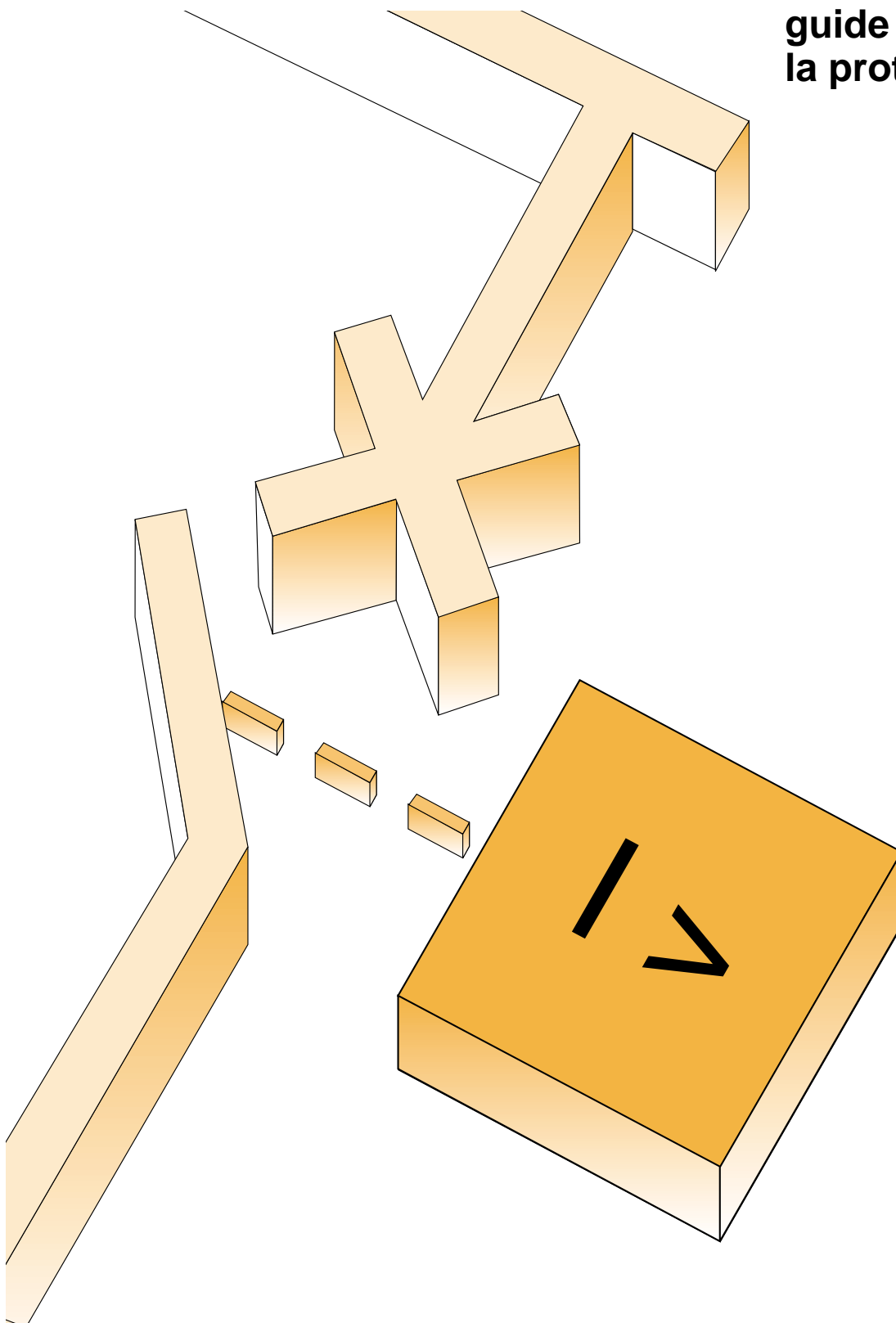


**protection
contrôle
commande**



**guide de
la protection**



sommaire

	page
présentation	1
régimes de neutre	3
courants de court-circuit	9
sélectivité	15
protection des réseaux	21
protection des transformateurs	29
protection des moteurs	35
protection des alternateurs	41
protection des condensateurs	47
capteurs	53

lexique

$I >$	protection à maximum de courant	$U <$	protection à minimum de tension
$I <-$	protection directionnelle de courant	$> f >$	protection à maximum et minimum de fréquence
$I_N >$	protection à maximum de courant terre	$U >$	protection à maximum de tension
$I_i >$	protection à maximum de composante inverse	$P <-$	protection de retour de puissance active
$I \int$	image thermique	$Q <-$	protection de retour de puissance réactive
I	protection différentielle	$U_N >$	protection à maximum de tension résiduelle
$\frac{I}{U} >$	protection à maximum de courant à retenue de tension		Buchholz
			

généralités

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (ex. ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation : court-circuit, défaut d'isolement...

Les buts visés étant :

- de participer à la protection des personnes contre les dangers électriques,
- d'éviter les détériorations de matériel (l'énergie produite par un court-circuit triphasé sur un jeu de barres MT est à même de faire fondre jusqu'à 50 Kg de cuivre en 1 seconde ; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10000°C),
- de limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels,
- de préserver la stabilité et la continuité de service du réseau,
- de protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits voisins).

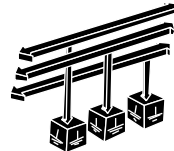
Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir les qualités suivantes :

- rapidité,
- sélectivité,
- fiabilité.

Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse.

La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leur durée. De plus le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs...) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, le présent guide a pour but de vous aider à choisir les dispositifs de protection les mieux adaptés.



introduction

Le choix de la mise à la terre du neutre des réseaux MT et HT a été pendant longtemps un sujet de controverses passionnées compte tenu de l'impossibilité de trouver un compromis unique pour les différents types de réseaux. L'expérience acquise permet aujourd'hui d'effectuer un choix pertinent en fonction des contraintes propres à chaque réseau.

cinq régimes de neutre

Le potentiel du neutre peut être fixé par rapport à la terre par cinq méthodes différenciées par la nature, (capacité, résistance, inductance) et la valeur (zéro à l'infini) de l'impédance Z_n de liaison que l'on connectera entre neutre et terre :

- $Z_n = \infty$ - **neutre isolé**, pas de liaison intentionnelle,
- Z_n est une **résistance** de valeur plus ou moins élevée,
- Z_n est une **réactance** de valeur faible, en général,
- Z_n est une **réactance destinée** à compenser la capacité du réseau,
- $Z_n = 0$ - le neutre est relié directement à la terre.

difficultés et critères de choix

Les critères de choix concernent de multiples aspects :

- techniques (fonction du réseau, surtensions, courant de défaut etc...),
- d'exploitation (continuité de service, maintenance),
- de sécurité,
- économiques, (coûts d'investissements, d'exploitation),
- habitudes locales ou nationales.

En particulier, deux considérations techniques importantes sont contradictoires :

Réduire le niveau des surtensions

Les surtensions ont plusieurs origines :

- surtensions de foudre auxquelles sont exposés tous les réseaux aériens jusqu'au point de livraison aux usagers,
- surtensions internes au réseau engendrées par les manœuvres et certaines situations critiques (résonances),
- surtensions résultant du défaut à la terre lui-même et de son élimination.

Réduire le courant de défaut à la terre Id.

Un courant de défaut trop élevé, entraîne toute une série de conséquences :

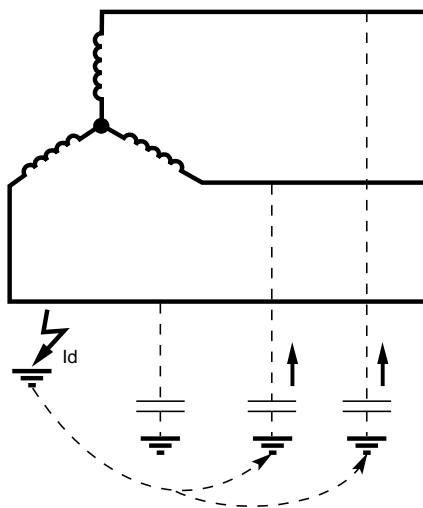
- dégâts par l'arc au point de défaut ; en particulier fusion des circuits magnétiques des machines tournantes,
- tenue thermique des écrans de câble.
- dimensions et coût de la résistance de mise à la terre,
- induction dans les circuits de télécommunications voisins,
- danger pour les personnes, par élévation du potentiel des masses.

Malheureusement l'optimisation de l'une de ces exigences entraîne automatiquement l'adéquation de l'autre. Ainsi deux méthodes typiques de mise à la terre du neutre accentuent ce contraste :

- le neutre isolé, qui supprime la circulation dans le neutre du courant de défaut terre, mais génère le plus de surtensions,
- le neutre à la terre direct, qui réduit au minimum les surtensions, mais provoque un courant de défaut élevé.

Ainsi le choix se portera souvent sur une solution intermédiaire de neutre relié à la terre par impédance.

neutre isolé



Dans un tel réseau, un défaut phase terre ne provoque qu'un faible courant par l'intermédiaire des capacités phase-terre des phases saines.

On démontre que $I_d = 3 C \omega V$

- V étant la tension simple,
- C la capacité d'une phase par rapport à la terre,
- ω la pulsation du réseau ($\omega = 2\pi f$).

Le courant I_d peut subsister longtemps en principe sans dommages car il ne dépasse pas quelques Ampères (2A par km environ pour un câble unipolaire 6 kV de 150 mm² de section isolé au PRC dont la capacité est de 0,63μF/km). Il n'est donc pas nécessaire d'intervenir pour éliminer ce 1^{er} défaut, ce qui confère à cette solution l'avantage essentiel de maintenir la continuité de service.

Mais ceci entraîne des conséquences :

- le défaut d'isolement s'il n'est pas éliminé doit être obligatoirement signalé par un **contrôleur permanent d'isolement**
- la recherche ultérieure du défaut exige d'une part un appareillage d'autant plus complexe qu'il est automatique, pour permettre une identification rapide du départ en défaut, d'autre part un service entretien qualifié pour l'exploiter,
- au cas où le 1^{er} défaut n'est pas éliminé, un deuxième défaut survenant sur une autre phase va provoquer un véritable court-circuit biphasé par la terre, lequel sera éliminé par les protections de phase.

Avantage

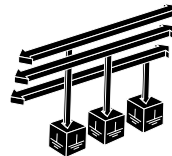
L'avantage essentiel est la **continuité de service** parce que le courant de défaut très faible permet de ne pas déclencher automatiquement.

Inconvénients

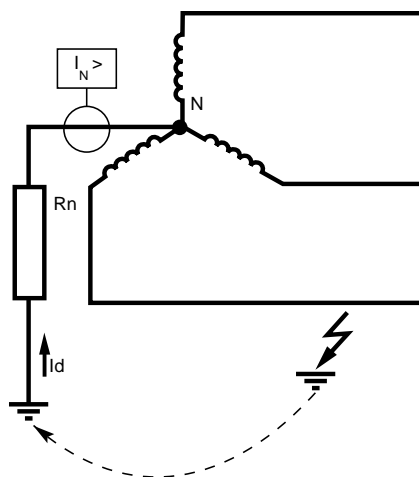
La **non élimination des surtensions** par écoulement à la terre est un handicap majeur si elles sont élevées. De plus, en cas de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portées à la tension composée ($U = V \cdot \sqrt{3}$) par rapport à la terre ce qui renforce la probabilité d'un second défaut. Le coût d'isolement est plus élevé car la tension composée reste appliquée entre phase et terre pendant une durée qui peut être longue puisqu'il n'y a pas de déclenchement automatique. Un service entretien équipé du matériel adéquat pour la recherche rapide du 1^{er} défaut d'isolement est nécessaire.

Applications

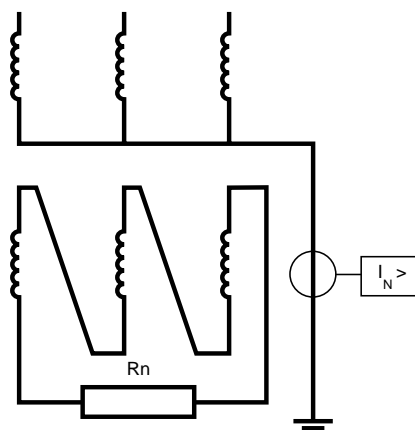
C'est une solution souvent utilisée pour les réseaux industriels (≤ 15 kV) nécessitant la continuité de service.



neutre à la terre par résistance



neutre accessible



neutre non accessible

Dans ce type de schéma, une impédance résistive limite le courant de défaut à la terre I_d , tout en permettant un bon écoulement des surtensions. Mais par conséquent, des protections doivent intervenir automatiquement pour **éliminer le premier défaut**. Dans les réseaux alimentant des machines tournantes la valeur de la résistance est déterminée pour obtenir un courant I_d de 15 à 50 A.

Mais il faut que ce courant faible soit néanmoins $I_d \geq 2 I_c$ (I_c : courant capacitif total du réseau) pour réduire les surtensions de manœuvre et permettre une détection simple. Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs plus élevées (100 à 1000 A) plus faciles à détecter et permettant l'écoulement des surtensions de foudre.

Avantages

Ce schéma est un bon compromis entre un **courant de défaut faible**, et des **surtensions bien écoulées**. Les protections sont simples, sélectives et le courant est limité.

Inconvénients

- **pas de continuité de service** ; en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt,
- le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

Applications

Réseaux MT de distribution publique et industrielle.

Résistance de mise à la terre (R_n)

Si le neutre est accessible (transfo couplé en étoile) la résistance de mise à la terre peut être branchée entre neutre et terre. Lorsque le neutre n'est pas accessible ou lorsque l'étude de sélectivité en démontre l'intérêt, on réalise un point neutre artificiel (générateur homopolaire) avec une bobine ou un transformateur spécial à très faible réactance homopolaire.

Protections

La détection d'un courant de défaut I_d faible nécessite des protections différentes des relais de surintensité phases.

Ces protections "**de terre**" détectent le courant de défaut :

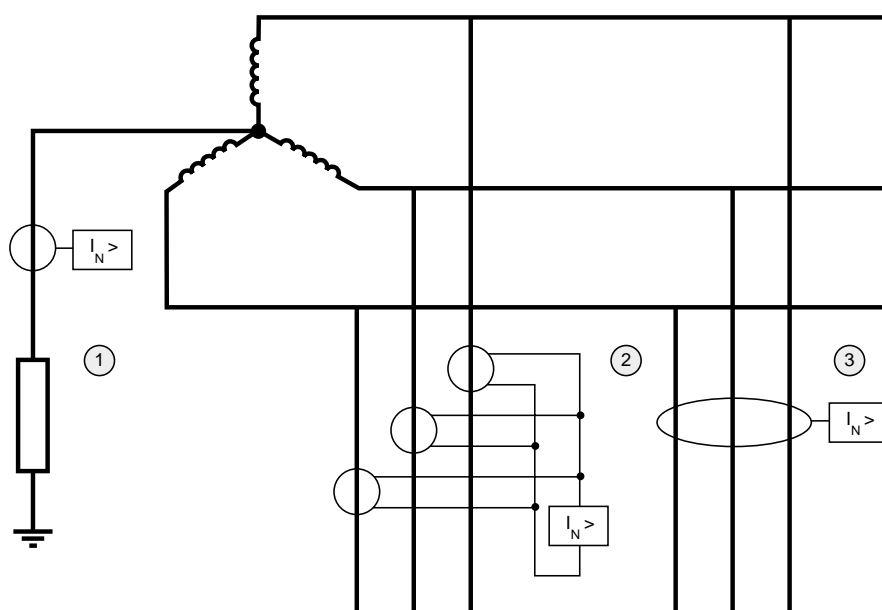
- soit directement dans la liaison du neutre à la terre ①,
- soit dans le réseau en mesurant la somme vectorielle des 3 courants en utilisant :
 - soit 3 capteurs de courant de phase alimentant les protections ②
 - soit un tore - (mesure précise à utiliser de préférence) ③.

Le réglage du seuil se fait en fonction du courant de défaut I_d calculé en négligeant les impédances homopolaires de source et de liaison par rapport à l'impédance R_n et en tenant compte des 2 règles :

- réglage $> 1,3$ fois I capacitif du réseau en aval de la protection,
- réglage de l'ordre de 20 % du courant maximum de défaut à la terre.

De plus, si la détection est réalisée par 3 TC, le réglage ne doit pas être inférieur à 10% du calibre des TC pour tenir compte de l'incertitude liée :

- à l'asymétrie des courants transitoires,
- à la dispersion des performances.



mise à la terre par réactance

Pour les tensions de réseaux supérieures à 40 kV, on préfère utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues **au dégagement de chaleur** en cas de défaut.

mise à la terre par réactance de compensation

Ce système permet de compenser le courant capacitif du réseau.

En effet le courant de défaut est la somme des courants qui parcourent les circuits suivants :

- la mise à la terre par réactance,
- les capacités des phases saines par rapport à la terre.

Ces courants se compensent puisque :

- l'un est selfique (dans la mise à la terre),
- l'autre est capacitif (dans les capacités des phases saines).

Ils s'ajoutent donc en opposition de phase.

Avantage

Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase terre est grande.

Inconvénient

Le coût de la réactance de mise à la terre peut être élevé en raison de la nécessité de modifier la valeur de la réactance pour adapter la compensation.

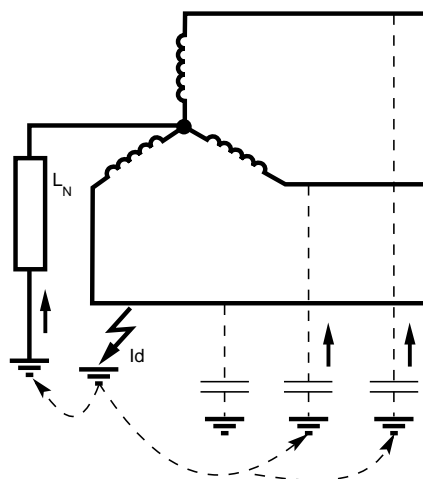
Protection

La détection du défaut est basée sur la composante active du courant résiduel. En effet le défaut provoque la circulation de courants résiduels dans l'ensemble du réseau, mais seul le circuit en défaut est parcouru par un courant résiduel résistif. De plus les dispositifs de protection tiennent compte des défauts auto-extincteurs répétitifs (défauts récurrents).

Lorsque la réactance de la mise à la terre et la capacité du réseau sont accordées ($3L_N C \omega^2 = 1$)

- le courant de défaut est minimum,
- c'est un courant résistif,
- le défaut est auto-extincteur.

La réactance de compensation s'appelle alors **bobine d'extinction**, ou **bobine de Petersen**.



mise à la terre directe du neutre

Le neutre étant mis à la terre sans impédance de liaison, le courant de défaut I_d entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase neutre, donc de valeur élevée. Ce schéma idéal pour l'écoulement des surtensions, entraîne tous les inconvénients et dangers d'un fort courant de défaut terre. Il n'y a **pas de continuité de service**, mais pas de protections spécifiques, les **protections normales de surintensités** de phases agissent pour éliminer le défaut.

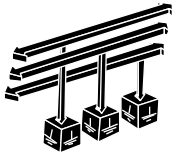
Applications

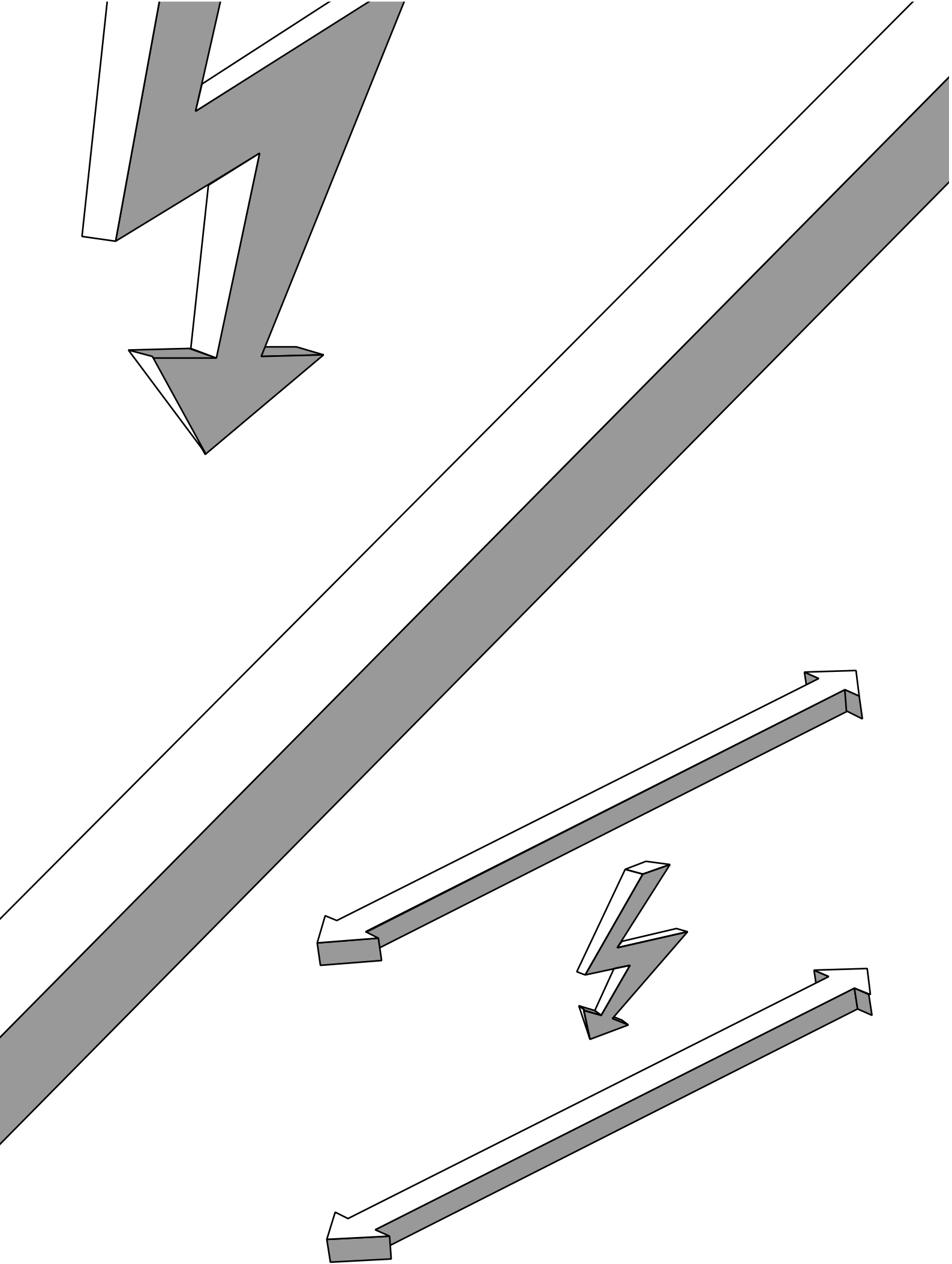
■ ce type de schéma n'est pas utilisé dans les réseaux MT européens aériens ou souterrains, mais par contre généralisé dans les réseaux de distribution nord américains.

