



Collection technique

# Cahier technique n° 194

Transformateurs de Courant :  
comment les spécifier

P. Fonti



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

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

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

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

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

Rubrique : **Le rendez-vous des experts**

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

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

### **Avertissement**

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

La reproduction de tout ou partie d'un Cahier Technique est autorisée après accord de la Direction Scientifique et Technique, avec la mention obligatoire : « Extrait du Cahier Technique Schneider Electric n° (à préciser) ».

# n° 194

## Transformateurs de Courant : comment les spécifier

---



**Paola FONTI**

**Ingénieur INPG (Institut National Polytechnique de Grenoble).  
Diplômée en 1970.**

**Entrée chez Merlin Gerin en 1981 comme conseillère et responsable  
du bureau d'étude Moyenne Tension Export, elle est aujourd'hui  
responsable du Groupe d'Appui à l'Offre et à la Réalisation des  
projets MT pour Schneider Electric.**

---

## Lexique

---

**FLP** : facteur limite de précision.

**FS** : facteur de sécurité.

**I<sub>f</sub>** : courant maximal traversant une zone protégée.

**I<sub>s</sub>** : seuil de réglage en courant.

**k<sub>n</sub>** : facteur limite de précision (FLP) nominal d'un TC (associé à sa charge de précision).

**k<sub>r</sub>** : FLP réel d'un TC, associé à sa charge réelle.

**P<sub>i</sub>** : ( $= R_{ct} I_n^2$ ). Pertes internes du capteur de courant à I<sub>n</sub>.

**P<sub>n</sub>** : ( $= R_n I_n^2$ ). Puissance de précision du capteur de courant.

**P<sub>r</sub>** : ( $= R_r I_n^2$ ). Consommation de la charge réelle du capteur de courant à I<sub>n</sub>.

**R<sub>CT</sub>** : résistance de l'enroulement secondaire du TC.

**R<sub>L</sub>** : résistance de la filerie.

**R<sub>p</sub>** : résistance du relais de protection.

**Surcalibrage d'un TC** : choix d'un TC dont le I<sub>n</sub> primaire est supérieur au I<sub>n</sub> immédiatement supérieur au I<sub>n</sub> du récepteur.

**TC** : transformateur de courant.

**TC recailleurs, auxiliaires ou intercalaires** : TC basse tension mis au secondaire des TC principaux pour corriger un rapport et/ou le déphasage du courant.

---

# Transformateurs de Courant : comment les spécifier

La maîtrise de l'énergie électrique nécessite la mise en œuvre d'unités de traitement de l'information capables de surveiller les réseaux ou les équipements et, selon les besoins, de déclencher les actions appropriées...

Les données en provenance des capteurs sont traitées par des unités de protection et de contrôle-commande qui envoient des ordres de manoeuvre à l'appareillage et/ou des informations à un superviseur, voire à un centre de conduite.

La tâche, qui consiste à identifier et dimensionner les capteurs de courant, ainsi qu'à les associer aux unités de protection et/ou de mesure, a toujours présenté des difficultés, tant pour l'ingénierie électrique (surdimensionnement des caractéristiques) que pour le fournisseur (faisabilité aléatoires, encombrements excessifs, coûts prohibitifs).

Ce document ne reprend pas les démonstrations techniques largement diffusées dans la littérature, (cf. les Cahiers Techniques n° 164 et 170) ; son objectif est de rappeler quelques règles simples permettant de définir au mieux les caractéristiques secondaires d'un transformateur de courant (TC) en fonction des protections et applications concernées.

Pratiquement, il apporte une aide constructive aux techniciens qui sont dans une impasse :

- soit parce qu'ils ne possèdent pas les informations nécessaires,
- soit parce que la définition à laquelle ils ont abouti conduit à des capteurs irréalisables par les fournisseurs potentiels.

## Sommaire

<b>1</b>	<b>Introduction</b>	<b>p. 4</b>
<b>2</b>	<b>Perturbations et protections des réseaux</b>	<b>p. 7</b>
	2.1 Les perturbations	p. 7
	2.2 Les protections	p. 7
<b>3</b>	<b>Les capteurs de courant</b>	<b>p. 9</b>
	3.1 Rappels sur les transformateurs ferro magnétiques	p. 13
	3.2 Les capteurs amagnétiques	p. 13
	3.3 Fabrication et mise en œuvre des TC	p. 13
<b>4</b>	<b>Choix des TC en fonction des protections et applications</b>	<b>p. 15</b>
	4.1 Choix des FLP du TC en fonction des protections	p. 17
	4.2 Caractérisation des TC en fonction des applications	p. 21
	4.3 Cas particulier des protections différentielles	p. 26
	4.4 Protections de distance	p. 27
<b>5</b>	<b>Exemples de spécification de TC</b>	<b>p. 27</b>
	5.1 Protections départ moteur	p. 27
	5.2 Protections départ transformateur	p. 28
	5.3 Protection différentielle pour transformateur	p. 28
	5.4 Protection différentielle de jeux de barres 87B	p. 31
<b>6</b>	<b>Conclusion</b>	<b>p. 32</b>
	<b>Bibliographie</b>	<b>p. 32</b>

