contre les défauts phase-terre.

D'une façon générale, plus les courants de défaut sont importants, plus ils sont faciles à détecter ; et plus ils sont faibles, plus leur détection est délicate et sensible à des phénomènes parasites.

D'autre part, il est souhaitable sinon indispensable de réaliser cette protection, non pas en un point seulement mais sur les différentes artères du réseau, le fonctionnement des relais étant sélectif.

La protection des défauts phase-terre se fait par des relais à maximum d'intensité alimentés par le courant de terre.

La mesure de ce courant peut se faire :

- soit par un transformateur tore traversé par les trois conducteurs de phase et détectant directement la somme de leurs intensités (nulle en l'absence de défaut terre) ;

- soit par trois transformateurs d'intensité dont les secondaires sont connectés de façon à réaliser un conducteur neutre traversé par la somme des trois intensités.

La solution «transformateur tore» est la plus précise mais, si des raisons

d'installation la rendent possible sur des câbles, elle n'est pas applicable sur les liaisons en barres ou aériennes.

La solution «3 Transformateurs d'Intensité» -TI- est souvent employée en particulier lorsque ces 3 TI sont déjà nécessaires pour une autre utilisation. Mais la mesure ainsi réalisée est entachée des erreurs de précision de chacun des TI et surtout en régime de surintensité passagère lorsque les TI se saturent.

réglage des protections de terre

Il doit être choisi en fonction de la précision des mesures, assurer le maximum de protection et autoriser la sélectivité.

Si la mesure est réalisée en faisant la somme des courants secondaires de 3 TI, cette dernière est entachée par la dispersion des TI. En particulier, on mesure un courant homopolaire en l'absence de défaut de terre, lorsque les TI se saturent.

Cette saturation est due à l'amplitude excessive du courant de phase mais surtout à la composante continue qui apparaît dans un courant de court-circuit ou d'enclenchement asymétrique.

Il faut noter que, pendant le régime transitoire, la composante continue peut provoquer la saturation des TI bien que la valeur de crête du courant transitoire soit de l'ordre de 10 fois inférieure à la valeur de saturation pour un courant symétrique établi.

Une protection de terre alimentée par 3 TI doit donc être temporisée pour éviter les déclenchements intempestifs résultant des régimes transitoires. Le seuil de réglage ne doit pas être inférieur à 6 % du calibre de TI dans le meilleur des cas, ou à 15 ou 20 % du calibre des TI dans les cas défavorables.

D'autre part, si un défaut masse apparaît dans un enroulement étoile au voisinage du point neutre, le courant maximum de défaut n'est qu'une faible partie de la limite imposée par l'impédance de mise à la terre du neutre. D'où un réglage habituel du seuil à 20 % du courant maximum limité par la mise à la terre du neutre, afin de protéger 80 % des enroulements.

Mais comme l'indique le calcul, lors d'un défaut les parties saines du réseau sont parcourues par un courant capacitif homopolaire. Aussi, afin que la protection d'une artère saine ne déclenche pas intempestivement, le

réglage du seuil doit être supérieur de 30 % au courant capacitif qui s'écoule dans cette artère lorsqu'un court-circuit phase-terre affecte le réseau.

De plus, il y a lieu de prendre éventuellement en compte la présence d'harmoniques de tension qui produisent dans les capacités des courants d'autant plus importants que leur rang est élevé. A noter que les harmoniques 3 et multiples de 3 s'ajoutent même en régime équilibré. Enfin, les caractéristiques de l'impédance de mise à la terre du neutre et les protections doivent être coordonnées de façon que cette impédance ne soit pas elle-même détériorée par le courant de défaut avant son élimination.

Nota : il convient de préciser qu'il n'est question ici que des protections des circuits et non de la protection des personnes.

En résumé : lorsque le régime de neutre à la terre est choisi pour un réseau moyenne tension, il est souhaitable d'adopter une mise à la terre par résistance de préférence aux autres systèmes.