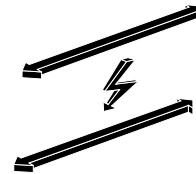
Dans ces réseaux (aériens) d'autres particularités interviennent pour justifier ce choix :

- existence d'un conducteur neutre distribué,
- distribution 3 ph ou 2 ph/N ou ph/N,
- utilisation du conducteur neutre comme conducteur de protection avec mise à la terre systématique à chaque poteau.

■ ce type de schéma peut être utilisé quand la puissance de court-circuit de la source est faible.







introduction

Le court-circuit est l'un des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques.

Ses conséquences sont souvent graves sinon dramatiques :

- le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le **creux de tension** brutal qu'il entraîne,
- il contraint à **mettre hors service**, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau,
- tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte **contrainte mécanique** (efforts électro-dynamiques) qui peut entraîner des ruptures, une **contrainte thermique** pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants,
- au point de défaut, se manifeste le plus souvent un **arc électrique de forte énergie**, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues, et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points du réseau est une **donnée indispensable** pour définir les câbles, jeux de barres et tous matériels d'interruption et de protection ainsi que leurs réglages.

définitions

Le courant de court-circuit en un point d'un réseau s'exprime par la **valeur efficace I_{cc}** (en kA) de sa composante alternative.

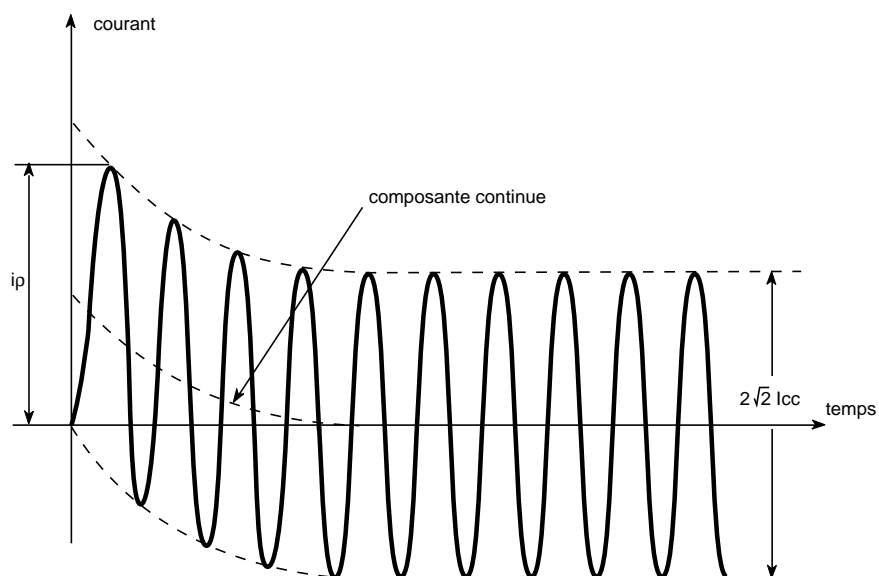
La **valeur instantanée** maximale que peut atteindre le courant de court-circuit est la **valeur de crête i_p** de la première demi alternance.

Cette valeur de crête peut être beaucoup plus élevée que $\sqrt{2} \cdot I_{cc}$ en raison de la **composante continue** amortie qui peut se superposer à la composante alternative. Cette composante continue aléatoire dépend de la valeur instantanée de la tension à l'instant initial du court-circuit, et des caractéristiques du réseau.

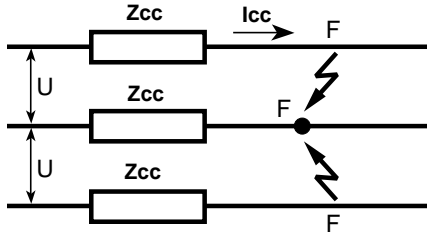
La puissance de court-circuit est définie par l'expression

$$S_{cc} = \sqrt{3} U_n \cdot I_{cc} \text{ (en MVA).}$$

Cette valeur fictive n'a aucune réalité physique ; c'est une **grandeur conventionnelle pratique** assimilable à une puissance apparente.



court-circuit entre phases



La valeur I_{cc} du courant de court-circuit triphasé en un point F du réseau est :

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

où U désigne la tension entre phases au point F avant l'apparition du défaut et Z_{cc} l'impédance équivalente du réseau amont vue du point de défaut.

■ ce calcul est donc simple en principe ; sa complexité pratique résulte de la difficulté à calculer Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances unitaires en série et en parallèle des composants du réseau situés en amont du défaut. Ces impédances sont elles-mêmes, la somme quadratique de réactances et résistances :

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

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit (S_{cc}) au point de raccordement du réseau du distributeur.

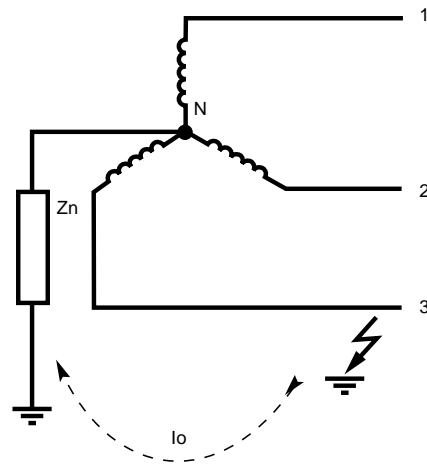
Connaissant S_{cc} en ce point, on en déduit l'impédance Z_a équivalente en amont de ce point par la formule :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}, \quad I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_a}$$

De même, la source de tension n'est pas unique, il peut y avoir plusieurs sources en parallèle, en particulier les moteurs synchrones et asynchrones se comportent sur court-circuit comme des générateurs. Le courant de court-circuit triphasé est généralement le courant le plus élevé qui peut circuler dans le réseau. Le courant de court-circuit biphasé est plus faible, (dans le rapport de $\sqrt{3}/2$, soit environ 87%).

$$I_{cc} \text{ biphasé} = \frac{U}{2 Z_{cc}}$$

court-circuit phase-terre (monophasé)



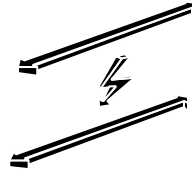
La valeur de ce courant dépend de l'impédance Z_n située entre le neutre et la terre ; cette impédance peut être quasiment nulle si le neutre est directement mis à la terre (en série avec la résistance de prise de terre) ou au contraire quasiment infinie si le neutre est isolé (en parallèle avec la capacité phase terre du réseau). Ce courant de court-circuit déséquilibré nécessite de faire appel pour son calcul à la méthode des composantes symétriques. Cette méthode remplace le réseau réel par la superposition de 3 réseaux : direct, inverse, homopolaire. Chaque élément du réseau est ainsi caractérisé par 3 impédances : Z_1 directe, Z_2 inverse, Z_0 homopolaire. La valeur du courant I_0 de défaut phase-terre est :

$$I_0 = \frac{U \sqrt{3}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 Z_n}$$

Ce calcul est nécessaire dans les réseaux où le neutre est relié à la terre par une impédance Z_n , pour déterminer le réglage des protections "de terre" qui doivent intervenir pour couper le courant de défaut à la terre.

En pratique :

$$I_0 \approx \frac{U}{\sqrt{3} Z_n}$$

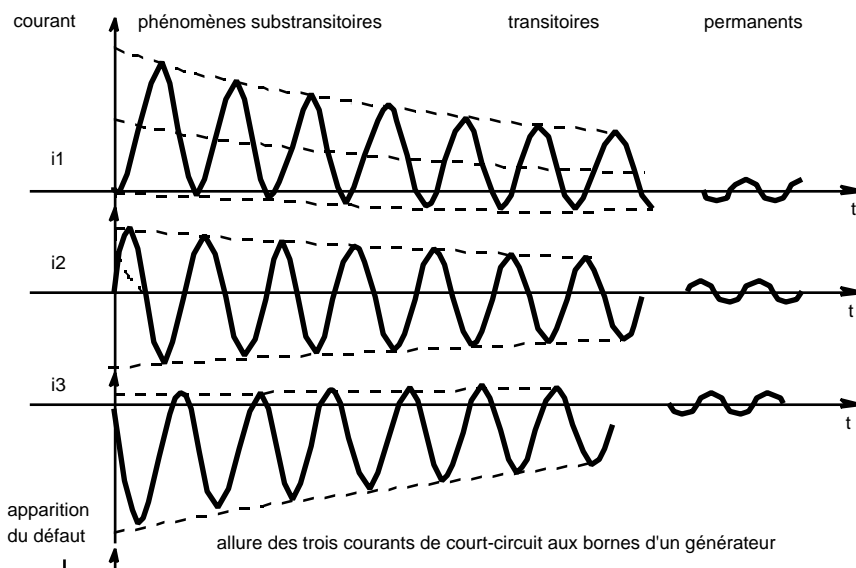


courant de court-circuit aux bornes d'un générateur

Le calcul du courant de court-circuit aux bornes d'un générateur synchrone est plus complexe qu'aux bornes d'un transformateur raccordé au réseau. Ceci résulte du fait qu'on ne peut pas considérer l'impédance interne de la machine comme constante après le début du défaut. Elle s'accroît progressivement, donc le courant diminue en passant par trois périodes caractéristiques :

- **subtransitoire** : (0,01 à 0,1 s environ). Le courant de court-circuit (valeur eff. de la composante alternative) est élevé : 5 à 10 fois le courant nominal permanent.
- **transitoire** : (entre 0,1 et 1 s). Le courant de court-circuit décroît jusqu'à atteindre entre 2 à 6 fois le courant nominal.
- **permanent** : le courant de court-circuit tombe entre 0,5 et 2 fois le courant nominal.

Les valeurs données dépendent de la puissance de la machine, de son mode d'excitation et, pour le courant permanent, de la valeur du courant d'excitation, donc de la charge de la machine, au moment du défaut. De plus l'impédance homopolaire des alternateurs est en général 2 à 3 fois plus faible que leur impédance directe ; le courant de court-circuit phase terre sera alors plus élevé que le courant triphasé. A titre de comparaison le court-circuit triphasé permanent aux bornes d'un transformateur s'échelonne de 6 à 20 fois le courant nominal suivant la puissance. On peut donc conclure que les court-circuits aux bornes des générateurs sont difficiles à caractériser, mais surtout que c'est leur valeur faible et décroissante qui rend délicat le réglage des protections.



calcul des courants de court-circuit

Les règles de calcul des courants de court-circuit dans les installations industrielles ont été définies dans la norme CEI 909 éditée en 1988. Le calcul effectif des courants de court-circuit en divers points d'un réseau peut rapidement devenir un travail laborieux lorsque l'installation est complexe. L'utilisation de logiciels spécialisés permet d'effectuer ces calculs plus rapidement.

comportement des matériels au court-circuit

On distingue 2 types de matériels de réseau, suivant qu'ils ont ou non à intervenir au moment du défaut.

Matériels passifs

Dans cette catégorie rentrent tous les matériels destinés par leur fonction à véhiculer aussi bien le courant normal que le courant de court-circuit sans dommages.

Ce sont les câbles, lignes, jeux de barres, sectionneurs, interrupteurs, transformateurs, réactances et condensateurs, transformateurs de mesure.

Pour ces matériels, on définit la faculté de supporter le passage d'un court-circuit sans dommage par :

- la tenue électrodynamique (exprimée en kA crête) qui caractérise leur résistance mécanique aux contraintes électrodynamiques.
- la tenue thermique (exprimée en kA eff pendant 1 à 5 secondes) qui caractérise l'échauffement maximal admissible.

Matériels actifs

Dans cette catégorie sont classés les matériels destinés à éliminer le courant de court-circuit : disjoncteurs et fusibles. Cette propriété est chiffrée par le **pouvoir de coupure** et si besoin par le **pouvoir de fermeture** sur défaut.

■ pouvoir de coupure

Cette caractéristique essentielle d'un appareil d'interruption est le **courant maximal** (en kA eff) **qu'il est capable de couper** dans des conditions spécifiques définies par les normes ; il s'agit généralement de la **valeur efficace de la composante alternative** du courant de court-circuit ; parfois on spécifie pour certains appareils la valeur efficace de la somme des 2 composantes : alternative et continue ; c'est alors le "courant asymétrique".

Le pouvoir de coupure dépend de conditions complémentaires :

- tension,
- rapport R/X du circuit coupé,
- fréquence propre du réseau,
- nombre de coupures au courant maximal, par exemple le cycle :
O - F/O - F/O
(O = ouverture ; F = fermeture),
- état de l'appareil après essais.

Le pouvoir de coupure apparaît donc comme une caractéristique assez complexe à définir : il n'est donc pas surprenant que le même appareil se voit attribuer un pouvoir de coupure différent suivant la norme qui le définit.

■ pouvoir de fermeture sur court-circuit

Généralement cette caractéristique est implicitement définie par le pouvoir de coupure : un appareil doit être capable de fermer sur un court-circuit qu'il est capable de couper.

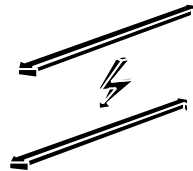
Parfois le pouvoir de fermeture doit être plus élevé, par exemple pour les disjoncteurs d'alternateur.

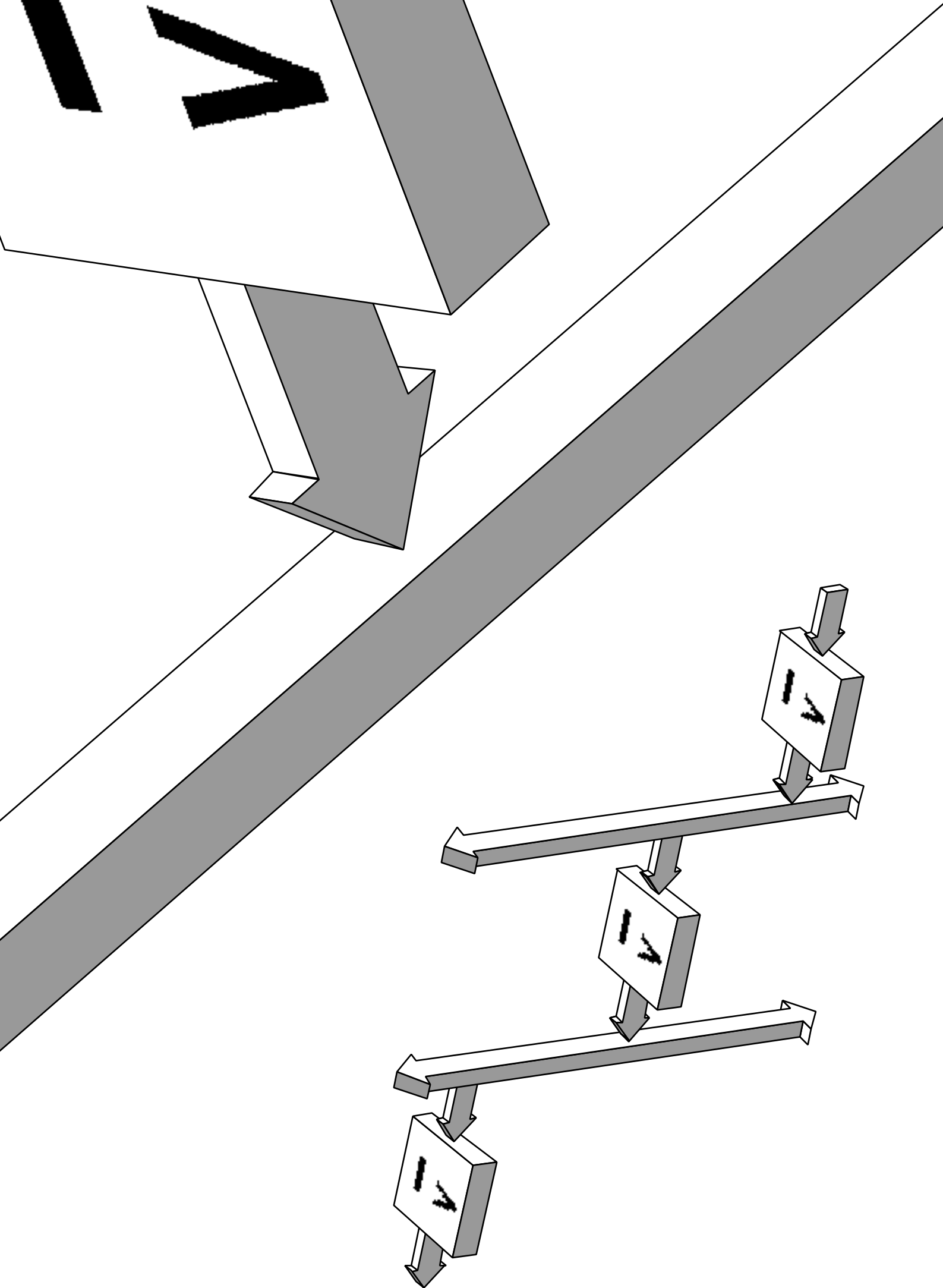
On définit alors le **pouvoir de fermeture en kA crête**, car c'est la 1^{ère} crête asymétrique qui est la plus contraignante au point de vue électrodynamique.

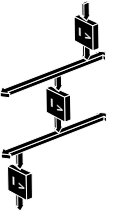
■ courant de court-circuit présumé "coupé"

Certains appareils ont la propriété de "limiter" le courant qu'ils ont à couper.

Leur pouvoir de coupure est défini comme le **courant maximal présumé coupé**, qui se développerait dans un court-circuit franc établi aux bornes amont de l'appareil.







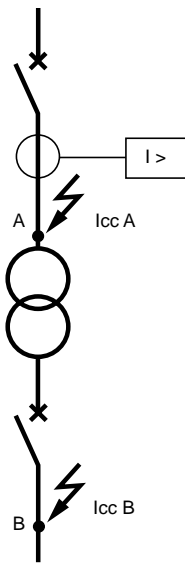
introduction

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

- sélectivité ampèremétrique (par les courants),
- sélectivité chronométrique (par le temps),
- sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique,
- sélectivité par utilisation de protections directionnelles,
- sélectivité par utilisation de protections différentielles.

sélectivité ampèremétrique



(fig.1)
exemple de sélectivité ampèremétrique

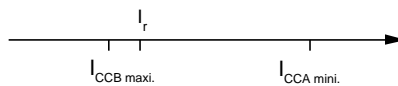
Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source. Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée). Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, et est insensible aux défauts apparaissant au-delà. Cependant, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade (tout en assurant une bonne sélectivité) lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines (ce qui est le cas en moyenne tension). Par contre, pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard).

Un exemple d'application est donné (fig.1).

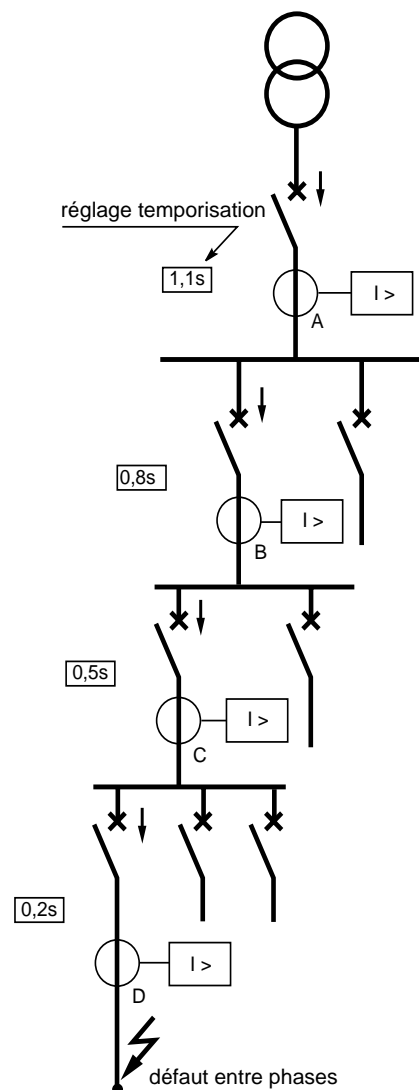
$$I_{CCA} > I_r \geq I_{CCB}$$

I_r = intensité de réglage

I_{CCB} image au primaire du transformateur du courant de court-circuit maximum au secondaire.



sélectivité chronométrique



Elle consiste à donner des temporisations différentes aux protections ampèremétriques échelonnées le long du réseau.

Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

Ainsi, sur le schéma ci-contre, le défaut représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B... Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement Δt entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Il doit tenir compte :

- du temps de coupure T_c des disjoncteurs,
- des tolérances de temporisation dt ,
- du temps de retour au repos des protections : tr .