# 1 Introduction

La conception des réseaux électriques moyenne et haute tension est une œuvre complexe qui doit tenir compte des besoins à satisfaire, citons :

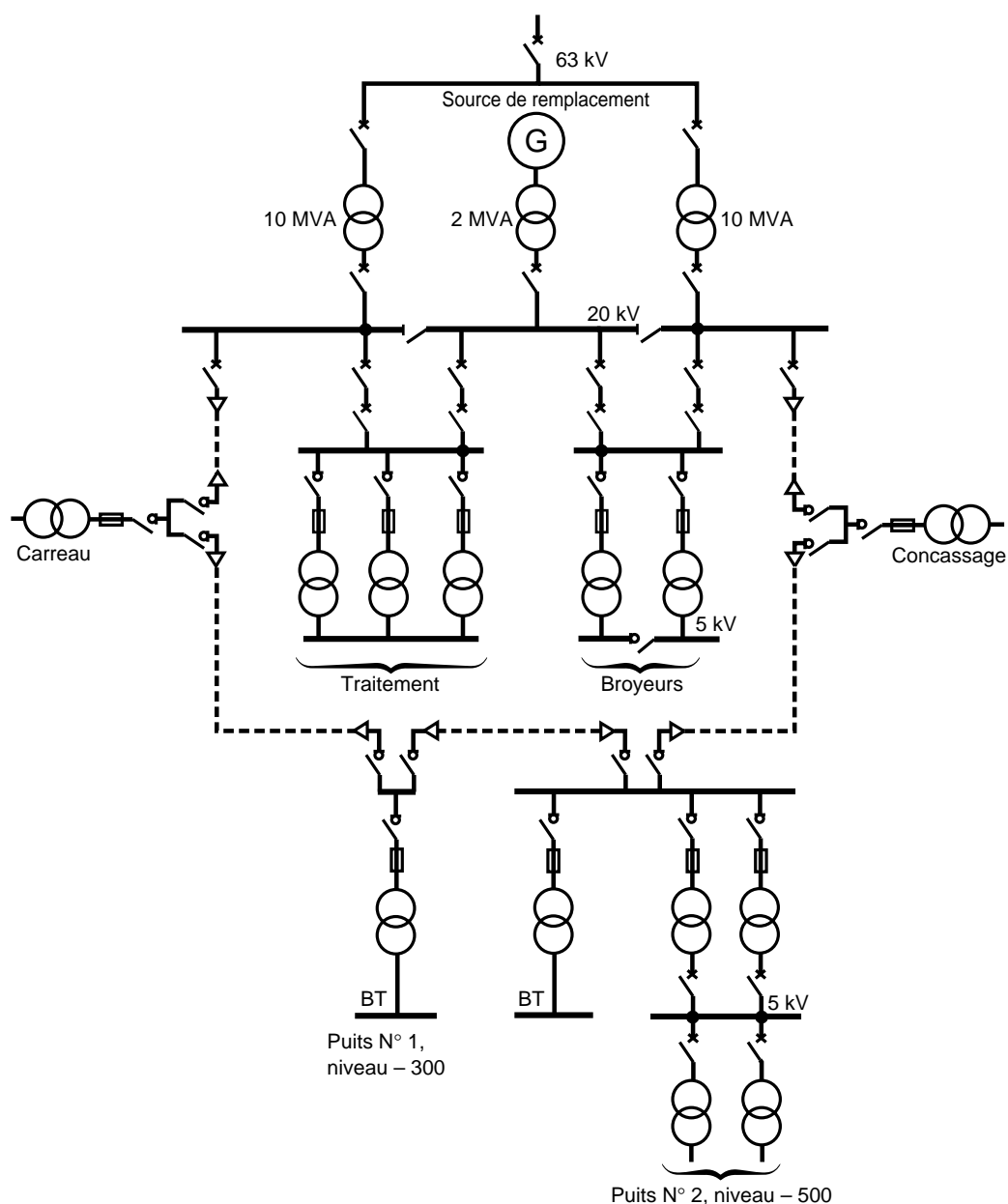
- la sécurité des personnes et des biens,
- la continuité de service,
- les coûts d'installation et d'exploitation.