Calcul de r et de I_L

La détermination de cette résistance r

et du courant maximum $I_L = \frac{U}{\sqrt{3r}}$

se fait en fonction des contraintes suivantes :

- le courant I_L doit être supérieur ou égal au double du courant capacitif du réseau en cas de défaut terre $I_L \geq 2 I_C$ afin de limiter les surtensions,
- le courant I_L doit être inférieur à la surintensité maximum que peuvent tenir les écrans de câbles, en général de 500 à 3 000 A, suivant la section du câble,
- dans un réseau comportant des moteurs H.T., il faut de préférence respecter la relation $5 A \leq I_L \leq 20 A$ mais, en cas d'incompatibilité avec la première condition, I_L peut atteindre 50 A,
- pour assurer une bonne protection au niveau des récepteurs, il faut que les réglages de seuils I_r ne dépassent pas $0,2 I_L$, soit $I_r \leq 0,2 I_L$,
- pour obtenir la sélectivité vis-à-vis des protections des liaisons saines, il faut respecter la relation $I_r \geq 1,3 I_C$, I_C étant le courant capacitif de la liaison protégée en cas de défaut phase-terre,
- si la mesure du courant de terre se fait par 3 TI de calibre I_n , il faut avoir $I_r \geq 0,06 I_n$,
- la tenue thermique de la résistance r doit permettre la passage du courant I_L pendant la durée maximum d'élimination du défaut terre (1 à 1,5 s) ou, réciproquement, l'élimination du défaut terre doit être suffisamment rapide pour ne pas détériorer la résistance r.

mise à la terre avec neutre accessible

La résistance est raccordée à la borne de sortie du neutre et à la prise de terre, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé chargé au secondaire par une résistance équivalente. C'est le cas pour les réseaux alimentés par un transformateur, dont le secondaire est en étoile neutre sorti, et pour les alternateurs à neutre sorti (cf. fig. 3).

Lorsque le réseau est alimenté par plusieurs transformateurs ou alternateurs, il est préférable que la mise à la terre du neutre soit unique pour éviter que la valeur du courant maximum de défaut terre varie avec le nombre de sources en service.

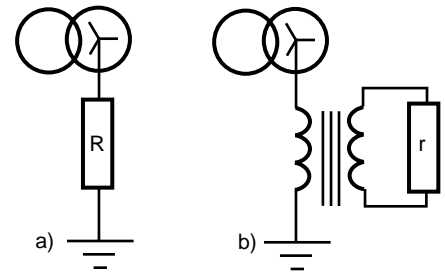


fig. 3 : mise à la terre du neutre, au secondaire d'un transformateur à étoile avec neutre sorti, par une résistance soit raccordée directement (a), soit raccordée par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé (b).

mise à la terre avec neutre artificiel

Quand le neutre de la source n'est pas accessible (enroulements en triangle) ou quand il y a plusieurs sources en parallèle, la mise à la terre peut être faite par un neutre artificiel (cf. fig. 4 et 5), aussi appelé générateur homopolaire.

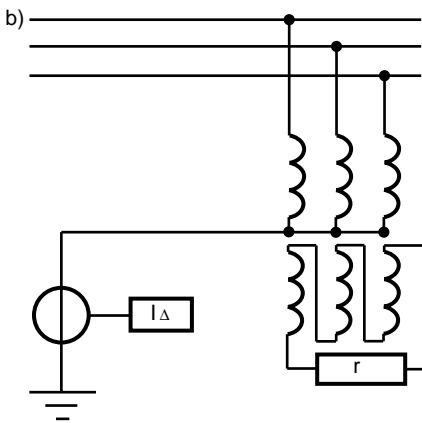
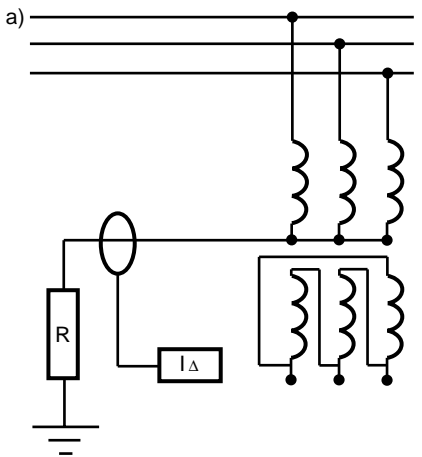


fig. 4 : mise à la terre du neutre d'un réseau avec un transformateur à couplage étoile-triangle associé à :
a) une résistance placée côté haute tension, dans ce cas le secondaire du transformateur peut alimenter des auxiliaires ;
b) une résistance placée en série dans le secondaire.