Δt doit donc satisfaire à la relation :

$$\Delta t \geq T_c + tr + 2dt.$$

Compte-tenu des performances actuelles de l'appareillage et des relais, on adopte pour Δt une valeur de 0,3 s.

Ce système de sélectivité a deux avantages :

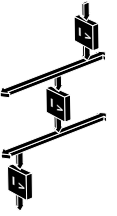
- il assume son propre secours (en éliminant une partie saine de l'installation),
- il est simple.

Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit, ou avec les impératifs extérieurs d'exploitation, (raccordement au réseau électrique d'un distributeur par exemple).

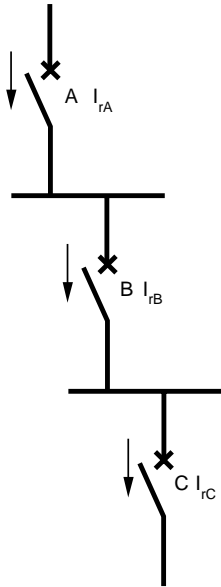
Ce principe est utilisé dans les réseaux en antenne.

(*)
 $I_{RA} \geq I_{RB} \geq I_{RC} \geq I_{RD}$

I_R : intensité de réglage de la protection



application de la sélectivité chronométrique

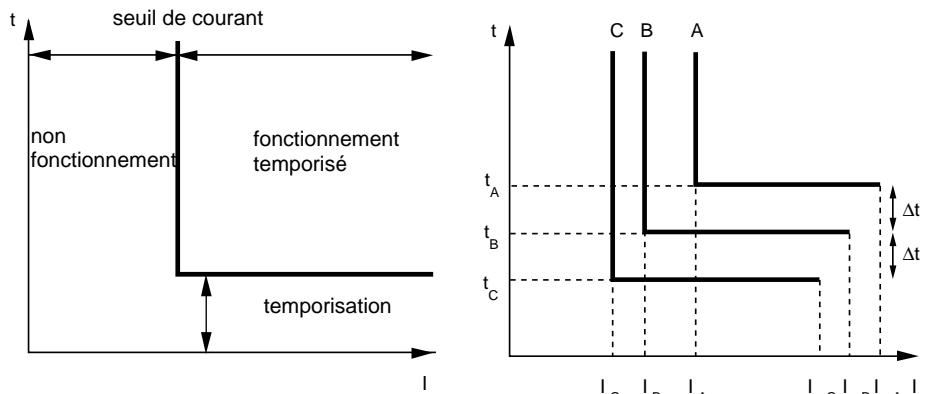


Les temporisations déterminées pour obtenir la sélectivité chronométrique sont activées lorsque le courant dépasse les seuils des relais. Il faut donc que les réglages des seuils soient cohérents.

Il y a 2 types de relais ampèremétriques temporisés :

■ les relais à temps indépendants (fig. 1) : la temporisation est **constante** et indépendante du courant pourvu qu'il soit supérieur au seuil.

$$I_{rA} > I_{rB} > I_{rC}, \quad t_A > t_B > t_C.$$



(fig.1)
courbe de déclenchement à temps indépendant

■ les relais à temps dépendants (fig. 2)

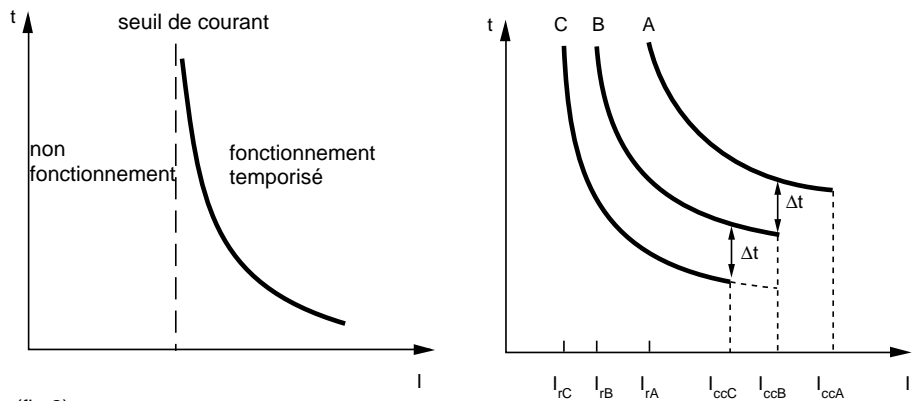
(temps inverse) : la temporisation est d'autant plus courte que le courant est élevé.

Si les seuils sont réglés à I_n , la protection de surcharge est assurée en même temps que la protection de court-circuit et la cohérence des seuils est assurée.

$$I_{nA} > I_{nB} > I_{nC}$$

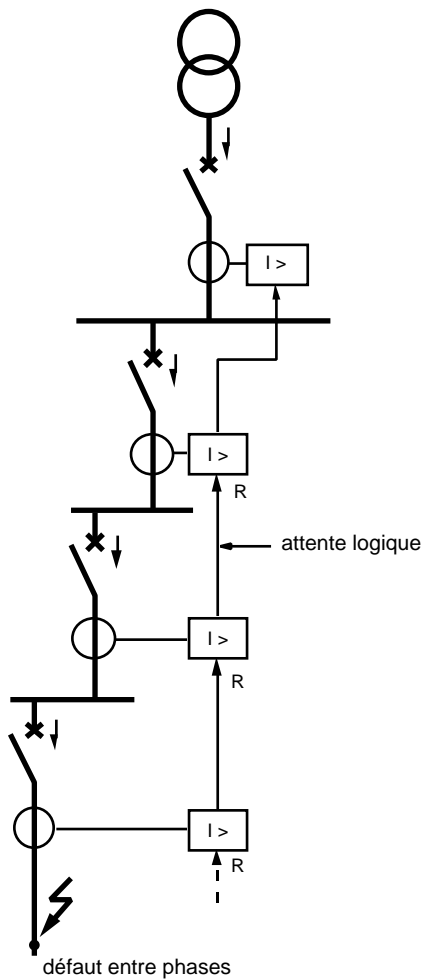
$$I_{rA} = I_{nA} \quad I_{rB} = I_{nB} \quad I_{rC} = I_{nC}$$

Les réglages de temporisation sont déterminés pour obtenir l'intervalle de sélectivité Δt pour le courant maximum vu par la protection aval.



(fig.2)
courbe de déclenchement à temps dépendant

sélectivité logique



système de sélectivité logique

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un **temps d'élimination de défaut court**.

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la **suppression des intervalles de sélectivité**.

En effet, dans un réseau en anneau, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

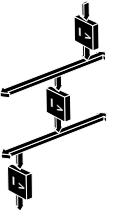
Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont),
- un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval.

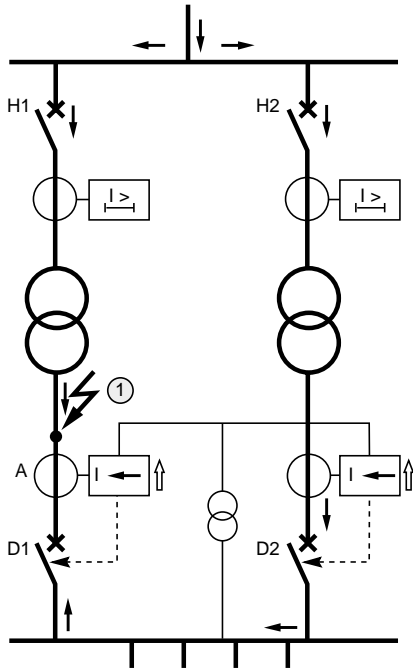
Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

Avantage

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité.



sélectivité directionnelle



↑↑ sens de la détection

exemple d'utilisation de protections directionnelles

Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser une protection sensible au sens d'écoulement du courant de défaut pour pouvoir le localiser et l'éliminer.

Exemple d'utilisation de protections directionnelles :

D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles instantanées, H1 et H2 sont équipés de protections à maxi de courant temporisées.

En cas de défaut au point ①, seules les protections de D1 (directionnelle), H1 et H2 voient le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas (en raison de son sens de détection). D1 s'ouvre. La protection de H2 se désexcite, H1 s'ouvre.

$$t_{H1} = t_{H2}$$

$$t_{D1} = t_{D2}$$

$$t_H = t_D + \Delta t$$

sélectivité par protection différentielle

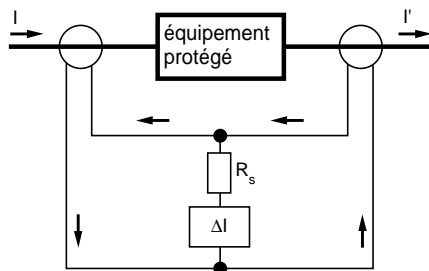


schéma de protection différentielle à haute impédance

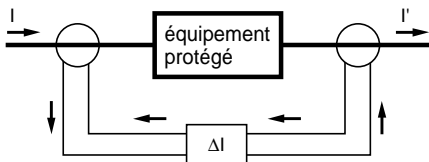


schéma de protection différentielle à pourcentage

Ces protections comparent les courants aux extrémités du tronçon de réseau surveillé. Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : elle ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature.

L'équipement protégé peut être : un moteur, un alternateur, un transformateur ou une liaison (câble ou ligne).

Cette protection s'utilise :

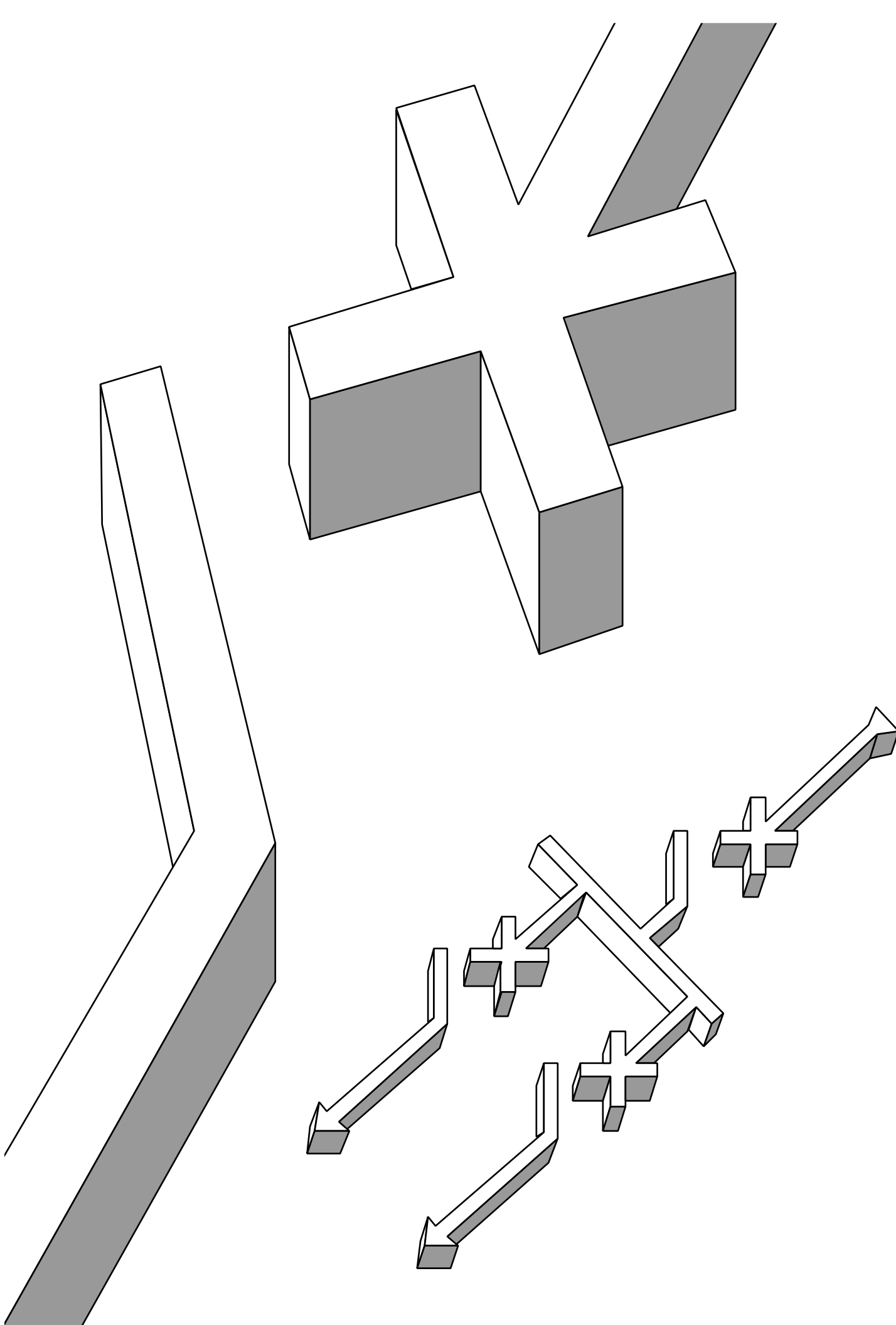
- pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

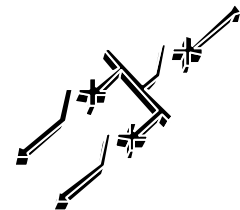
Il existe 2 grands principes :

- la protection différentielle à haute impédance est connectée en série avec une résistance de stabilisation⁽¹⁾ dans le circuit différentiel,
- la protection différentielle à pourcentage est connectée indépendamment aux circuits des courants I et I'. La différence des courants I - I' est déterminée dans la protection, et la stabilité⁽¹⁾ de la protection est obtenue par une retenue relative à la mesure du courant traversant $\frac{I+I'}{2}$.

⁽¹⁾ La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :

- courant magnétisant de transformateur,
- courant capacitif de ligne,
- courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.





introduction

Les protections de réseaux doivent permettre :

- de détecter les défauts,
- d'éliminer les parties du réseau qui sont défectueuses en sauvegardant les parties saines.

Le choix des protections doit être effectué en fonction de la configuration du réseau (marche en parallèle d'alternateurs ou transformateurs, réseau bouclé ou en anneau, mode de mise à la terre du neutre...).

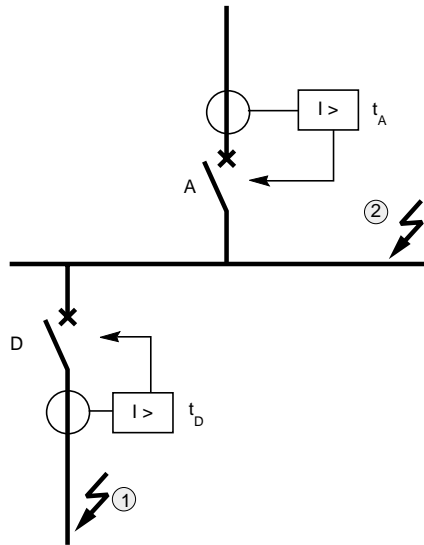
Il faut envisager indépendamment les protections contre :

- les défauts entre phases,
- les défauts à la terre (protections liées au régime de neutre du réseau).

Nous le ferons en examinant successivement les cas :

- d'une arrivée,
- de deux arrivées,
- d'un jeu de barres,
- d'une boucle.

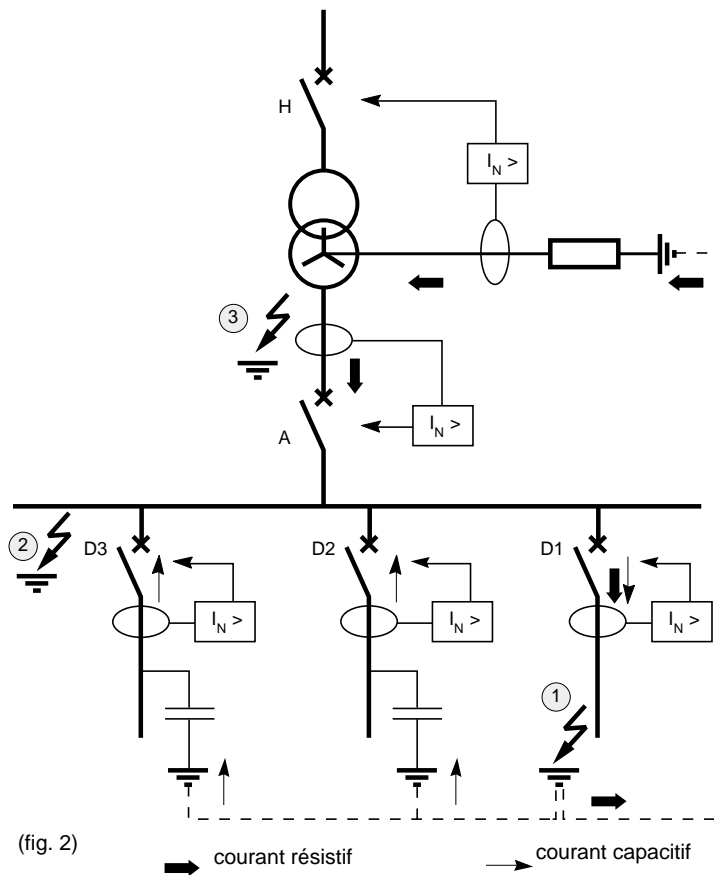
réseau à une arrivée



(fig. 1)

défauts entre phases (fig. 1)

La protection au niveau D détecte le défaut ① sur le départ, et déclenche avec un retard t_D .
 La protection au niveau A, détecte les défauts ② sur le jeu de barres, et déclenche avec un retard t_A .
 Elle agit également en secours, en cas de défaillance de la protection D.
 On choisit : $I_rA \geq I_rD$ et $t_A \geq t_D + \Delta t$
 Δt : intervalle de sélectivité (en général 0,3 s).



(fig. 2)

défauts phase terre

Neutre à la terre par résistance au niveau du transformateur (fig.2)

Les départs, l'arrivée, ainsi que la connexion de mise à la terre du neutre, sont équipés d'une protection à maximum de courant terre.

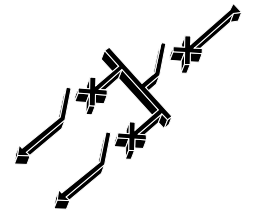
Ces protections sont nécessairement différentes des protections contre les défauts phases car les ordres de grandeur des courants de défauts sont différents. Les protections des départs sont réglées sélectivement par rapport à la protection de l'arrivée, elle-même réglée sélectivement par rapport à la protection équipant la connexion de mise à la terre (respect des intervalles de sélectivité). Le courant de défaut se referme par les capacités des départs sains et la résistance de mise à la terre.

Les capteurs des départs sains détectent tous un courant capacitif. Pour éviter les déclenchements intempestifs, la protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre du départ :

■ défaut en ① : le disjoncteur D1 s'ouvre sur action de la protection qui lui est associée,
 ■ défaut en ② : le disjoncteur A s'ouvre sur action de la protection de l'arrivée,
 ■ défaut en ③ : la protection située sur la connexion de mise à la terre du neutre provoque l'ouverture du disjoncteur H au primaire du transformateur.

■ défaut en ① : le disjoncteur D1 s'ouvre sur action de la protection qui lui est associée,
 ■ défaut en ② : le disjoncteur A s'ouvre sur action de la protection de l'arrivée,
 ■ défaut en ③ : la protection située sur la connexion de mise à la terre du neutre provoque l'ouverture du disjoncteur H au primaire du transformateur.

■ défaut en ③ : la protection située sur la connexion de mise à la terre du neutre provoque l'ouverture du disjoncteur H au primaire du transformateur.

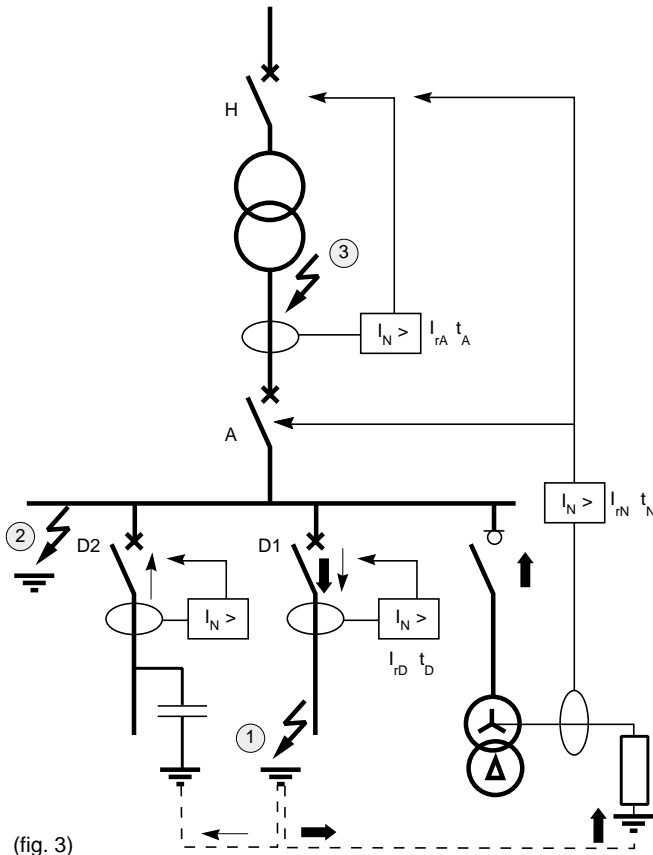


défauts phase terre (suite)

Neutre à la terre par résistance au niveau du jeu de barres (fig. 3)

Les protections des départs et celle de l'arrivée sont réglées sélectivement par rapport à la protection équipant l'impédance de mise à la terre. De même que dans le cas précédent, la protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre au départ. En cas de défaut sur un départ ① seul le disjoncteur du départ D1 s'ouvre. En cas de défaut sur le jeu de barres ②, seule la protection équipant la connexion de mise à la terre détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur A. Enfin, en cas de défaut au secondaire du transformateur ③, la protection de l'arrivée détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur H.