A partir des points de consommation, de leur coefficient de simultanéité et des critères ci-

dessus, le concepteur établit le schéma unifilaire de l'installation (cf. **fig. 1**).

Il doit ensuite choisir le régime du neutre, définir les canalisations, calculer les courants de défaut, définir le système de protection (sélectivité, choix des protections, cf. Cahier Technique n° 174).

La **figure 2** donne un exemple de choix de protections pour la source de remplacement du schéma de la figure 1.



**Fig. 1** : exemple de schéma général unifilaire d'une mine.

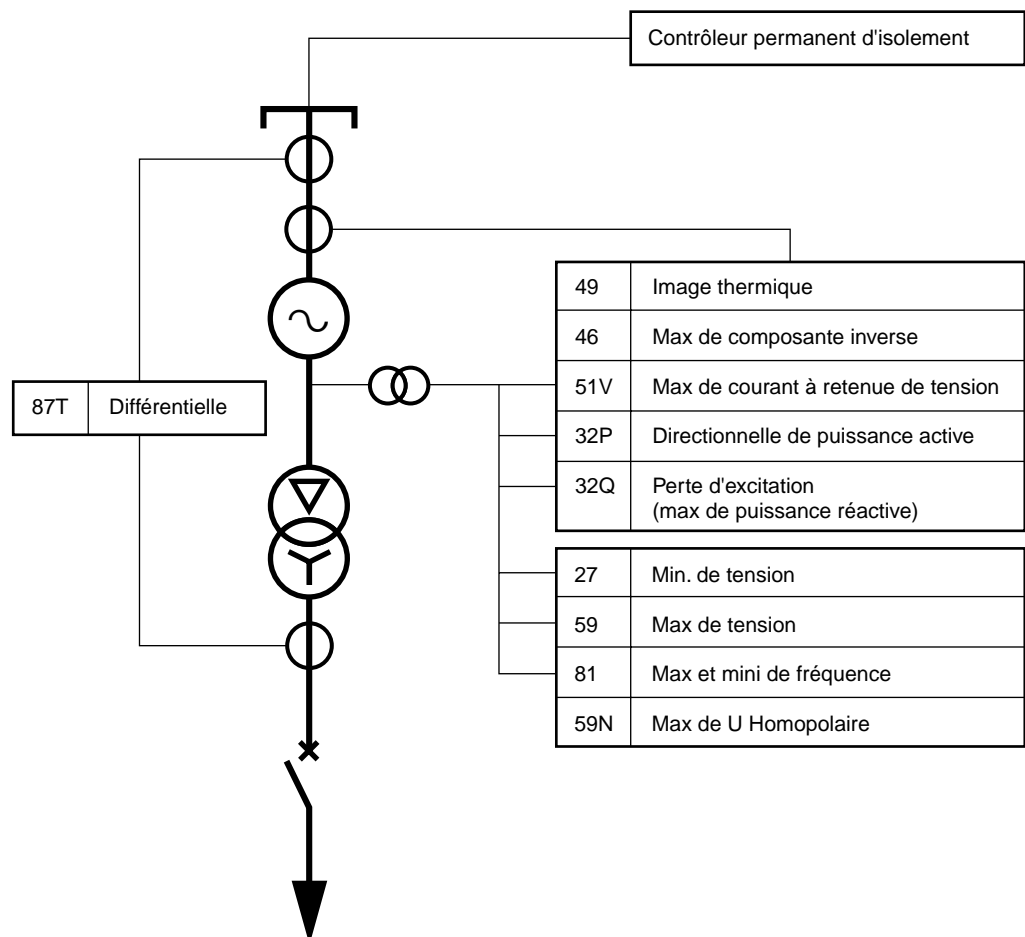


Fig. 2 : protections d'un groupe bloc de moyenne puissance.

Le plan de protection doit préciser les conditions d'action et de non action de l'ensemble des protections en période de défaut et d'exploitation normale (transitoires). Il doit indiquer le réglage des protections.

Ce qu'il ne précise que rarement, ce sont les caractéristiques du circuit d'entrée des protections et autres données nécessaires à la spécification des capteurs de courant (TC) ; en effet, très souvent la difficulté est grande pour le concepteur de rassembler toutes les informations nécessaires.