Plusieurs schémas sont possibles, avec :

- un transformateur à couplage étoile/triangle associé à une résistance ;
- une bobine zigzag (cf. fig. 1 et 6), ce schéma est utilisé dans le cas où le courant maximum de défaut terre est limité à des valeurs supérieures à 100 A ;
- ou un transformateur spécial, car pour réaliser un neutre artificiel il peut s'avérer économique d'utiliser le transformateur nécessaire à l'alimentation des auxiliaires basse tension du poste (cf. fig. 7 et 8).



fig. 5 : transformateur spécial pour point neutre.

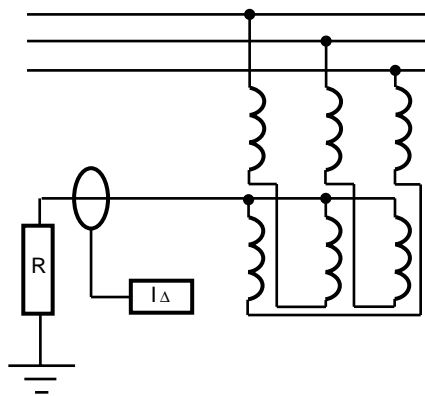


fig. 6 : mise à la terre du neutre d'un réseau avec une bobine zigzag.

L'impédance résultante $r_o + j l_o \omega$ est assimilable à une résistance si $r_o \geq 2 l_o \omega$, avec r_o et l_o ramenées à la même tension.

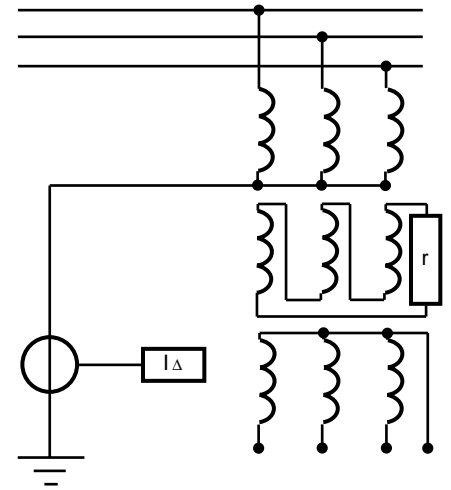


fig. 7 : mise à la terre d'un transformateur à couplage étoile-étoile, et comportant des enroulements tertiaires en triangle fermé sur une résistance.

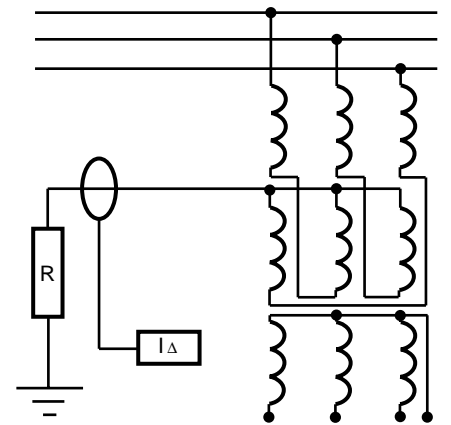


fig. 8 : mise à la terre du neutre d'un réseau avec un transformateur à couplage zigzag.

annexe 1 : remarques sur la détermination des capacités du réseau

La capacité des câbles est fonction de leur type de construction :

■ câble unipolaire

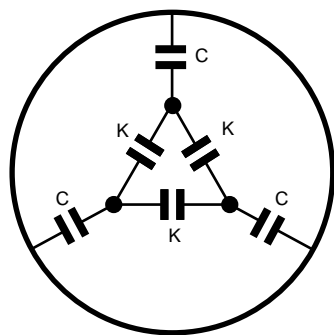
Le conducteur est entouré d'un écran et la capacité C du câble est celle qui est mesurée entre le conducteur et l'écran qui est mis à la terre.

■ câble tripolaire à champ radial

Chaque conducteur est entouré d'un écran et la capacité C du câble est celle qui est mesurée entre chaque conducteur et son propre écran qui est mis à la terre.