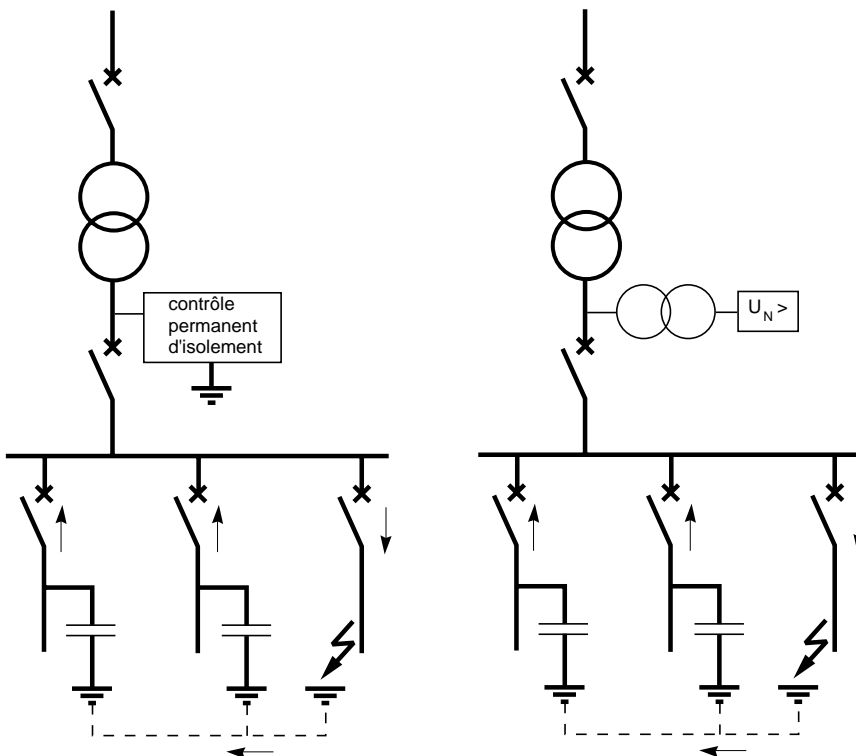
Nota : lorsque le disjoncteur A est ouvert, le secondaire du transformateur est à neutre isolé.



(fig. 3)

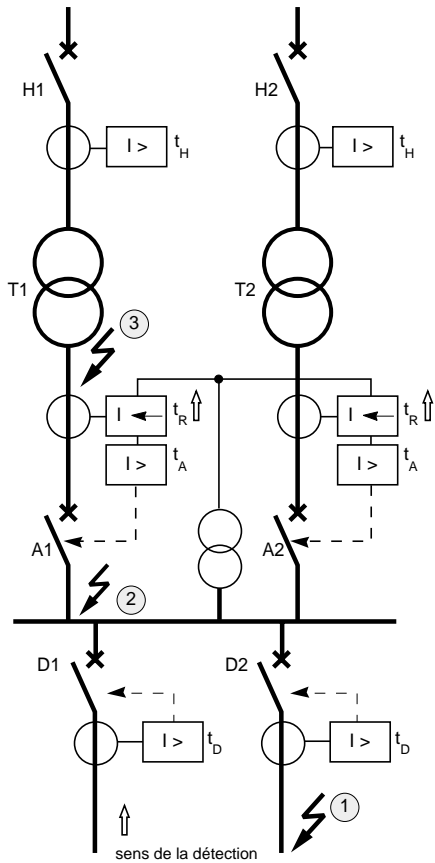
Neutre isolé (fig. 4)

Un défaut, quelle que soit sa localisation, provoque un courant qui se referme par les capacités des départs sains. Dans le cas général des réseaux industriels, ce courant est faible (quelques ampères) ; il permet de continuer l'exploitation, tout en cherchant à localiser le défaut. Le défaut est détecté par un contrôleur permanent d'isolement (Vigilohm) ou une protection à maximum de tension résiduelle. Dans le cas où le courant capacitif total du réseau est important (une dizaine d'ampères), il y a lieu de prendre des dispositions supplémentaires pour éliminer rapidement le défaut. Pour déclencher sélectivement le départ en défaut, on peut utiliser une protection directionnelle de terre.



(fig. 4)

réseau à deux arrivées



(fig. 1)

défauts entre phases (fig. 1)

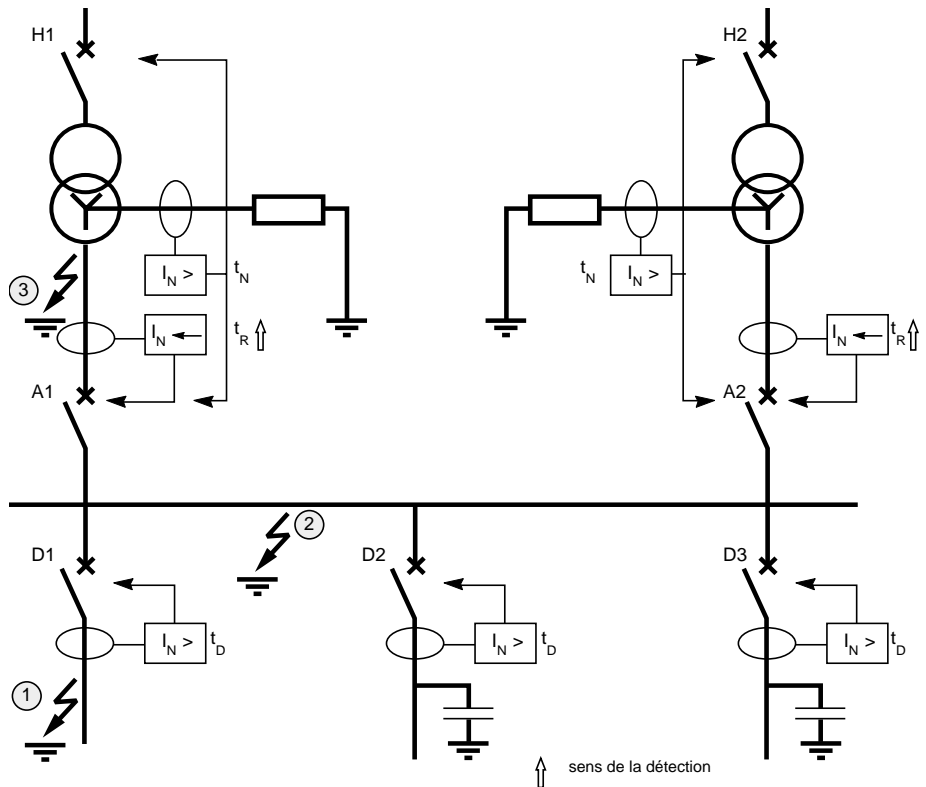
Réseau à deux arrivées transformateurs ou à deux arrivées lignes

Les départs sont équipés de protections à maximum de courant phases dont la temporisation est réglée à la valeur t_D . Les deux arrivées A1 et A2 sont équipées de protections à maximum de courant phases réglées sélectivement avec les départs, soit à une valeur $t_A \geq t_D + \Delta t$. De plus, elles sont équipées de protections directionnelles dont la temporisation est réglée à $t_R < t_A - \Delta t$. Ainsi, un défaut en ① est éliminé par l'ouverture de D2 avec un retard t_D . Un défaut en ② est éliminé par l'ouverture de A1 et A2 avec un retard t_A (les protections directionnelles ne voyant pas le défaut). Enfin, un défaut en ③ est vu par la protection directionnelle de A1 qui s'ouvre à l'instant t_R , permettant de continuer l'exploitation de la partie saine du réseau. Cependant le défaut ③ est toujours alimenté par T1. A l'instant $t_H \geq t_A + \Delta t$, H1 s'ouvre sous l'action de la protection à maximum de courant phases qui l'équipe.

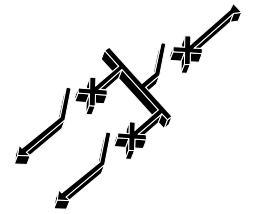
défauts phase-terre (fig. 2)

Réseau à deux arrivées transformateurs

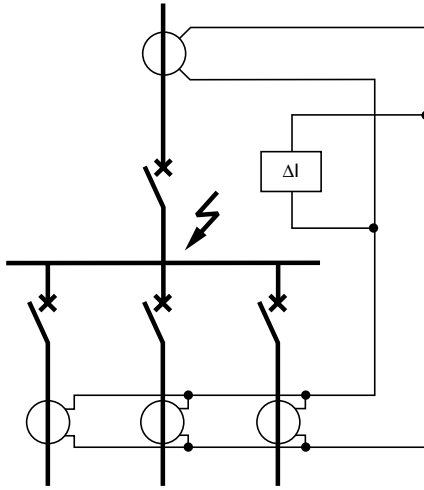
Neutre à la terre par résistance au niveau des transformateurs. Les départs sont équipés de protections à maximum de courant terre réglées à un seuil supérieur au courant capacitif correspondant et dont la temporisation est t_D . Les arrivées A1 et A2 sont équipées de protections directionnelles terre dont la temporisation est t_R . Les connexions de mise à la terre du neutre sont équipées de protections à maximum de courant terre dont le seuil est supérieur aux réglages des protections des arrivées et des départs et dont la temporisation est $t_N \geq t_D + \Delta t$. Ainsi un défaut en ① est éliminé par l'ouverture de D1. Un défaut en ② est éliminé par les ouvertures de A1, A2, H1 et H2 provoquées par les protections situées sur les connexions de mise à la terre du neutre des 2 transformateurs. Un défaut en ③ est vu par la protection directionnelle terre de A1 qui s'ouvre à l'instant t_R , permettant de continuer l'exploitation de la partie saine du réseau. Cependant le défaut ③ est encore alimenté jusqu'à l'instant t_N où la protection située sur la connexion de mise à la terre du transformateur correspondant provoque l'ouverture du disjoncteur H1.



(fig. 2)



jeu de barres



(fig. 3)

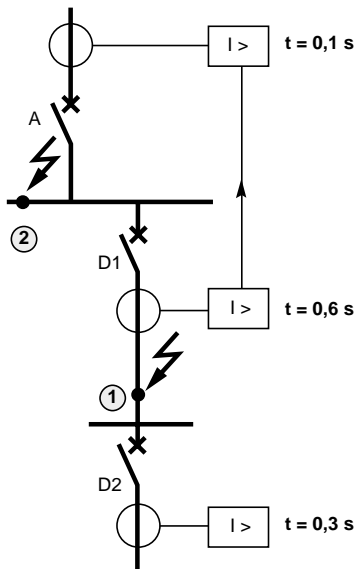
En plus des protections décrites précédemment, un jeu de barres peut être équipé d'une protection spécifique, dite protection différentielle haute impédance, dont le but est d'être sensible, rapide et sélective.

La protection différentielle (fig. 3) fait la somme vectorielle par phase des courants, entrant et sortant du jeu de barres ; lorsque cette somme n'est pas nulle, elle déclenche les disjoncteurs des alimentations du jeu de barres.

La sélectivité logique (fig. 4) appliquée aux protections à maximum de courant apporte une solution simple à la protection de jeu de barre.

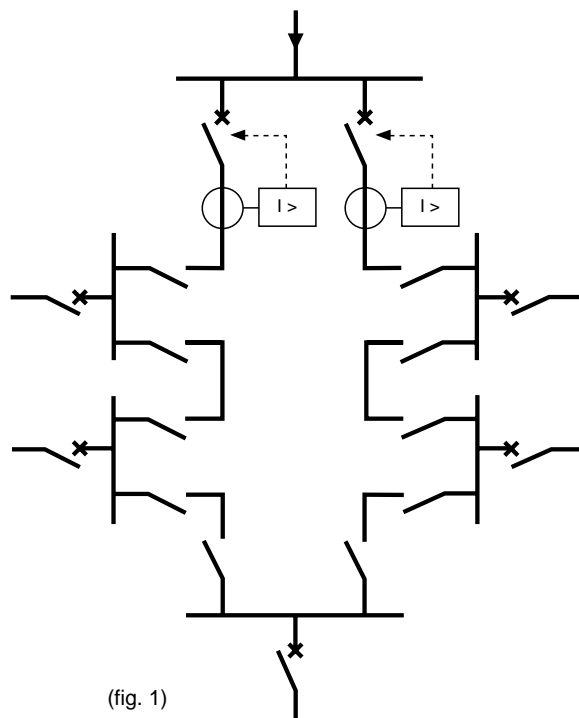
Un défaut en ① est vu par la protection de D1 qui émet un ordre d'attente logique vers la protection de A.

La protection de D1 déclenche après 0,6 s. Un défaut en ② n'est vu que par la protection de A qui déclenche après 0,1 s.



(fig. 4)

boucle ouverte boucle fermée



Dans un réseau de distribution comportant des sous-stations alimentées en boucle, la protection peut être assurée en tête de boucle ou par tronçon :

Protection en tête de boucle (fig. 1)

La boucle est toujours ouverte.

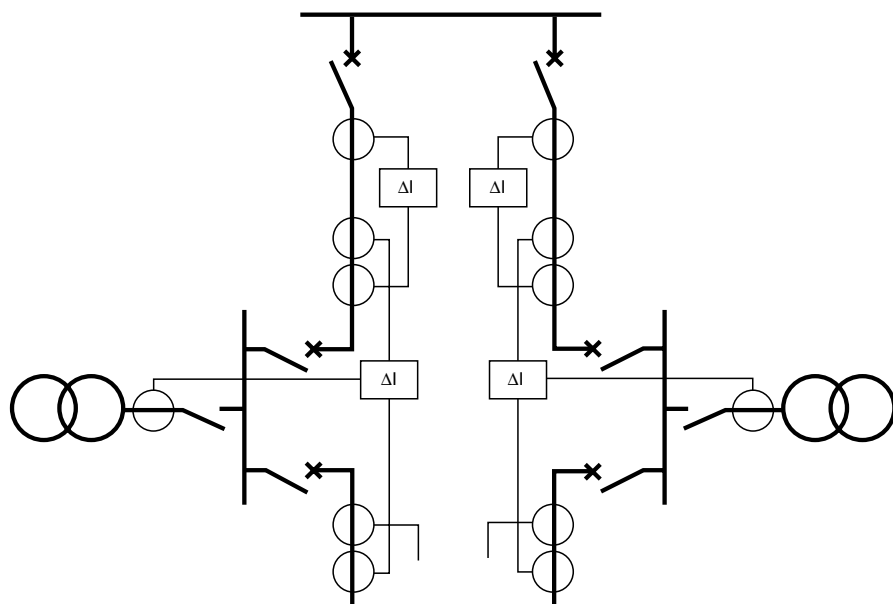
Une protection à maximum de courant équipe le disjoncteur de chaque tête de boucle.

Un défaut sur un câble reliant 2 sous-stations provoque l'ouverture de l'un ou l'autre des disjoncteurs de tête selon le lieu d'ouverture de la boucle.

Souvent la protection est complétée par un automatisme :

- qui élimine le défaut (hors tension) en ouvrant les appareils situés aux extrémités du câble concerné, après localisation du câble en défaut (par détecteur de défaut),
- qui referme le disjoncteur de tête qui a déclenché,
- qui ferme l'appareil qui assurait l'ouverture normale de la boucle.

(fig. 1)



(fig. 2)

Protection par tronçon

Un disjoncteur équipe chaque extrémité de câble avec plusieurs solutions de protection :

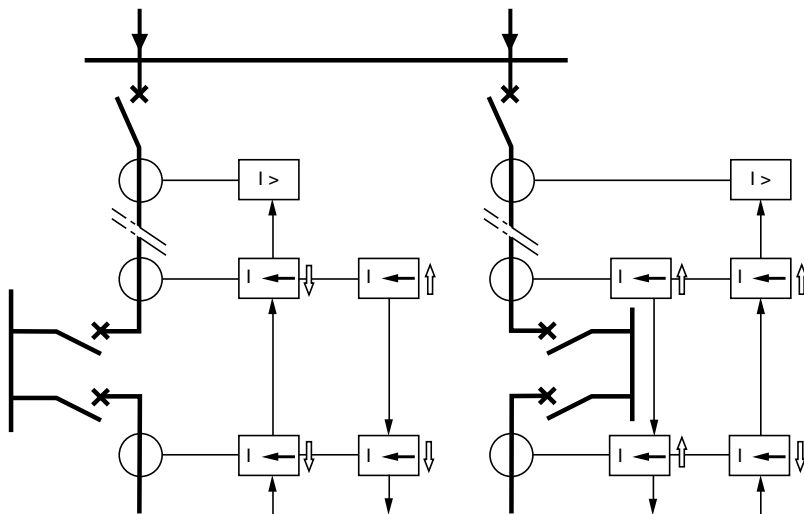
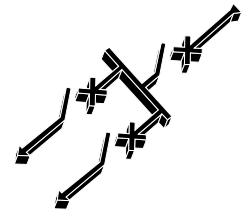
Protection différentielle (fig. 2)

chaque câble est équipé d'une protection différentielle de ligne et chaque sous-station est équipée d'une protection différentielle de jeu de barres.

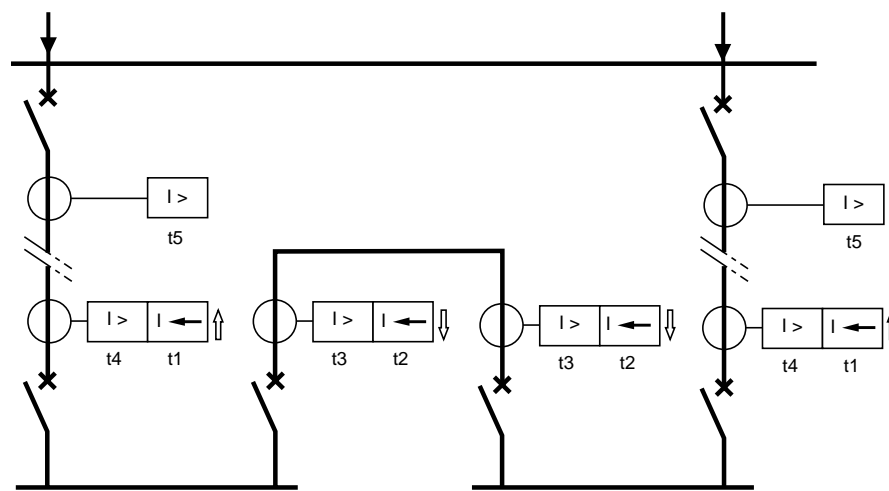
La protection est très rapide.

De plus, si le neutre est mis à la terre par résistance, il faut s'assurer que la sensibilité des protections différentielles couvre les défauts phase terre.

Cette solution fonctionne aussi bien en boucle ouverte que fermée.



(fig. 3)



l'écart entre les temporisations t1, t2 ...t5 est l'intervalle de sélectivité Δt

↑ sens de la détection

(fig. 4)

Protection par tronçon (suite)

Protection à maximum de courant et sélectivité logique directionnelle (fig. 3)

Les disjoncteurs de la boucle sont équipés de protections à maximum de courant et de protections directionnelles ; de plus, le principe de la sélectivité logique est utilisé pour obtenir le temps le plus court pour l'élimination d'un défaut.

Un défaut sur la boucle sollicite :

- toutes les protections si la boucle est fermée,
- toutes les protections en amont du défaut lorsque la boucle est ouverte.

Chaque protection adresse un ordre d'attente logique vers l'une ou l'autre des protections adjacentes sur la boucle, en fonction de l'information délivrée par la protection directionnelle.

Les protections qui ne reçoivent pas d'ordre d'attente logique déclenchent avec un retard minimum indépendant de la position du défaut sur la boucle :

- le défaut est éliminé par deux disjoncteurs de part et d'autre du défaut si la boucle est fermée et tous les tableaux restent alimentés,
- le défaut est éliminé par le disjoncteur amont si la boucle est ouverte.

Cette solution est complète car elle protège les câbles et les réseaux. Elle est rapide, sélective et elle inclue la protection en secours.