Les conséquences lors de la mise en œuvre industrielle peuvent être importantes : inadaptation, surdimensionnement, hors standard, encombrement et coût trop élevés, rajout de TC d'adaptation, changement de capteur au dernier moment... et report du délai de livraison, de mise en service, de production etc.

Plus grave encore, une mauvaise définition peut amener des dysfonctionnements de la chaîne de protection induisant une destruction de matériel, pire, un danger pour l'exploitant.

#### Quelques exemples :

- La surestimation du courant de court-circuit peut entraîner des problèmes de faisabilité, de surdimensionnement et finalement de coût du capteur.
- A l'inverse, sous-estimer le courant de court-circuit peut entraîner une non détection de défaut avec destruction du matériel, danger pour l'opérateur et arrêt de l'exploitation.
- Une erreur sur la puissance utile ou de précision requise peut entraîner un dysfonctionnement ou un non déclenchement des protections avec destruction du matériel, danger pour l'opérateur et arrêt de l'exploitation.

- Une erreur de définition de la classe de précision d'un enroulement mesure entraînera une facturation d'énergie erronée et donc un manque à gagner pour le distributeur ou pour le client.
- Etc.

Le présent document a pour objectif d'apporter une aide dans le processus de définition des capteurs de courant. Avant d'entrer dans le corps du sujet, il est utile de rappeler les informations requises pour la définition d'un TC, (cf. le tableau de la **figure n° 3**).

Informations requises	Abréviations	Unités de mesure
Niveau d'isolement	$U_n$	kV
Courant de court-circuit nominal	$I_{cc}$	kA
Durée (1 ou 3 secondes)	$t$	s
Courant nominal primaire	$I_p$	A
Nombre d'enroulements secondaires (1 à 3)		
Pour chaque enroulement secondaire :		
■ Quel type		
■ Protection ou mesure associée et réglage		
■ Puissance de précision utile (consommation relayage et filerie)	$P_{utile}$	VA
■ facteur de précision		
□ protection	FLP	
□ mesure	FS	
■ Courant nominal secondaire (1 ou 5 A)	$I_s$	A

**Fig. 3** : informations nécessaires pour la spécification d'un TC avec un seul primaire.



## 2 Perturbations et protections des réseaux

### 2.1 Les perturbations

Rappelons ici succinctement qu'un réseau électrique moyenne ou haute tension est souvent perturbé :

- exceptionnellement par des surtensions dues à la foudre, par des échauffements consécutifs à des surcharges ou à des courts-circuits violents entre phases ou entre phase et terre,
- plus fréquemment, et plus naturellement, par des surtensions de manœuvre (ex. : enclenchement d'un condensateur) ou des régimes transitoires naturels (ex. : démarrage d'un moteur ou enclenchement d'un transformateur de puissance) conduisant à des surintensités importantes bien que temporaires.

#### Les conséquences des perturbations

Les perturbations importantes, tels les courants de court-circuit, peuvent entraîner des dégâts importants :

- fatigue ou détérioration des composants du réseau,
- danger pour les personnes,

- pertes d'alimentation et de production...

Il est donc nécessaire de fournir les bonnes informations aux protections concernées pour une action rapide, car plus les dégâts sont importants, plus les réparations seront longues et coûteuses, et plus les pertes seront lourdes.

Toutefois, les perturbations transitoires et normales constituent un mal incontournable et les installations doivent être dimensionnées pour les supporter. Par ailleurs, le ou les couples capteur/protection ne doivent pas entraîner de déconnexion intempestive.

#### L'élimination des défauts

La surveillance permanente des grandeurs électriques du réseau, par des capteurs fiables et bien dimensionnés alimentant des relais de protection, permet un isolement rapide de la zone en défaut. Ces relais doivent ignorer une perturbation fugitive et normale et agir sans défaillance quand il s'agit d'un défaut destructif à éliminer.

### 2.2 Les protections

#### Définition des protections

- Rôle des protections

Les fonctions de protection d'un réseau sont destinées à surveiller un ou plusieurs paramètres de l'installation, par exemple : les courants, la tension, la température, la fréquence...

Ces grandeurs sont mesurées en permanence et comparées à des consignes ou à des seuils au-delà desquels la situation est définie comme anormale et dangereuse. En présence d'un défaut, la protection donne des ordres de déclenchement bien sûr, et pour isoler durablement la partie en défaut, elle interdit le ré-enclenchement jusqu'à la réparation du matériel. Elle peut aussi délivrer une alarme pour informer le personnel de maintenance et lui permettre d'intervenir.

- Les technologies

Avec le développement technologique particulièrement rapide de l'électronique, les relais de protections, à l'origine électromécaniques, sont devenus des dispositifs statiques : électronique analogique puis numérique grâce aux microprocesseurs.