■ câble tripolaire à ceinture

Un écran unique entoure les trois conducteurs et il existe une capacité K entre conducteurs et une capacité C entre un conducteur et l'écran qui est mis à la terre.



Pour les 2 premiers cas, câble

unipolaire et câble tripolaire à

champ radial, il n'y a pas d'ambiguïté puisqu'il n'existe qu'une capacité C, qui est une capacité entre phase et terre.

En l'absence de défaut et en régime triphasé équilibré, il circule dans chaque phase un courant capacitif i_c absorbé dans la capacité C du câble sous la tension simple V, phase-terre, à la fréquence du réseau :

$$i_c = C\omega V = C\omega \frac{U}{\sqrt{3}}$$

Cette charge capacitive étant triphasée et équilibrée, elle ne perturbe pas le réseau en général et n'affecte pas les protections.

Par contre, lorsque le réseau présente un défaut terre, c'est-à-dire lorsqu'une phase est à la terre, la capacité des câbles est vue comme une charge déséquilibrée formée par la capacité C entre les deux phases saines et la terre sous la tension composée U.

Dans les deux phases saines circulent les courants de valeur $C\omega U$ déphasés de 60° ; la somme de ces deux courants est appelée courant capacitif I_c du réseau en cas de défaut terre.

$$i_c = 2 C\omega V \cos \frac{\pi}{6} = \sqrt{3} C\omega U$$

soit $I_c = 3 C\omega V$.

Pour le cas du câble tripolaire à

ceinture, en l'absence de défaut le courant i_c qui circule en régime équilibré est :

$$i_c = \sqrt{3} K\omega U + C\omega V = 3 K\omega V + C\omega V$$

soit $i_c = (3 K + C) \omega V$ par phase, et la somme des courants des trois phases est nulle.

Les câblers donnent généralement la valeur de cette capacité $3 K + C$ pour les câbles à ceinture.

Par contre, lorsque le réseau présente un défaut terre, c'est-à-dire lorsqu'une phase est à la terre, la charge capacitive comporte :

■ les trois capacités K sous la tension composée qui constituent une charge équilibrée ;

■ les trois capacités C dont deux sont sous des tensions composées déphasées de 60° et la troisième est sous une tension nulle.

La somme de ces courants (i_c par phase), appelée courant capacitif I_c du réseau en cas de défaut terre, est encore :

$$i_c = 2 C\omega V \cos \frac{\pi}{6} = \sqrt{3} C\omega U$$

soit $I_c = 3 C\omega V$.

En résumé, pour ce qui intéresse la détermination de la résistance d'une mise à la terre, comme pour le réglage d'une protection de terre, le courant capacitif qu'il faut connaître est donc :

$$I_c = 3 C\omega V$$

qui ne fait intervenir que la capacité C quel que soit le type de câble.

Dans la pratique, sous la dénomination de capacité étoilée, les câblers indiquent :

■ la valeur de C pour les câbles à champ radial,

■ la valeur de $3 K + C$ pour les câbles à ceinture.

Ils ne donnent généralement pas la valeur de cette capacité C pour les câbles à ceinture. Câbles pour lesquels, sur demande, ils communiquent trois résultats de mesure :

■ la capacité C_1 mesurée entre une âme conductrice et les autres âmes reliées à la gaine métallique ; on a la relation $C_1 = 2 K + C$,

■ la capacité C_2 mesurée entre les trois âmes conductrices réunies entre elles et la gaine métallique ; on a la relation $C_2 = 3 C$,

■ la capacité C_3 , mesurée entre deux âmes conductrices, la troisième étant réunie à la gaine métallique ; on a la relation

$$C_3 = \frac{3 K + C}{2}$$

C'est donc la capacité C_2 qu'il est nécessaire de connaître pour avoir

directement la valeur de $C = \frac{C_2}{3}$.

annexe 2 : bibliographie

[1] Le Verre : «Les surtensions lors de l'élimination de courts-circuits sur les réseaux dont le neutre est mis à la terre par une réactance». Bull. de la Société Française des Electriciens, 8e série, Tome 1, n° 4 (avril 1960).

[2] E.D.F. : Note d'orientation sur les protections des groupes hydrauliques. NP 69 03.