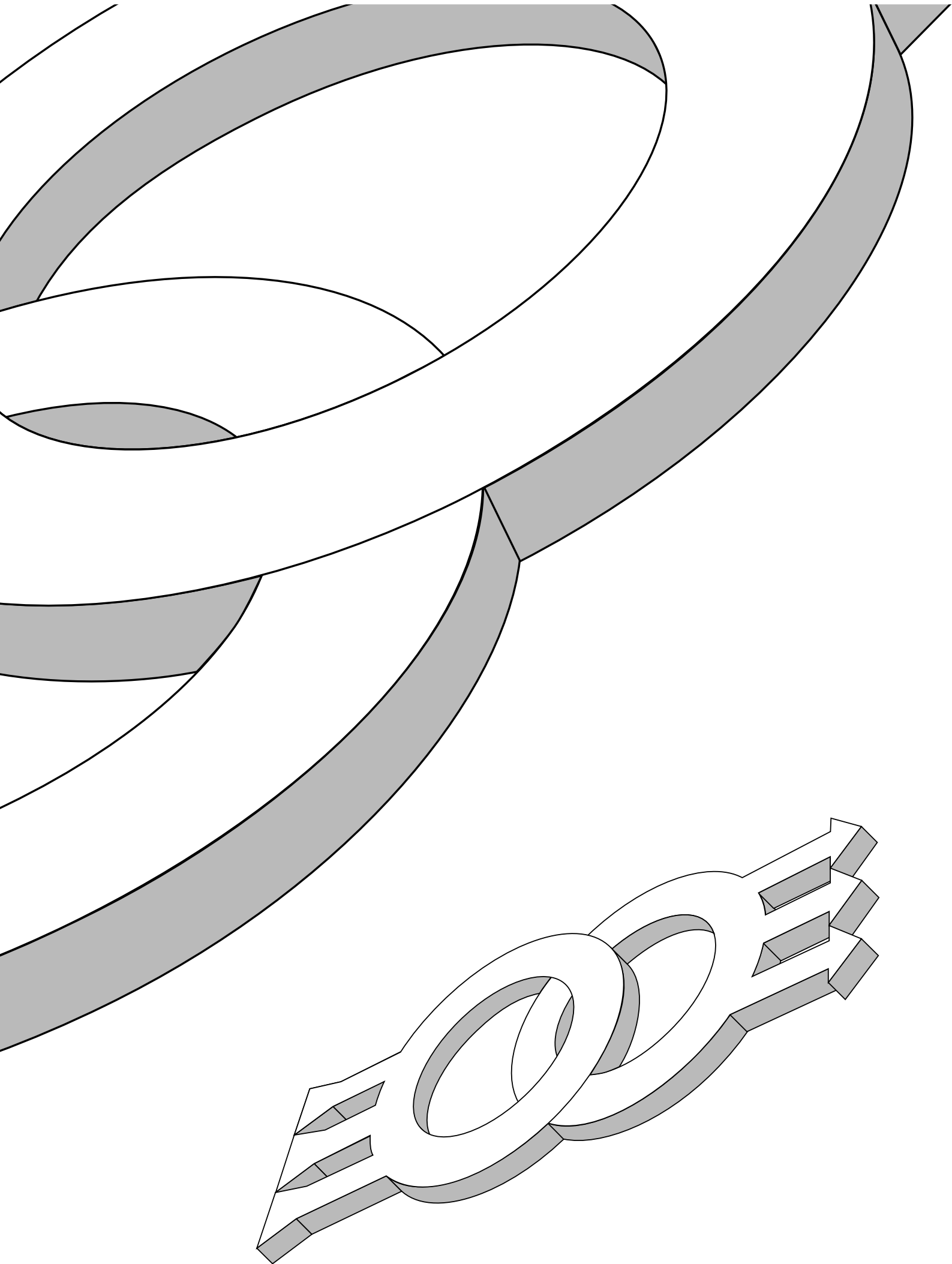
Protection à maximum de courant et maximum de courant directionnel (fig. 4)

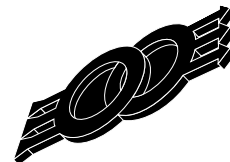
Dans le cas d'une boucle limitée à 2 sous-stations seulement la sélectivité chronométrique peut être utilisée avec des protections à maximum de courant et à maximum de courant directionnel comme le montre la fig.5.

Un nombre de sous-stations plus élevé conduit à des temporisations prohibitives.

Protection de distance

Elle n'offre d'intérêt que pour des liaisons très longues (plusieurs kilomètres) ; peu utilisée en moyenne tension.





introduction

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager, qu'ils soient d'origine interne ou externe.
Le choix d'une protection dépend souvent de considérations technico-économiques liées à sa puissance.

types de défauts

Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- la surcharge,
- le court-circuit,
- le défaut à la masse.

La **surcharge** peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

Le **court-circuit** peut être interne au transformateur ou externe.

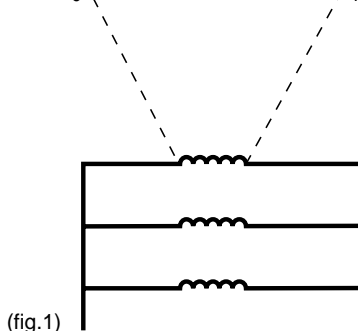
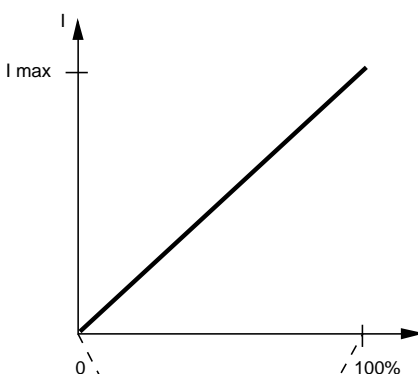
■ interne : il s'agit d'un défaut entre conducteurs de phases différentes ou d'un défaut entre spires du même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage du transformateur et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, l'arc provoque l'émission de gaz de décomposition ; si le défaut est faible, il y a un petit dégagement gazeux, et l'accumulation de gaz devient dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts très importants qui peuvent détruire le bobinage mais aussi la cuve en répandant l'huile enflammée.

■ externe : il s'agit d'un défaut entre phases dans les liaisons aval. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques susceptibles d'affecter mécaniquement les bobinages et d'évoluer ensuite sous forme de défaut interne.

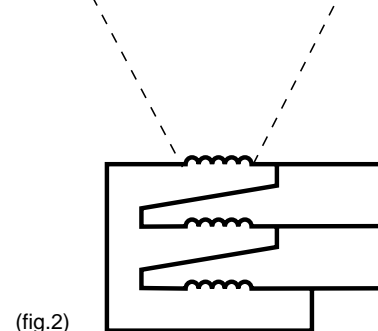
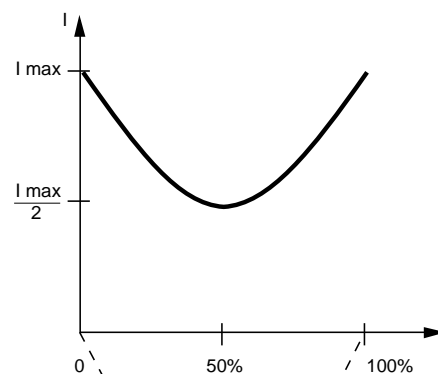
Le **défaut à la masse** est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique. Pour un transformateur à huile il provoque un dégagement gazeux. Comme le court-circuit interne il peut entraîner la destruction du transformateur et l'incendie.

L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval, elle dépend aussi de la position du défaut dans le bobinage :

- dans un couplage étoile (fig.1) le courant à la masse varie entre 0 et la valeur maximum selon que le défaut est à l'extrémité neutre ou phase de l'enroulement.
- dans un couplage triangle (fig.2) le courant à la masse varie entre 50 % et 100 % de la valeur maximum selon que le défaut est au milieu ou à une extrémité de l'enroulement.



(fig.1)



(fig.2)

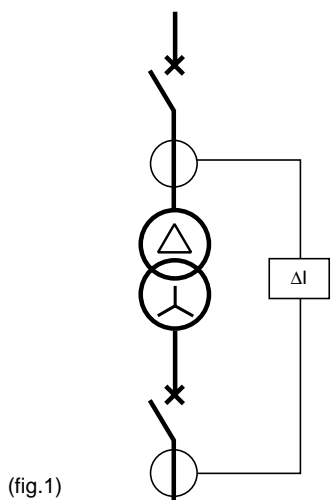
courant de défaut fonction de la position du défaut sur l'enroulement

dispositifs de protection

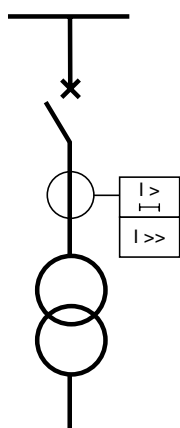
Surcharge

La surintensité de longue durée est détectée de façon générale par une protection à maximum de courant temporisée à temps indépendant ou à temps inverse sélective avec les protections secondaires.

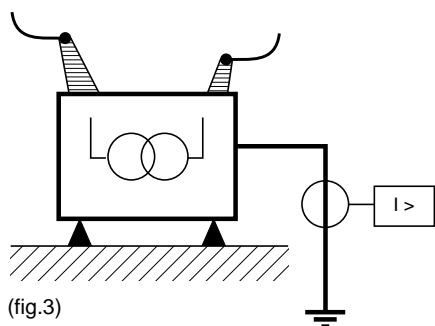
On utilise une protection à image thermique pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.



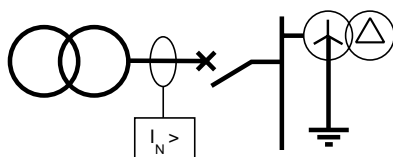
(fig.1)



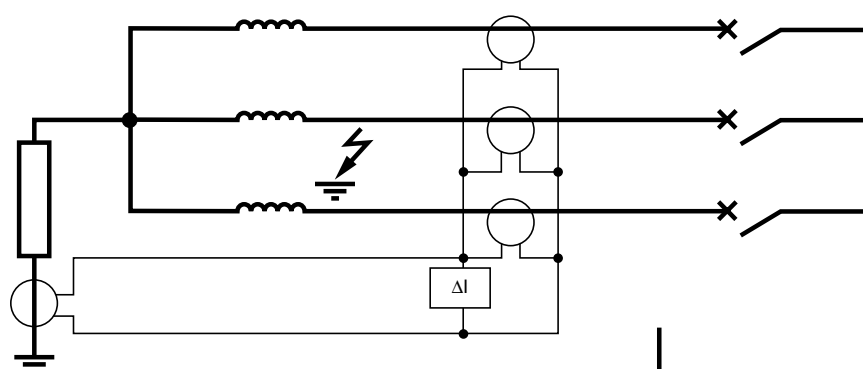
(fig.2)



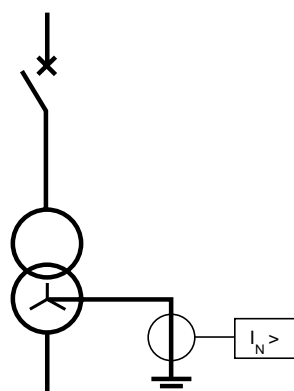
(fig.3)



(fig.4)



(fig.5)



(fig.6)

Court-circuit

Pour les transformateurs dans l'huile on utilise :

- le relais Buchholz ou détecteur de gaz pression et température DGPT qui est sensible au dégagement de gaz et au déplacement d'huile que provoquent respectivement un court-circuit entre spires d'une même phase et un court-circuit entre phases.

- la protection différentielle de transformateur (fig.1) assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs importants.

- une protection à maximum de courant instantanée (fig.2) associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les court-circuits violents.

Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire : la sélectivité ampèremétrique est ainsi assurée.

- un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance.

Défaut à la masse

- masse cuve (fig.3) :

Cette protection à maximum de courant instantanée installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur mais les valeurs de réglages sont élevées.

Une autre solution consiste à assurer la protection contre les défauts à la terre :

- par la protection de terre située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur,

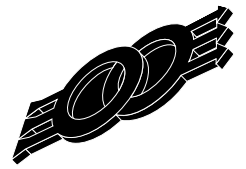
- par la protection de terre située sur l'arrivée du tableau alimenté, si la mise à la terre du neutre du réseau aval est réalisé sur le jeu de barres (fig.4).

Ces protections sont sélectives : elles ne sont sensibles qu'aux défauts phase terre situés dans le transformateur ou sur les liaisons amont et aval.

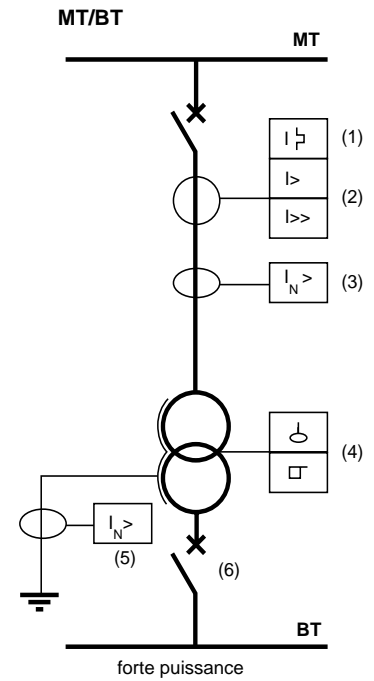
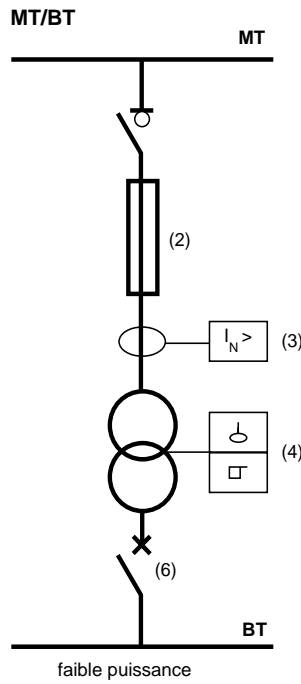
- par une protection de terre restreinte si la mise à la terre du neutre du réseau aval se fait au niveau du transformateur (fig.5).

Il s'agit d'une protection différentielle haute impédance qui détecte la différence des courants résiduels mesurés sur la mise à la terre du neutre d'une part et sur la sortie triphasée du transformateur d'autre part.

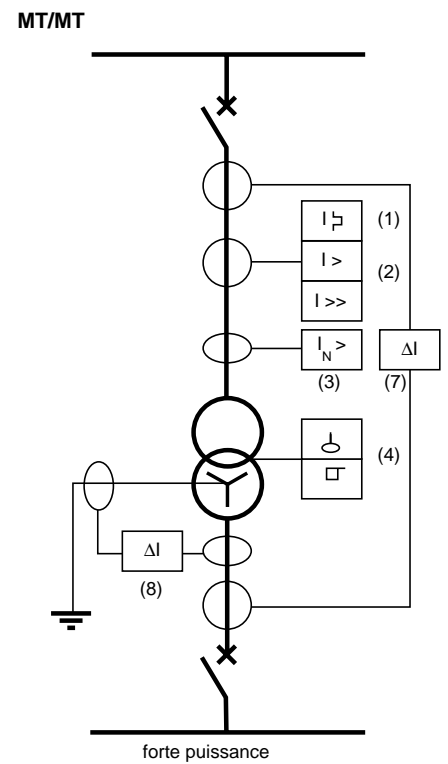
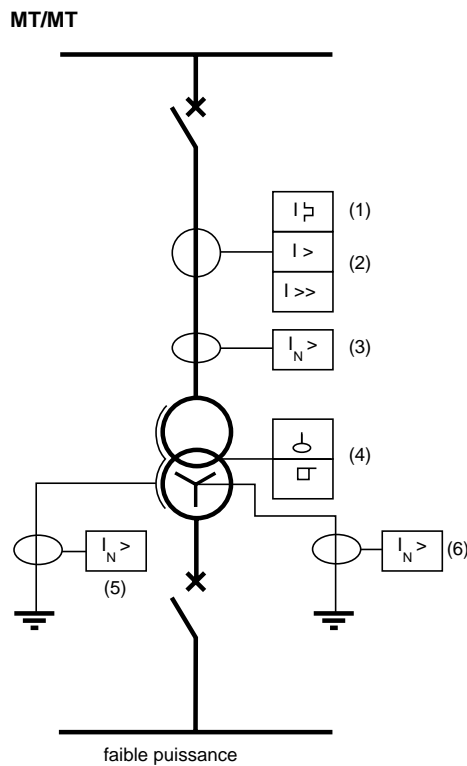
- par une protection de terre point neutre si la mise à la terre du neutre du réseau aval se fait au niveau du transformateur (fig.6).



exemples de protection de transformateurs



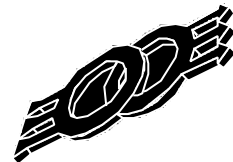
- (1) Image thermique
- (2) Fusible ou maximum de courant à 2 seuils
- (3) Maximum de courant terre
- (4) Buchholz ou DGPT
- (5) Masse cuve
- (6) Disjoncteur BT

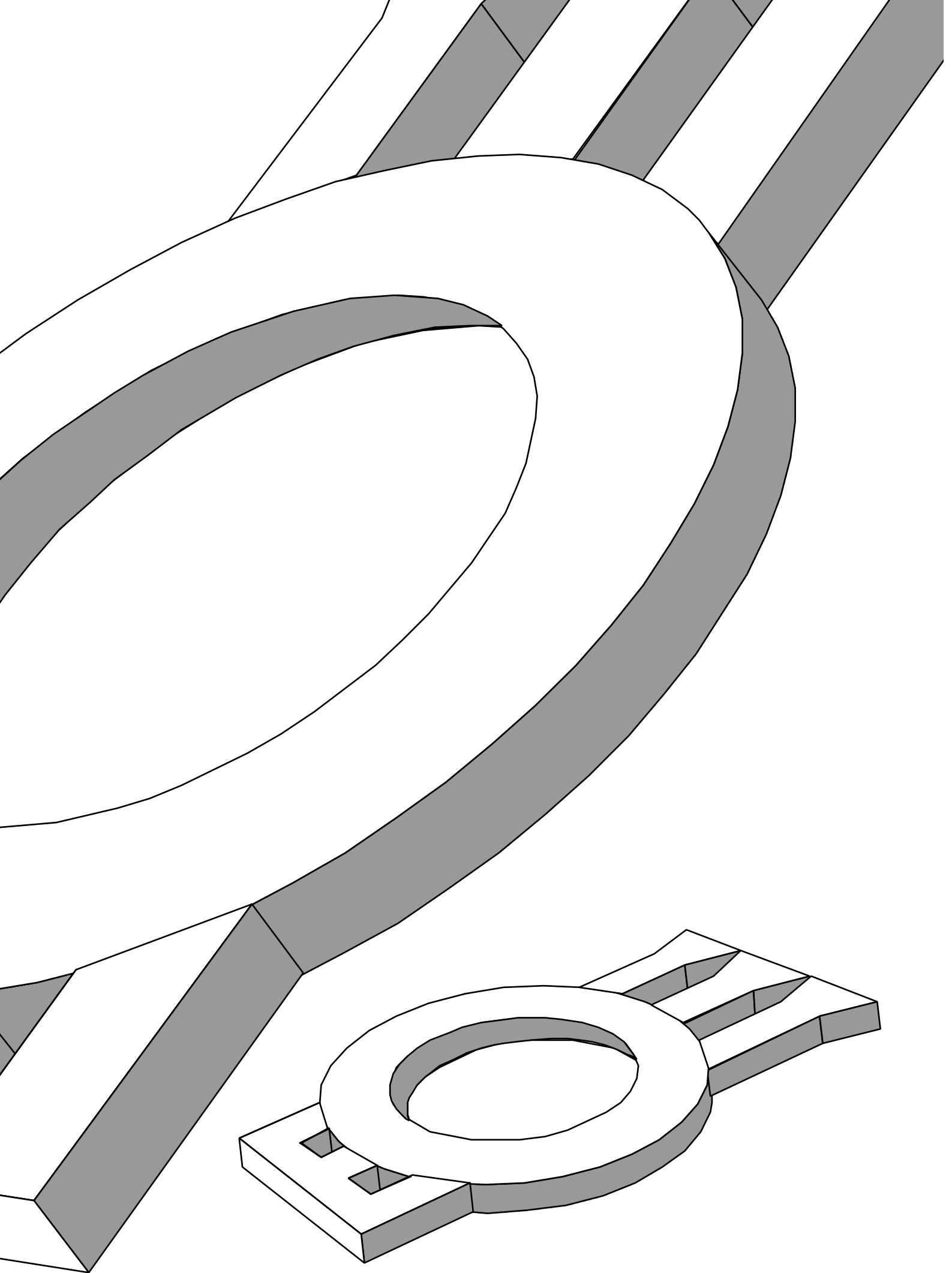


- (1) Image thermique
- (2) Maxi de courant à 2 seuils
- (3) Maxi de courant terre
- (4) Buchholz ou DGPT
- (5) Masse cuve
- (6) Protection de terre point neutre
- (7) Différentielle transformateur
- (8) Protection de terre restreinte

indications de réglage

type de défaut	réglages
surcharge	<ul style="list-style-type: none">■ disjoncteur BT : I_n (pour transfo MT/BT)■ image thermique : constante de temps de l'ordre de 10'
court-circuit	<ul style="list-style-type: none">■ fusible : calibre $> 1,3 I_n$,■ maximum de courant à temps indépendant seuil bas $< 6 I_n$; temporisation 0,3 s (sélectif avec l'aval), seuil haut $> I_{cc}$ aval, instantané■ maximum de courant à temps dépendant seuil bas à temps inverse (sélectif avec l'aval), seuil haut $> I_{cc}$ aval, instantané,■ différentielle transformateur pente : 25 % à 50 %.
défaut terre	<ul style="list-style-type: none">■ masse cuve seuil > 20 A (temporisation 0,1 s),■ maximum de courant terre seuil 20 % courant maximum de défaut terre et 10 % calibre des TC si alimenté par 3TC, temporisation 0,1 s si mise à la terre dans le réseau, temporisation en fonction de la sélectivité si la mise à la terre est sur le transformateur,■ protection de terre restreinte seuil de l'ordre de 10 % I_n si on utilise le montage sommateur à 3 TC,■ protection de terre point neutre seuil de l'ordre de 10 % du courant maximum de défaut terre.







introduction

Le moteur assure l'interface entre le domaine électrique et le domaine mécanique.
Il est situé dans un environnement qui est lié à la charge entraînée dont il n'est pas dissociable.
D'autre part le moteur peut être soumis à des contraintes mécaniques internes du fait qu'il comporte des pièces mobiles.
Un seul moteur indisponible peu compromettre un processus complet.

Les moteurs modernes ont des caractéristiques très optimisées qui les rendent peu aptes à des fonctionnements hors de leurs caractéristiques normales, il s'agit donc de récepteur électrique relativement fragile dont la protection doit être soignée.

types de défauts

Les moteurs sont affectés par :

- les défauts liés à la charge entraînée,
- les défauts de l'alimentation,
- les défauts internes au moteur.

Défauts liés à la charge entraînée

- la surcharge. Si la puissance appelée est plus élevée que la puissance nominale, il y a surintensité dans le moteur et augmentation des pertes ce qui provoque une élévation de température,
- les démarrages trop longs et trop fréquents. Le démarrage d'un moteur provoque des surintensités importantes qui ne sont admissibles que parce qu'elles sont de courte durée. Si les démarrages sont trop fréquents ou s'ils sont trop longs parce que l'écart entre le couple moteur et le couple résistant n'est pas suffisant, l'échauffement inévitable devient prohibitif.
- le blocage. Il s'agit de l'arrêt brusque de la rotation pour une cause quelconque liée à la mécanique entraînée. Le moteur absorbe le courant de démarrage et reste bloqué à vitesse nulle. Il n'y a plus de ventilation et l'échauffement est très rapide.
- le désamorçage des pompes : il provoque le fonctionnement à vide du moteur ce qui n'a pas de conséquence néfaste directe. Par contre la pompe elle-même se détériore rapidement.
- le retour de puissance. Ce défaut survient suite à une baisse de tension quand un moteur synchrone entraîné par l'inertie de la charge renvoie de l'énergie sur le réseau. En particulier si l'alimentation normale du réseau déclenche, le moteur synchrone peut maintenir la tension de façon indésirable et alimenter les autres charges connectées en parallèle.

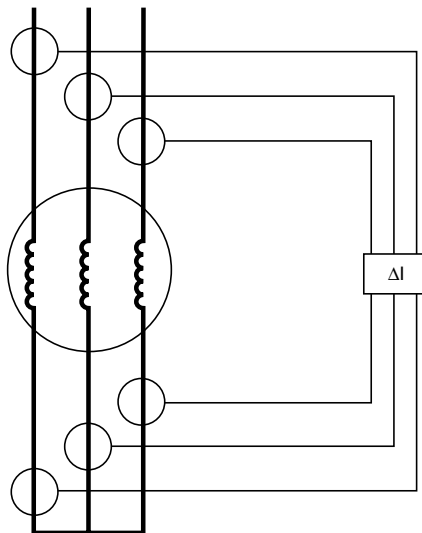
Défauts de l'alimentation

- la baisse de tension. Elle provoque la diminution du couple moteur et de la vitesse : le ralentissement entraîne une augmentation du courant et des pertes. Il y a donc échauffement anormal.
- le déséquilibre. L'alimentation triphasée peut être déséquilibrée parce que :
 - la source d'énergie (transformateur ou alternateur) ne délivre pas une tension triphasée symétrique.
 - l'ensemble des autres consommateurs ne constitue pas une charge symétrique et le réseau d'alimentation s'en trouve déséquilibré.
 - le moteur est alimenté sur 2 phases à la suite d'une fusion de fusible.Le déséquilibre de l'alimentation provoque l'apparition de composantes inverse qui entraîne des pertes très importantes donc un échauffement rapide du rotor.

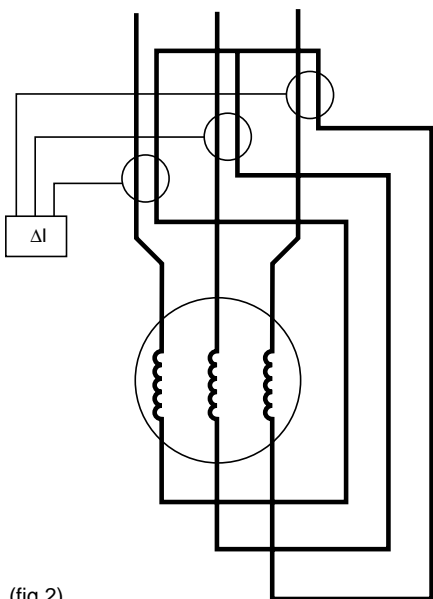
Défauts internes au moteur

- le court-circuit entre phases : il est plus ou moins violent selon la position du défaut dans le bobinage et il provoque des dégâts importants.
- le défaut à la masse : l'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre du réseau d'alimentation et de la position du défaut dans le bobinage. Le court-circuit entre phases et le défaut à la masse entraînent le rebobinage du moteur, et de plus le défaut à la masse peut provoquer des dégâts irréparables au circuit magnétique.
- la perte de synchronisme. Ce défaut concerne les moteurs synchrones qui peuvent perdre le synchronisme, par perte d'excitation : le moteur fonctionne en asynchrone mais son rotor subit un échauffement important car il n'est pas dimensionné en conséquence.

dispositifs de protection moteur



(fig.1)



(fig.2)

Surcharge

Elle est surveillée :

- soit par protection à maximum de courant à temps dépendant,
- soit par protection à image thermique. L'image thermique fait intervenir l'échauffement dû au courant,
- soit par sonde de température.

Démarrage trop long et blocage rotor

La même fonction assure ces 2 protections. Il s'agit d'un seuil d'intensité instantané réglé à une valeur inférieure au courant de démarrage qui est validé après une temporisation démarrée à la mise sous tension du moteur ; cette temporisation est réglée à une valeur supérieure ou égale à la durée normale du démarrage.

Démarrages trop fréquents

La protection correspondante est sensible au nombre de démarrages dans un intervalle de temps donné ou à l'espacement de ces démarrages dans le temps.

Désamorçage des pompes

Il est détecté par une protection à minimum de courant à temps indépendant qui est réinitialisée quand le courant s'annule (à l'arrêt du moteur).

Retour de puissance

Il est détecté par une protection directionnelle de puissance active.

Baisse de tension

Elle est surveillée par une protection à minimum de tension temporisée. Les réglages du seuil de tension et de la temporisation sont déterminés pour être sélectifs avec les protections de court-circuit du réseau et pour tolérer les chutes de tension normales, par exemple lors du démarrage d'un moteur. Cette protection est souvent commune à plusieurs moteurs au niveau d'un tableau.

Déséquilibre

La protection est assurée par une détection de la composante inverse du courant à temps dépendant ou indépendant.

Court-circuit entre phases

Il est détecté par une protection à maximum de courant temporisée. Le réglage du seuil de courant est supérieur ou égal au courant de démarrage et la temporisation est très courte : elle a pour seul but de rendre la protection insensible aux premières crêtes du courant d'enclenchement.

Lorsque l'appareil de coupure correspondant est un contacteur il est associé à des fusibles qui assurent la protection de court-circuit.

Pour les gros moteurs on utilise une protection différentielle haute impédance ou à pourcentage (fig.1).

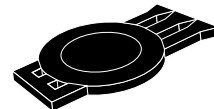
Par une adaptation pertinente des raccordements du côté du point neutre et par l'utilisation de 3 transformateurs de courant sommateurs, une simple protection à maximum de courant assure une détection sensible et stable des défauts internes (fig.2).

Défaut à la masse

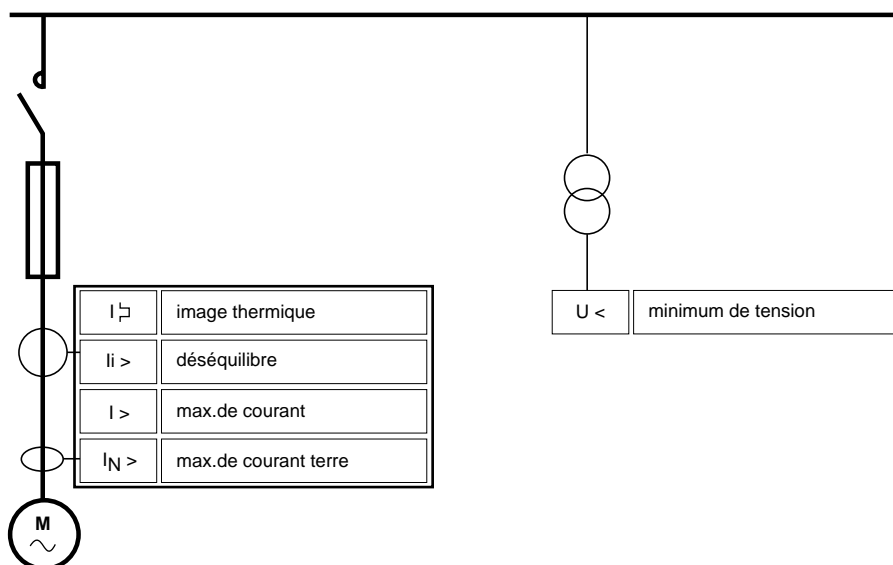
La protection dépend du régime de neutre. Une grande sensibilité est recherchée pour limiter les dégâts sur le circuit magnétique.

Perte d'excitation

(pour les moteurs synchrones). Elle est détectée par une protection à maximum de puissance réactive temporisée.



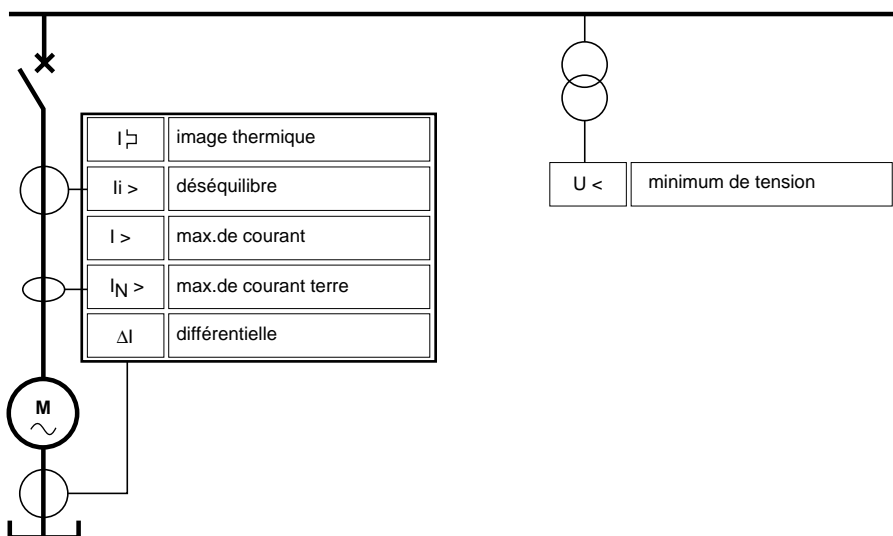
exemples de protection



Moteur asynchrone commandé par contacteur ou par disjoncteur

Complément en fonction du type de charge :

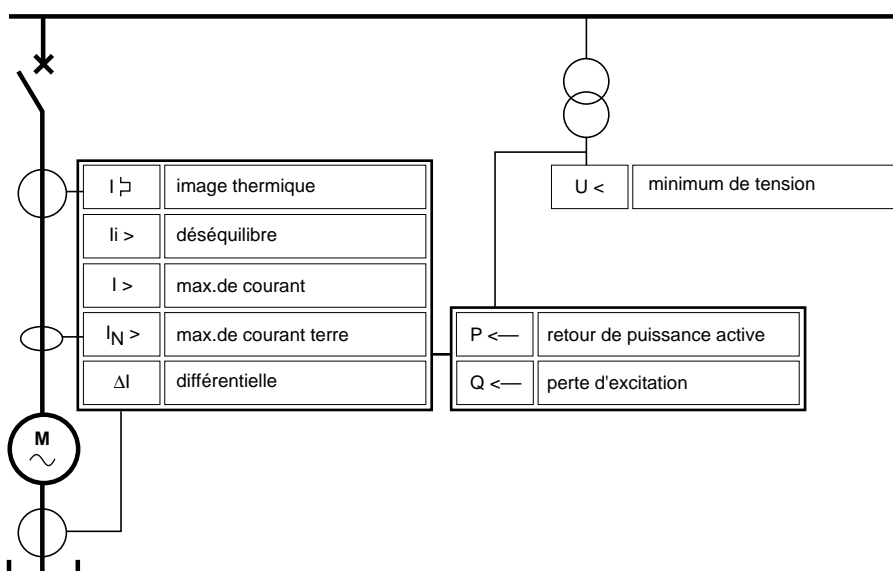
- démarrage trop long + blocage rotor,
- nombre de démarrages,
- minimum de courant.



Moteur asynchrone de forte puissance

Complément en fonction du type de charge :

- démarrage trop long + blocage rotor,
- nombre de démarrages,
- minimum de courant.



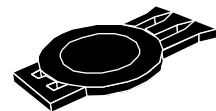
Moteur synchrone de forte puissance

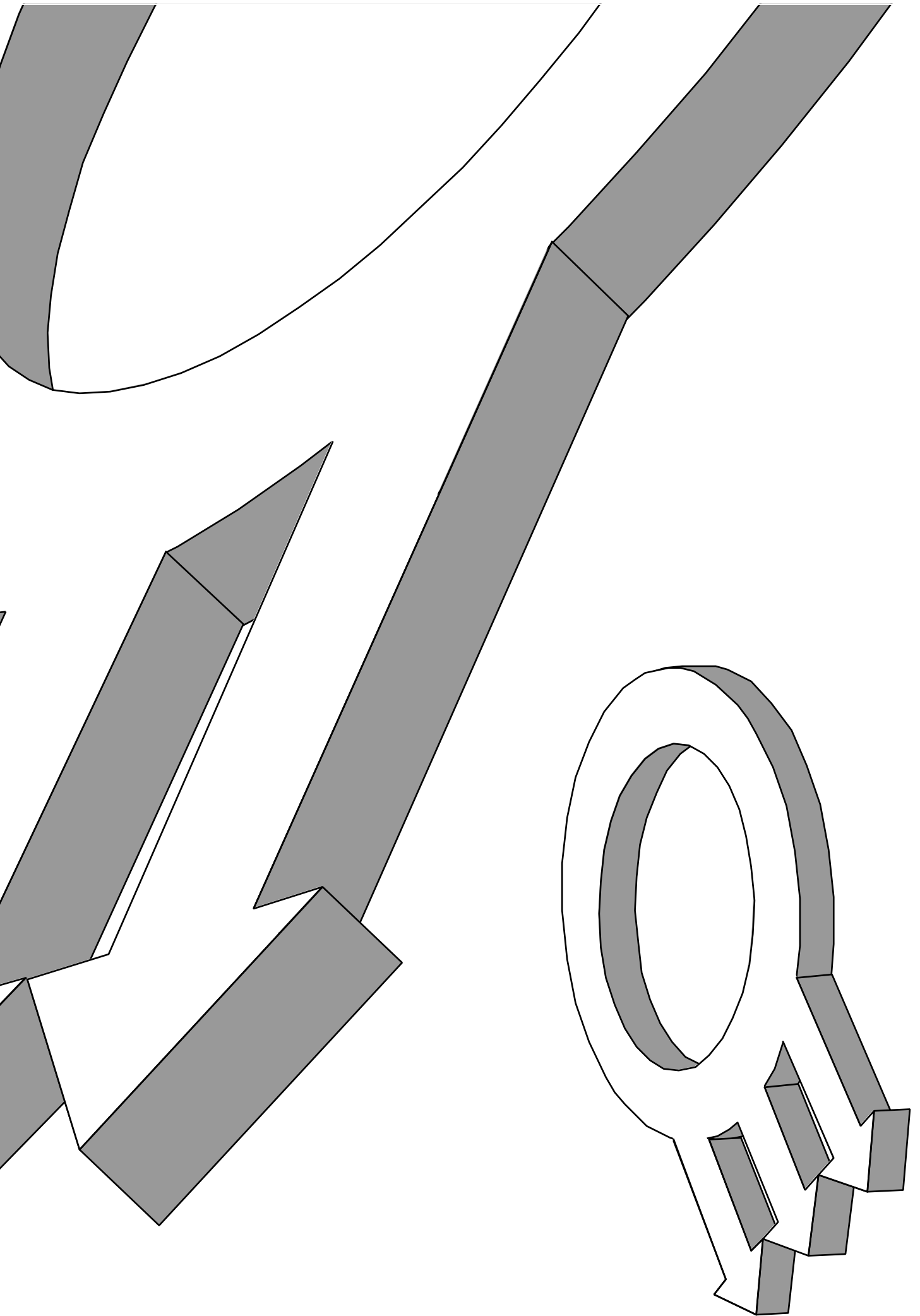
Complément en fonction du type de charge :

- démarrage trop long + blocage rotor,
- nombre de démarrages,
- minimum de courant.

indications de réglage

type de défaut	réglages
surcharges	<ul style="list-style-type: none">■ image thermiqueparamètres à adapter aux caractéristiques de fonctionnement du moteur (constante de temps de l'ordre de 10'),■ relais à maximum de courant à temps dépendantréglage permettant le démarrage.
déséquilibre coupure et inversion de phase	<ul style="list-style-type: none">■ maxi de composante inverseréglage de 0,3 à 0,4 I_n,temporisation de l'ordre de 0,6 s.Dans le cas d'un réseau pouvant fonctionner avec des déséquilibres quasi-permanents, on utilise une caractéristique à temps dépendant :réglage permettant 0,3 I_n pendant la durée du démarrage sans déclenchement.
court-circuits	<ul style="list-style-type: none">■ fusiblecalibre > 1,3 I_n et permettant le démarrage,■ maxi de courant à temps indépendantseuil 1,2 I démarragetemporisation de l'ordre de 0,1 s,■ différentielle : seuil de 10 % à 20 % de I_n.
masse stator	<ul style="list-style-type: none">■ neutre mis à la terre par résistanceon choisit le seuil le plus bas compatible avec le courant capacitif propre au départ protégé,seuil de 10 à 20 % du courant maxi de défaut terre,temporisation de l'ordre de 0,1 s.
démarrage trop long blocage rotor	<ul style="list-style-type: none">seuil de l'ordre de 2,5 I_n,temporisation 1,1 x temps de démarrage.
baisse de tension	<ul style="list-style-type: none">seuil de 0,75 à 0,8 U_n,temporisation de l'ordre de 1 seconde.
retour de puissance active	<ul style="list-style-type: none">■ ordre de grandeur de réglage :<input type="checkbox"/> seuil 5 % de P_n,<input type="checkbox"/> temporisation 1s.
perte d'excitation	<ul style="list-style-type: none">■ ordre de grandeur de réglage :<input type="checkbox"/> seuil 30 % de S_n,<input type="checkbox"/> temporisation 1 s.







introduction

Le fonctionnement d'un alternateur peut être altéré aussi bien par des défauts propres à la machine que par des perturbations se produisant sur le réseau auquel il se trouve connecté. Un système de protection d'alternateur a donc un double objectif : protéger la machine et protéger le réseau.

types de défauts

Les défauts tels que surcharge, déséquilibre, défauts internes entre phases sont de même type pour les alternateurs et pour les moteurs.

Par contre il y a des types de défaut qui sont caractéristiques des alternateurs.

Court-circuit externe entre phases

Lorsqu'un court-circuit survient sur un réseau proche d'un alternateur, le courant de défaut a l'allure représentée sur la figure 1.

La valeur maximum du courant de court-circuit doit être calculée en prenant en compte l'impédance subtransitoire X'' de la machine.

La valeur de courant détectée par une protection très faiblement temporisée (environ 100 ms) doit être calculée en prenant en compte l'impédance transitoire X' de la machine.

La valeur du courant de court-circuit en régime permanent doit être calculée en prenant en compte l'impédance synchrone X .

Ce dernier courant est faible, en général inférieur au courant nominal de l'alternateur. L'intervention des régulateurs de tension permet quelquefois de le maintenir au-delà du courant nominal.

Défaut interne entre phase et masse

Ce défaut est du même type que pour les moteurs et ses conséquences dépendent du régime de neutre adopté. Mais une particularité par rapport au moteur est le fait que l'alternateur fonctionne découplé du réseau pendant les périodes de démarrage et d'arrêt, et aussi lors de fonctionnements en essais ou en stand-by. Le régime de neutre peut être différent selon que l'alternateur est couplé ou découplé et les dispositifs de protection doivent être adaptés aux 2 cas de figure.

Perte d'excitation

La perte d'excitation d'un alternateur préalablement couplé au réseau provoque sa désynchronisation de ce réseau. Il fonctionne alors en asynchrone, en légère survitesse, et absorbe de la puissance réactive. Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

Marche en moteur

Lorsque l'alternateur est entraîné comme un moteur par le réseau électrique auquel il est raccordé, il fournit de l'énergie mécanique sur l'arbre, cela peut provoquer de l'usure et des dégâts à la machine d'entraînement.

Variations de tension et de fréquence

Les variations de tension et de fréquence en régime établi sont dues au mauvais fonctionnement des régulateurs correspondants et elles provoquent les inconvénients suivants :

- une fréquence trop élevée provoque un échauffement anormal des moteurs,
- une fréquence trop faible provoque une perte de puissance des moteurs,
- une variation de fréquence provoque une variation de vitesse des moteurs qui peut entraîner des dégradations mécaniques,
- une tension trop élevée contraind l'isolation de tous les éléments du réseau,
- une tension trop faible provoque une perte de couple et une augmentation de courant et de l'échauffement des moteurs.

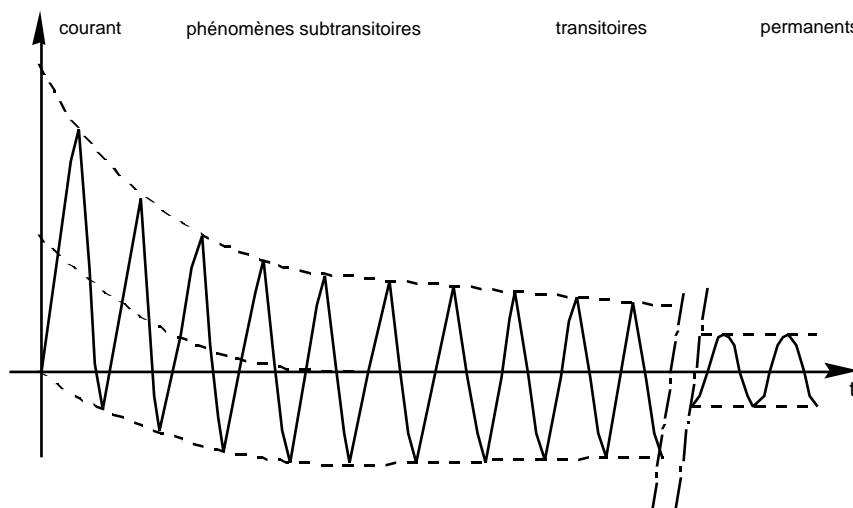
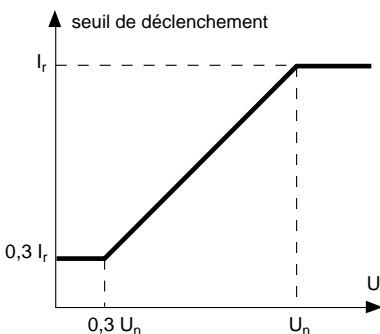


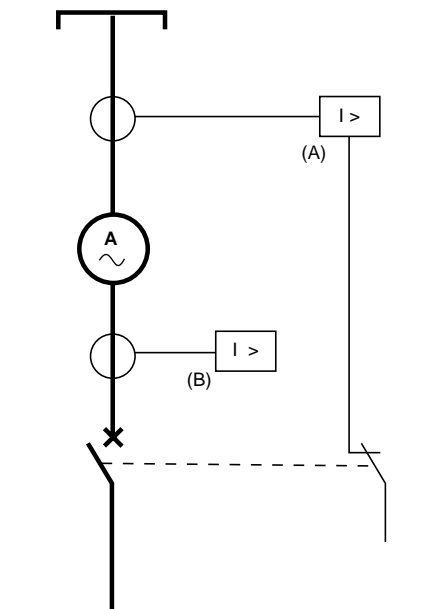
fig.1

dispositifs de protection



(fig.2)

I_r : courant de réglage



(fig.3)

alternateur couplé avec d'autres sources

Surcharge

Les dispositifs de protection de surcharge de l'alternateur sont les mêmes que ceux des moteurs :

- maximum de courant à temps dépendant,
- image thermique,
- sonde de température.

Déséquilibre

La protection est assurée comme pour les moteurs par une détection de la composante inverse du courant à temps dépendant ou indépendant.

Court-circuit externe entre phases

La valeur du courant de court-circuit étant décroissante dans le temps et de l'ordre du courant nominal sinon plus faible en régime permanent, une simple détection de courant peut être insuffisante.

Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant à retenue de tension dont le seuil augmente avec la tension (fig.2).

Le fonctionnement est temporisé.

Court-circuit interne entre phases

■ la protection différentielle haute impédance ou à pourcentage apporte une solution sensible et rapide.

■ dans certains cas et en particulier pour un alternateur de faible puissance par rapport au réseau auquel il est raccordé, la protection contre le court-circuit interne entre phases peut être réalisée de la manière suivante (fig.3) :

- une protection à maximum de courant instantanée (A), validée lorsque le disjoncteur d'alternateur est ouvert, les capteurs de courant étant situés du côté du point neutre, avec un réglage inférieur au courant nominal,
- une protection à maximum de courant instantanée (B), les capteurs de courant étant situés du côté du disjoncteur, avec un réglage supérieur au courant de court-circuit de l'alternateur.

Défaut à la masse du stator

■ si le neutre est à la terre au point neutre de l'alternateur on utilise une protection à maximum de courant terre ou une protection de terre restreinte.

■ si le neutre est à la terre dans le réseau et non au point neutre de l'alternateur, le défaut à la masse est détecté :

- par une protection à maximum de courant terre au niveau du disjoncteur d'alternateur quand celui-ci est couplé au réseau,
- par un dispositif de surveillance d'isolement pour régime de neutre isolé quand l'alternateur est découplé du réseau.

■ si le neutre est isolé, la protection contre les défauts à la masse est assurée par un dispositif de surveillance d'isolement ; ce dispositif fonctionne soit par détection de la tension résiduelle soit par injection de courant continu entre neutre et terre.

Si ce dispositif existe au niveau du réseau, il surveille l'alternateur quand celui-ci est couplé, mais un dispositif propre à l'alternateur et validé par la position ouverte du disjoncteur est nécessaire pour surveiller l'isolement quand l'alternateur est découplé.

Défaut à la masse du rotor

Lorsque le circuit d'excitation est accessible, le défaut à la masse est surveillé par un contrôleur permanent d'isolement (Vigilohm).

Perte d'excitation

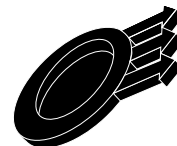
Ce défaut est détecté soit par une mesure de la puissance réactive absorbée, soit par une surveillance du circuit d'excitation s'il est accessible, soit par une mesure d'impédance aux bornes de l'alternateur.

Marche en moteur

Elle est détectée par un relais de retour de puissance active absorbée par l'alternateur.

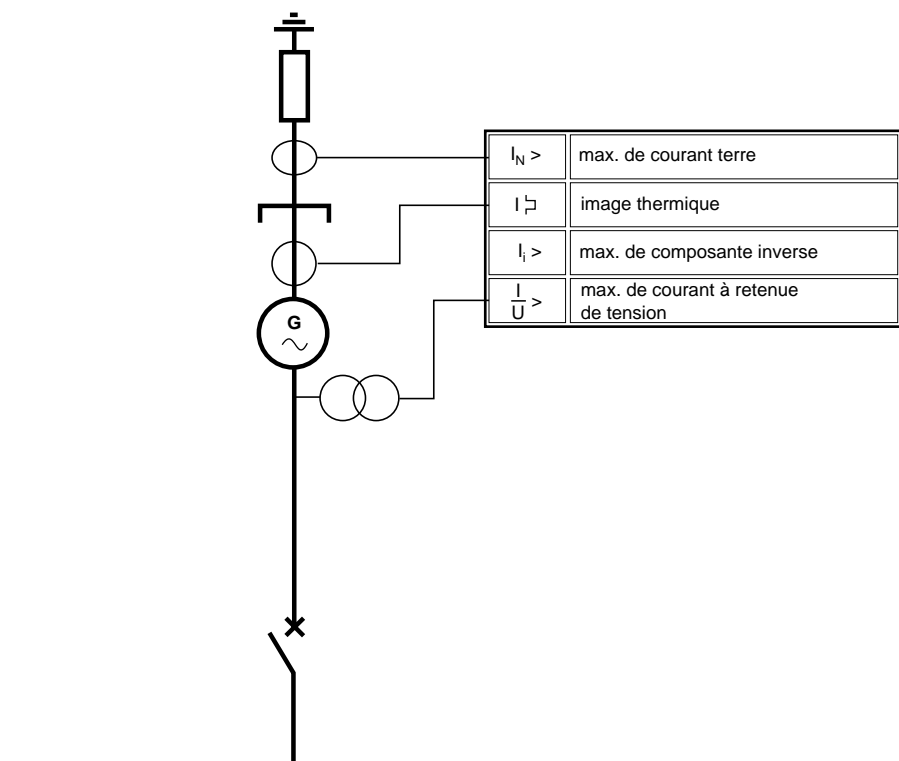
Variation de tension et de fréquence

Elle est surveillée par une protection à maximum et à minimum de tension d'une part et par une protection à maximum et à minimum de fréquence d'autre part. Ces protections sont temporisées car les phénomènes ne nécessitent pas une action instantanée et parce qu'il faut laisser aux protections du réseau et aux régulateurs de tension et de vitesse le temps de réagir.

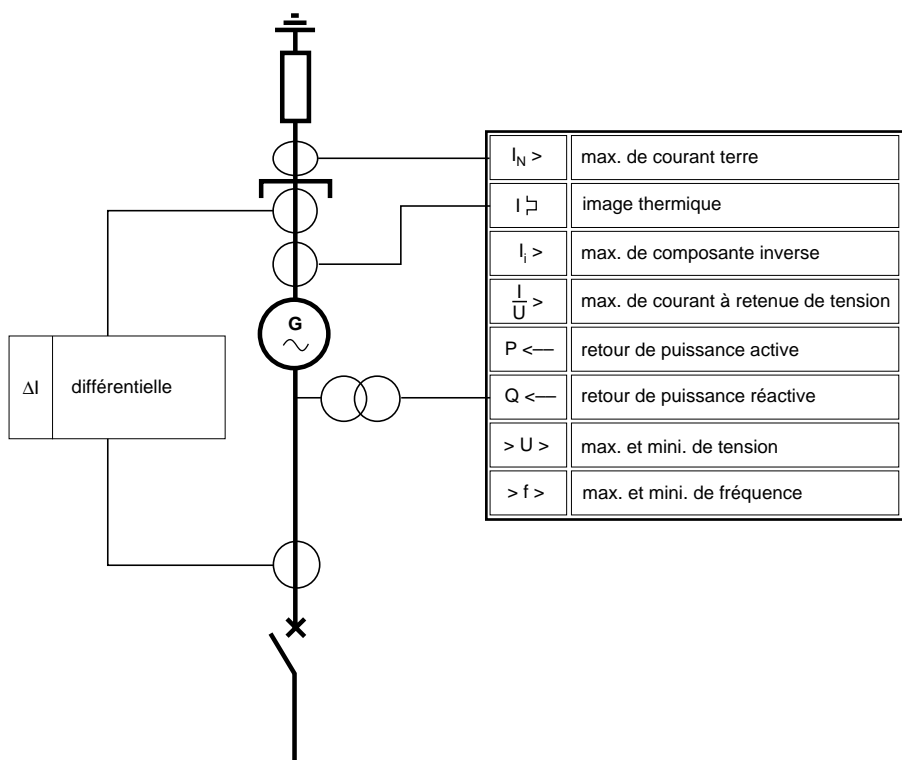


exemples d'application

Alternateur de petite puissance, non couplé

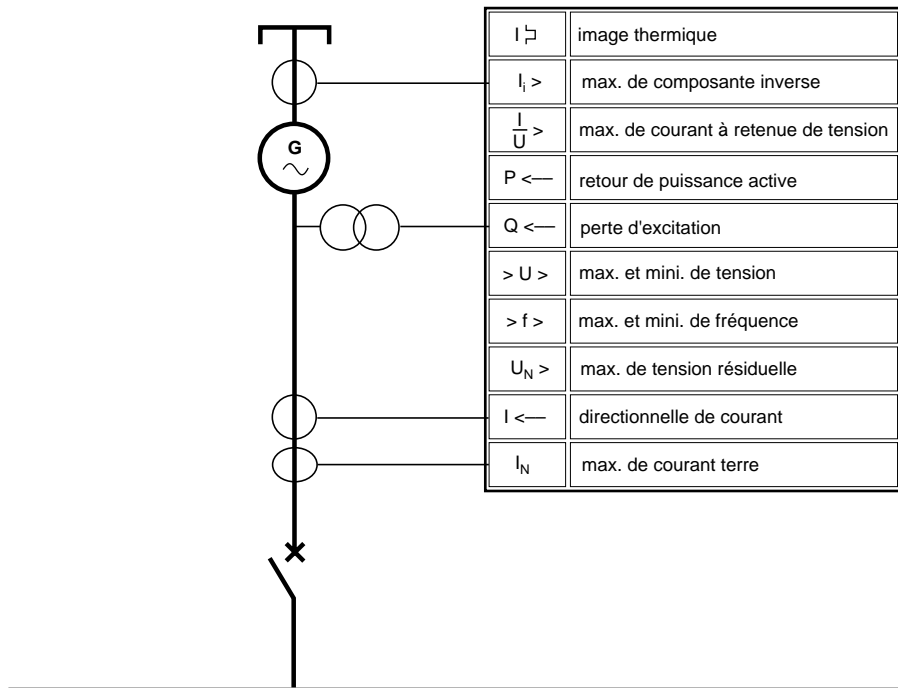


Alternateurs de moyenne puissance

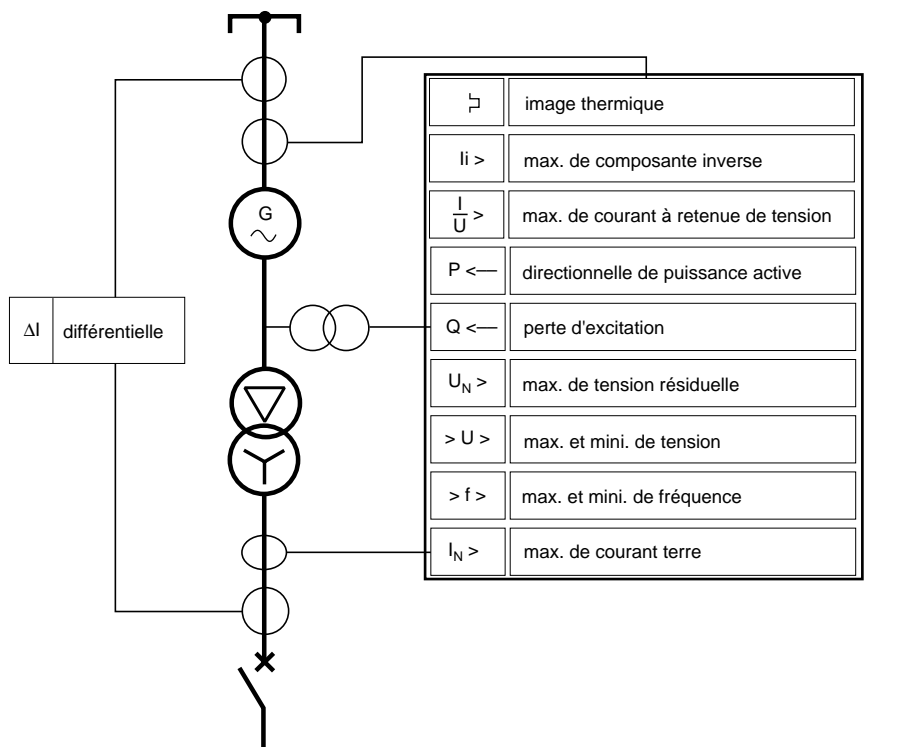


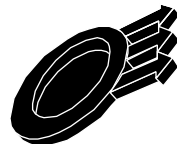
exemples d'application (suite)

Alternateur de moyenne puissance
(neutre mis à la terre dans le réseau)



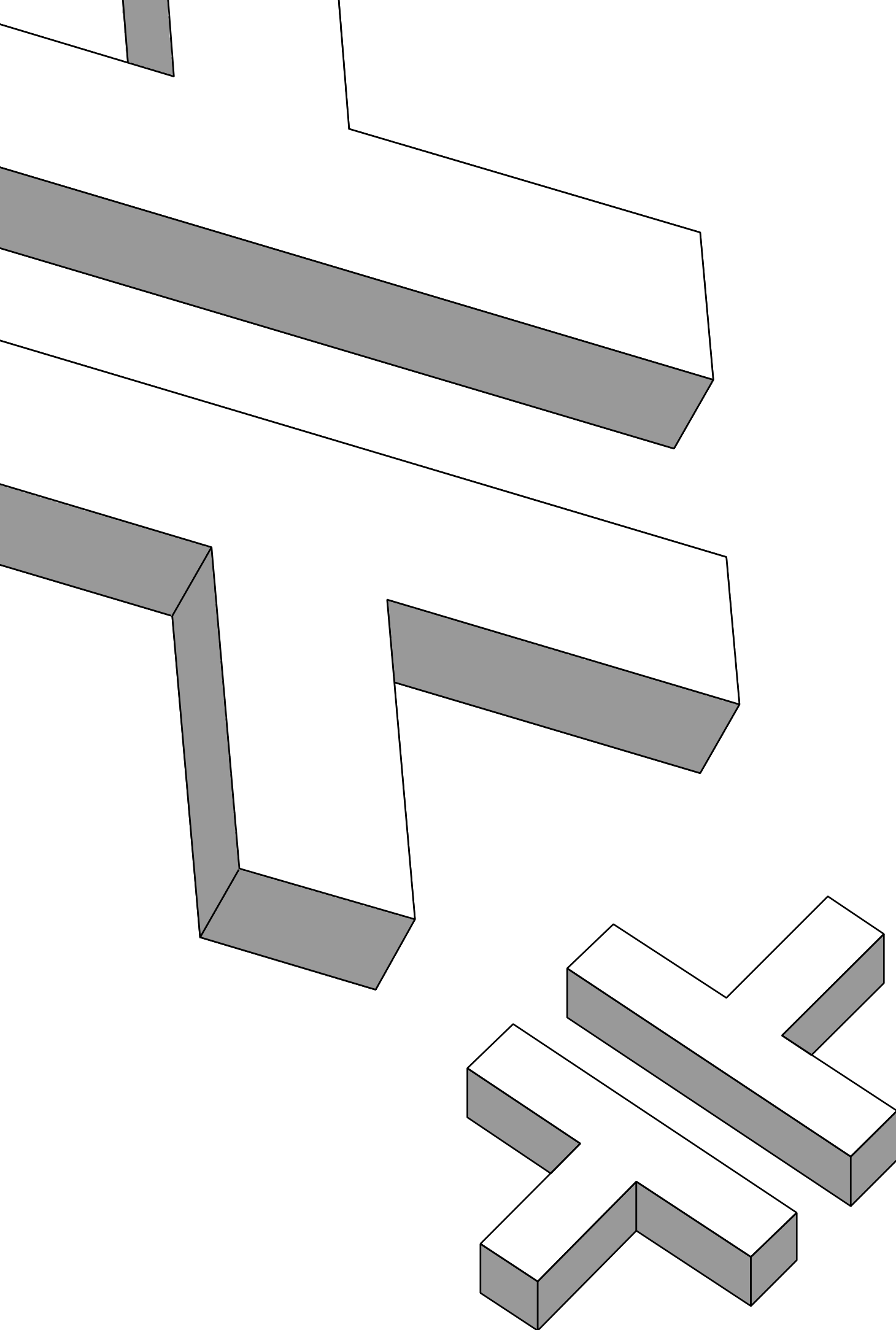
Groupe bloc de moyenne puissance





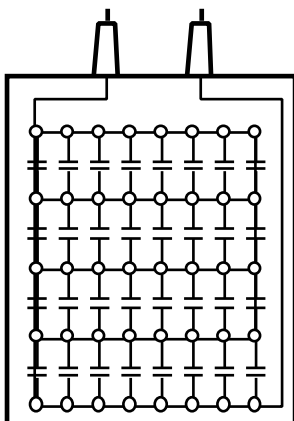
indications de réglage

type de défaut	réglages
surcharge	■ image thermique, à adapter aux caractéristiques nominales (constantes de temps de l'ordre de 10').
déséquilibre	■ maximum de composante inverse à adapter aux caractéristiques (en l'absence d'information seuil 15 % I_n , temps dépendant).
court-circuit externe	■ maximum de courant à retenue de tension seuil 1,2 à 2 I_n , temporisation en fonction de la sélectivité.
court-circuit interne	■ différentielle haute impédance seuil de l'ordre de 10 % I_n .
défaut à la masse	■ neutre à la terre dans le réseau maximum de courant terre seuil 10 % à 20 % du courant maximum de défaut terre, temporisation : instantanée ou 0,1 s. ■ neutre à la terre au point neutre de l'alternateur maximum de courant terre, seuil de l'ordre de 10 % I_n , temporisation en fonction de la sélectivité. ■ neutre isolé maximum de tension résiduelle seuil de l'ordre de 30 % U_n .
perte d'excitation	■ retour de puissance réactive seuil 30 % de S_n , temporisation quelques secondes.
marche en moteur	■ directionnelle de puissance active seuil 1 à 20 % P_n , temporisation 1 s.
variation de tension	■ maximum et minimum de tension $0,8 U_n < U < 1,1 U_n$, temporisation : de l'ordre de la seconde.
variation de vitesse	■ maximum et minimum de fréquence $0,95 f_n < f < 1,05 f_n$, temporisation : quelques secondes.





introduction



Les batteries de condensateurs sont utilisées pour compenser l'énergie réactive absorbée par les charges du réseau et parfois pour réaliser des filtres destinés à diminuer les tensions harmoniques. Elles ont donc pour rôle d'améliorer la qualité du réseau électrique. Elles peuvent être connectées en étoile, en triangle ou en double étoile selon le niveau de tension et la puissance installée.

Un condensateur se présente sous la forme d'un boîtier surmonté de bornes isolantes. Il est composé de capacités unitaires dont la tension maximale admissible est limitée (par exemple 2250 V) qui sont associées par groupes, en série pour obtenir la tenue en tension nécessaire et en parallèle pour obtenir la puissance voulue.

Il existe 2 types de condensateurs :

- sans protection interne,
- avec protection interne : un fusible est associé à chaque capacité unitaire.

type de défauts

Les principaux défauts qui peuvent affecter une batterie de condensateurs sont :

- la surcharge,
- le court-circuit,
- le défaut à la masse,
- le court-circuit d'un élément de condensateur.

La surcharge est due à une surintensité temporaire ou à une surintensité permanente :

- surintensité permanente liée à
 - une élévation de la tension d'alimentation,
 - la circulation d'un courant harmonique due à la présence de charges non linéaires telles que convertisseurs statiques (redresseurs, variateurs de vitesse), fours à arc ...,
 - surintensité temporaire liée à une mise sous-tension de gradin d'une batterie.
- La surcharge se traduit par un échauffement préjudiciable à la tenue du diélectrique, et conduit à un vieillissement prématuré du condensateur.

Le court-circuit est un défaut interne ou externe entre conducteurs actifs, soit entre phases, soit entre phase et neutre selon que les condensateurs sont connectés en triangle ou en étoile. L'apparition de gaz dans l'enceinte étanche du condensateur crée une surpression qui peut conduire à l'ouverture du boîtier et à la fuite du diélectrique.

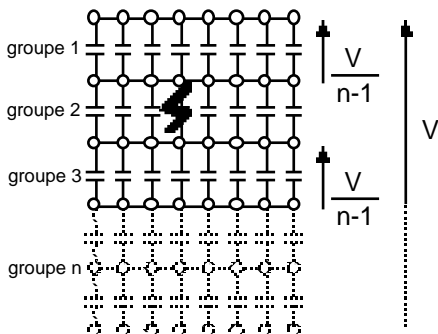
Le défaut à la masse est un défaut interne entre un élément actif du condensateur et la masse constituée par l'enceinte métallique qui est mise à la terre (pour assurer la protection des personnes).

L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre du réseau et du type de connexion (en étoile ou en triangle). Comme pour le court-circuit interne, l'apparition de gaz dans l'enceinte étanche du condensateur crée une surpression qui peut conduire à l'ouverture du boîtier et à la fuite du diélectrique.

Le court-circuit d'un élément de condensateur

est due au claquage d'une capacité unitaire.

- sans protection interne, les capacités unitaires câblées en parallèle sont donc shuntées par l'unité en défaut :
 - l'impédance du condensateur est modifiée
 - la tension appliquée se répartit sur un groupe de moins en série
 - chaque groupe est alors soumis à une contrainte plus élevée ce qui peut entraîner d'autres claquages en cascade jusqu'au court-circuit total (voir fig. 1).
- avec protection interne, la fusion du fusible interne associé élimine la capacité unitaire en défaut :
 - le condensateur reste sain,
 - son impédance est modifiée en conséquence.



(fig.1)

dispositifs de protection

Les condensateurs ne doivent être mis sous tension que lorsqu'ils sont déchargés . La remise sous tension doit donc être temporisée pour éviter des surtensions transitoires. Une temporisation de 10 minutes permet une décharge naturelle suffisante. L'utilisation de selfs de décharge rapide permet de réduire ce temps.

Surcharge

■ Les surintensités de longue durée dues à une élévation de la tension d'alimentation sont évitées par une protection à maximum de tension qui surveille la tension du réseau. Cette protection peut être affectée au condensateur lui-même mais plus généralement c'est une protection globale du réseau. Sachant que le condensateur peut admettre généralement une tension de 110% de sa tension nominale pendant 12 heures par jour, cette protection n'est pas toujours nécessaire.

■ Les surintensités de longue durée dues à la circulation de courants harmoniques sont détectées par une protection de surcharge

- soit de type à image thermique
- soit de type à maximum de courant temporisée,

pourvu qu'elle tienne compte des fréquences des harmoniques concernés.

■ Les surintensités de courte durée dues à une mise sous tension de gradin sont limitées en amplitude par l'installation de selfs de choc en série avec chaque gradin.

Court-circuit

Le court-circuit est détecté par une protection à maximum de courant temporisée. Les réglages de courant et de temporisation permettent de fonctionner au courant maximum de charge admissible et d'effectuer les enclenchements et les manœuvres de gradins.

Défaut à la masse

La protection dépend du régime de neutre. Si le neutre est mis à la terre, une protection à maximum de courant terre temporisée est utilisée.

Court-circuit d'un élément de condensateur

La détection est basée sur la modification d'impédance créée

■ par le court-circuit de l'élément pour un condensateur sans protection interne

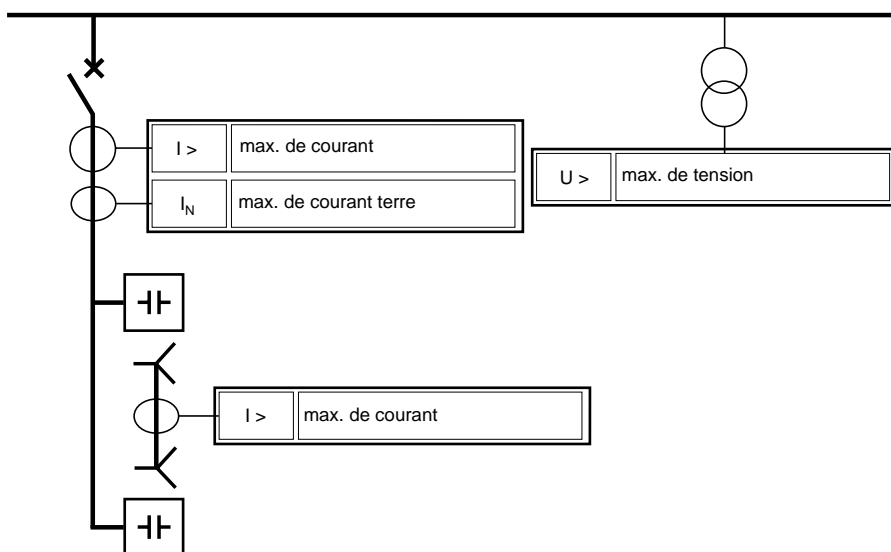
■ par l'élimination de la capacité unitaire en défaut pour un condensateur avec fusibles internes.

Lorsque la batterie de condensateurs est connectée en double étoile la dissymétrie due à la modification d'impédance dans l'une des étoiles provoque la circulation d'un courant dans la liaison entre les points neutres. Ce déséquilibre est détecté par une protection à maximum de courant sensible.

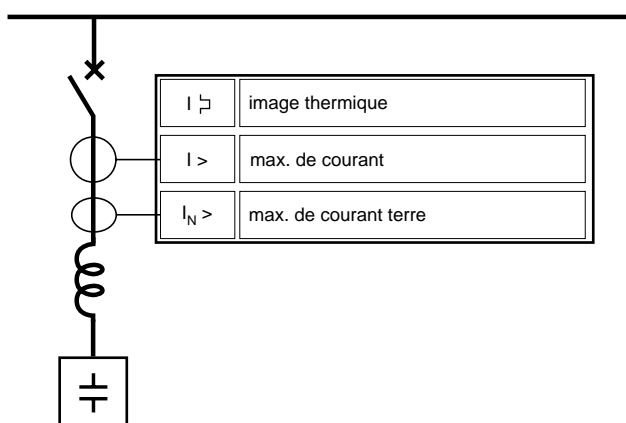


exemples de protection de batterie de condensateurs

Condensateur de compensation en double étoile



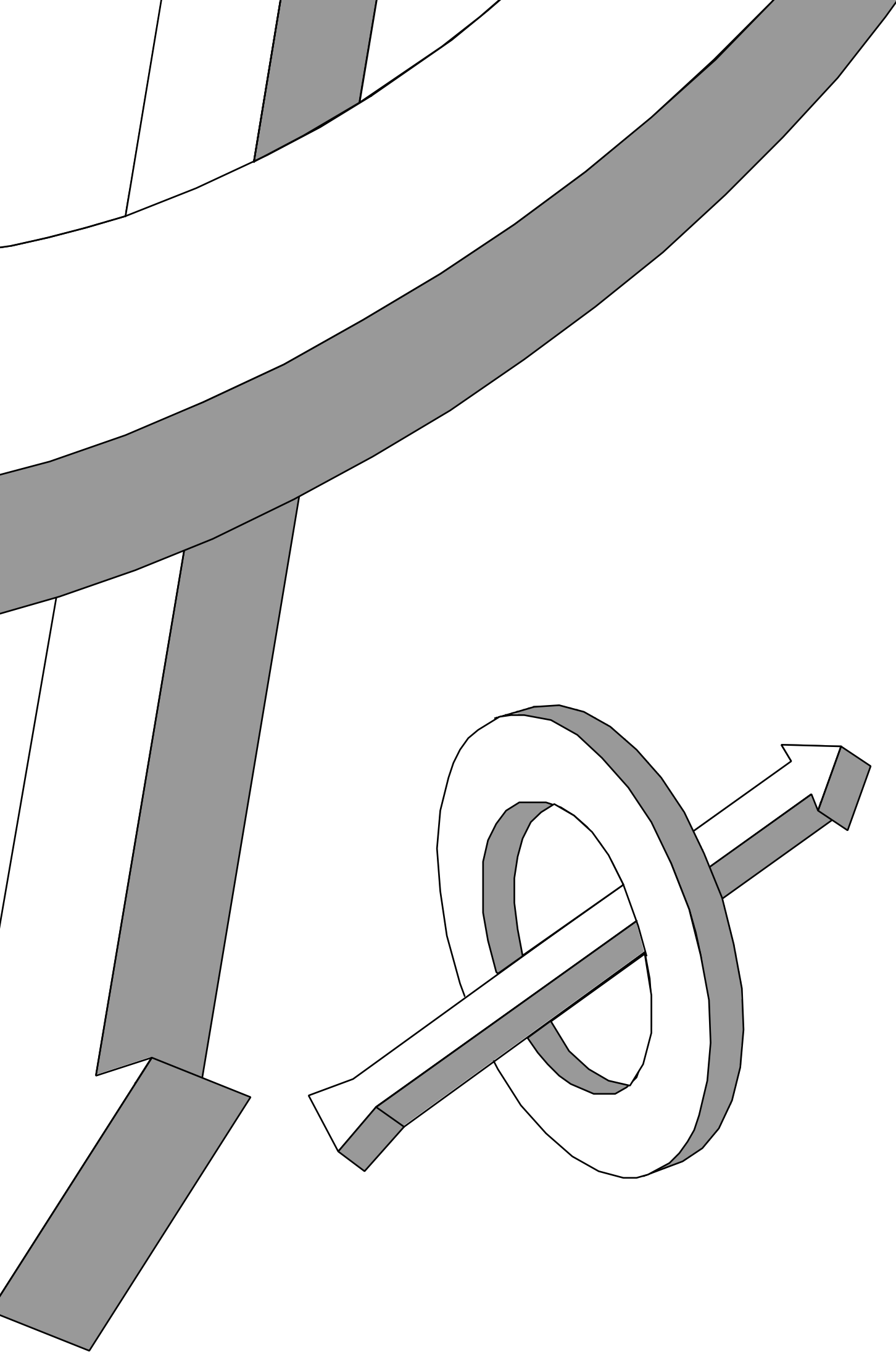
Filtre



indications de réglage

type de défaut	réglages
surcharge	■ maximum de tension réglage 110 % Vn ■ image thermique réglage 1,3 In ou maximum de courant réglage 1,3 In temps dépendant ou indépendant temporisation 10 s.
court-circuit	■ maximum de courant seuil de l'ordre de 10 In temps indépendant temporisation de l'ordre de 0,1 s.
défaut à la masse	■ maximum de courant terre seuil 20 % courant maximum de défaut terre et 10 % calibre des TC si alimenté par 3 TC temps indépendant temporisation de l'ordre de 0,1 s.
court-circuit d'un élément de condensateur	■ maximum de courant seuil < 1 ampère temps indépendant temporisation de l'ordre de 1 s.







introduction

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques des matériels à protéger.

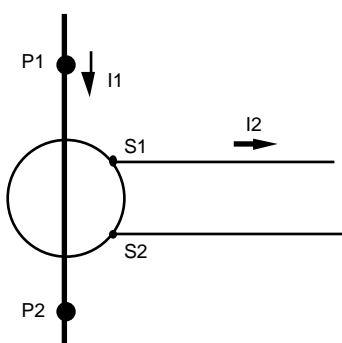
Pour des raisons techniques, économiques, et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement sur l'alimentation haute tension des matériels, il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires :

- transformateurs de tension (TP),
- transformateurs de courant (TC),
- capteurs tore pour la mesure des courants terre.

Ces dispositifs remplissent les fonctions suivantes :

- réduction de la grandeur à mesurer (ex : 1500/5 A),
- découplage galvanique,
- fourniture de l'énergie nécessaire au traitement de l'information, voire au fonctionnement de la protection.

transformateurs de courant (TC)



Les TC sont caractérisés par les grandeurs suivantes (d'après les normes CEI 185 et NFC42 - 502)*.

Tension du TC

C'est la tension de service à laquelle le primaire du TC est soumis. Rappelons que le primaire est au potentiel de la MT et le secondaire a très généralement une des bornes à la terre.

Comme pour tout matériel, on définit également :

- une tension maximum de tenue 1 mn à fréquence industrielle,
- une tension maximum de tenue à l'onde de choc.

ex : en 24 kV de tension nominale, le TC doit supporter une tension de 50 kV pendant 1 mn à 50 Hz et une tension de 125 kV à l'onde de choc.

Le rapport nominal de transformation

Il est donné sous la forme du rapport des courants primaires et secondaires I_1/I_2 . Le courant secondaire est généralement 5 A ou 1 A.

Précision

Elle est définie par l'erreur composée pour le courant limite de précision.

ex : 5P10 signifie 5 % d'erreur pour 10 I_n et 10P15 signifie 10 % d'erreur pour 15 I_n .

5P et 10P sont les **classes de précision** normalisées,

5 I_n , 10 I_n , 15 I_n , 20 I_n sont les **courants limites de précision** normalisés.

Le facteur limite de précision

est le rapport entre le courant limite de précision et le courant nominal. La classe X correspond à une autre façon de spécifier les caractéristiques d'un TC à partir de sa "tension de coude" (fig.1 § réponse d'un TC en régime saturé).

Puissance de précision

Puissance secondaire au courant nominal pour laquelle la précision est garantie.

Exprimée en VA, elle indique la puissance que le secondaire peut délivrer pour son courant nominal en respectant la classe de précision nominale.

Elle représente la consommation totale du circuit secondaire, c'est à dire la puissance consommée par tous les appareils connectés ainsi que les fils de liaisons.

Si un TC est chargé à une puissance inférieure à sa puissance de précision, sa précision réelle est supérieure à la précision nominale, réciproquement un TC trop chargé perd en précision.

Courant de courte durée admissible

Exprimé en kA efficace, le courant (I_{th}) maximum admissible pendant 1 seconde (le secondaire étant en court-circuit) représente la tenue thermique du TC aux surintensités. Le TC doit supporter le courant de court-circuit pendant le temps nécessaire à son élimination. Si le temps d'élimination t est différent de 1 s, le courant que le TC peut supporter est I_{th}/\sqrt{t} .

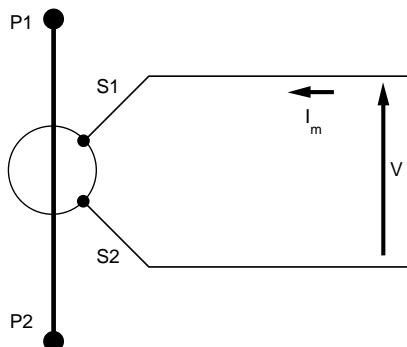
La tenue électrodynamique exprimée en kA crête est au moins égale à $2,5 \times I_{th}$.

Valeurs normales des courants nominaux:

- au primaire (en A)
- 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 et leurs multiples ou sousmultiples décimaux.

* Sont également à prendre en compte les éléments liés au type de montage, aux caractéristiques du site (ex : température...), fréquence du réseau etc...

réponse d'un TC en régime saturé

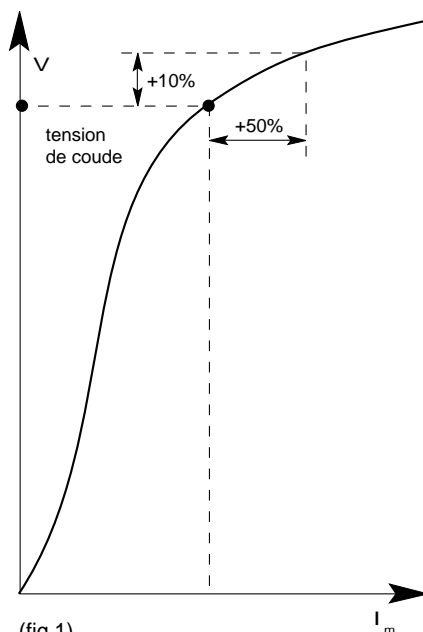


Soumis à un courant primaire très important le TC se sature. C'est à dire que le courant secondaire, n'est plus proportionnel au courant primaire.

En effet l'erreur de courant qui correspond au courant de magnétisation devient très importante.

Tension de coude (fig.1)

C'est le point de la courbe de magnétisation d'un transformateur de courant pour lequel une augmentation de 10 % de la tension V nécessite une augmentation de 50 % du courant de magnétisation I_m .



(fig.1)

conclusion sur les TC débitant sur un dispositif de protection type maximum d'intensité

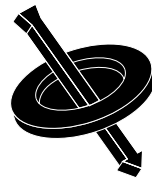
Pour les protections à maximum de courant à temps indépendant (constant), si la saturation n'est pas atteinte pour 2 fois la valeur du courant de réglage, le fonctionnement est assuré quelle que soit l'intensité du défaut.

Pour les protections à maximum de courant à temps dépendant (inverse) la saturation ne doit pas être atteinte pour des valeurs de courant correspondant à la partie utile de la courbe de fonctionnement (au maximum 20 fois le courant de réglage).

capteurs spécifiques à "large bande"

Ces capteurs, le plus souvent sans circuit magnétiques offrent l'avantage de ne présenter **aucune saturation** ; associés à un dispositif électronique ils ont une **réponse linéaire**.

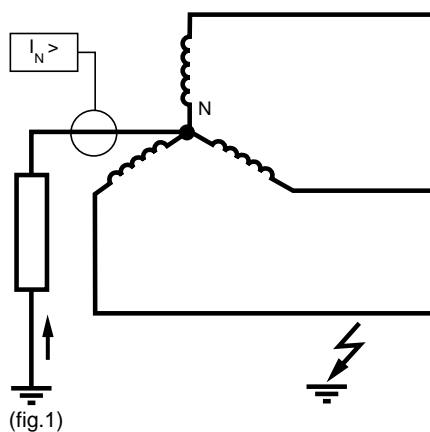
Ces capteurs sont utilisés et fournis avec les unités de protection à technologie numérique ; leur détermination ne nécessite que la connaissance du courant nominal primaire.



capteurs pour protection terre

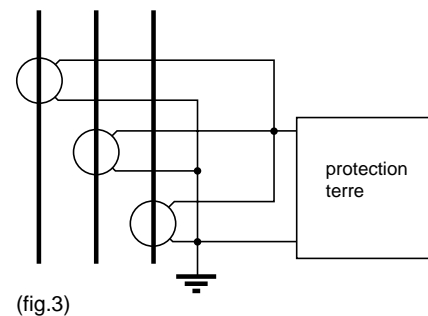
La détection du courant de défaut à la terre peut être obtenue de plusieurs façon.

Montage d'un TC sur le point neutre:

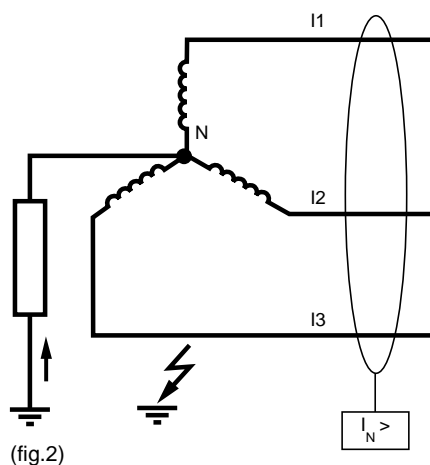


Montage sommateur à 3 TC (fig.3)

Ce montage n'est utilisé qu'en cas d'impossibilité de mise en place des capteurs tores. Du fait de l'erreur de sommation des TC le seuil de courant résiduel minimal est de l'ordre de 10 % de I_n .

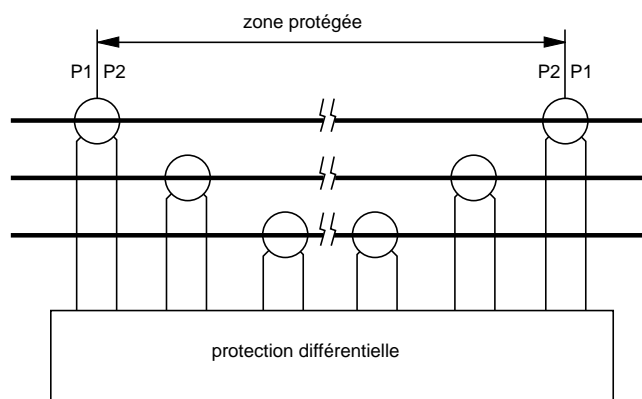


Mesure différentielle par TC tore :



capteurs pour protection différentielle

Les TC sont à spécifier en fonction du principe de fonctionnement de la protection, il faut se référer à la notice technique de la protection concernée.

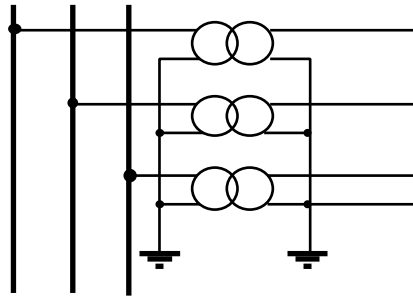


transformateurs de tension

Les transformateurs de tension sont caractérisés par les grandeurs suivantes (publication CEI 186) et NFC 42-501) (1)

- fréquence du réseau en général 50 ou 60 Hz,
- tension primaire la plus élevée du réseau (la tension secondaire est normalisée 100, 100/√3, 110, 110/√3 Volts),
- le facteur de tension assigné,
- la puissance en VA et la classe de précision.

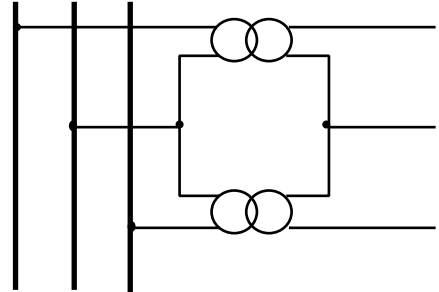
Montage à 3 transformateurs (nécessite 1 borne haute tension isolée par transformateur)



rapport de transformation :

$$\frac{U_n/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$$

Montage à 2 transformateurs (dit en V) (nécessite 2 bornes haute tension isolées par transformateur)



rapport de transformation :

$$\frac{U_n}{100}$$

En régime de neutre isolé tous les TP phase neutre doivent être chargés convenablement pour éviter les risques de ferrorésonance.

(1) sont également à prendre en compte les éléments liés au type de montage, aux caractéristiques du site (ex : température...) etc...



Schneider Electric SA

adresse postale

Centre Merlin Gerin
F - 38050 Grenoble cedex 9
tél : 76 57 60 60
télex : merge 320 842 F

En raison de l'évolution des normes et du matériel,
les caractéristiques indiquées par le texte et les images
de ce document ne nous engageant qu'après confirmation
par nos services.



*ce document a été imprimé sur du papier
écologique.*

CG0021/1

Publication : Schneider Electric SA - 01/1996
Réalisation : Idra
Impression :