Ces dispositifs réalisent des fonctions de plus en plus évoluées et sont de plus en plus souvent appelés unités de traitement.

La technologie numérique tend à se généraliser quelles que soient les applications (le composant du réseau ou le récepteur protégé).

Celle-ci dispose d'une large capacité de traitement des informations, qui permet le contrôle-commande lié aux fonctions de protection et la communication vers un superviseur ou un système de commande centralisé.

Ces unités sont fournies généralement avec un programme standard de protection, de commande et de signalisation, ce qui permet leur emploi sans étude complémentaire et sans programmation ; seul le paramétrage reste à faire à la mise en service (par exemple le réglage des protections).

Elles sont conçues pour satisfaire complètement les besoins d'une application, il suffit de choisir la version correspondant aux fonctions disponibles par application. Exemples d'applications :

- transformateurs,
- générateurs,
- condensateurs,
- moteurs,
- sous-stations,
- etc.

Elles intègrent les appareils de mesure tels que ampèremètre, voltmètre, wattmètre, compteur

d'énergie..., avec moins de câblage et de volume occupé (cf. **fig. 4**). De plus, avec leur puissance d'acquisition plus réduite (que celle des relais électromagnétiques) qui nécessite des TC de moindre puissance, elles sont plus économiques. En association avec les fonctions de protection et les logiques de commande, elles affichent aussi des messages d'alarme ou d'exploitation,

■ Les capteurs de courant

Les caractéristiques des TC sont définies suivant la technologie choisie pour l'unité de traitement et les fonctions prévues (protection, mesure, contrôle-commande, signalisation).

■ La mise en œuvre

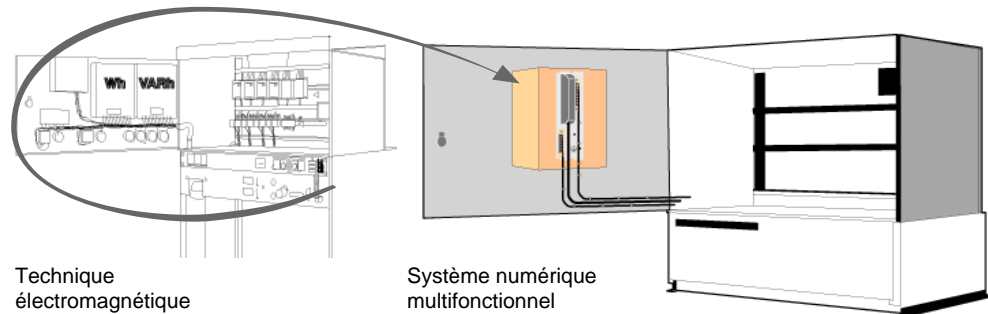
Le choix du réglage des protections est très délicat. Il nécessite de connaître parfaitement les niveaux des paramètres selon que la

perturbation est normale et fugitive, ou due à un défaut à éliminer. D'autre part, il est bien connu qu'un court-circuit en un point du réseau peut être ressenti jusqu'à la source.

L'étude de la coordination des protections permet de ne mettre hors tension que la partie du réseau en défaut.

Les protections relatives aux courts-circuits entre phases ou entre phase et terre font appel, selon les cas, à une sélectivité du type :

- ampèremétrique,
  - chronométrique,
  - logique,
  - différentiel,
  - directionnel,
- (cf. Cahiers Techniques n° 174 et 113).



**Fig. 4** : simplification et économie apportées par un système numérique multifonctionnel (protection - automatisme - mesure) comparé à l'ancienne technique électromagnétique.



En simplifiant, l'erreur sur le rapport de transformation est inférieure à 5 % à 10  $I_n$  du TC si la charge réelle consomme 15 VA à  $I_n$ . Mais ces données ne sont pas suffisantes. De plus il est intéressant de connaître les valeurs normalisées

■ Quelques définitions

- Courant primaire assigné (nominal)  $I_1$   
Défini par les normes, il est choisi parmi les valeurs discrètes: 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 A et leurs multiples décimaux.
- Courant secondaire assigné (nominal)  $I_2$   
Il est égal à 1 ou 5 A.
- Rapport de transformation ( $I_1 / I_2$ )  
Les courants primaires et secondaires étant normalisés, ces valeurs sont discrètes.
- Charge de précision  
Valeur de la charge sur laquelle sont basées les conditions de précision.
- Puissance de précision assignée (nominale)  $P_n$   
Exprimée en VA, elle correspond à la puissance apparente fournie au circuit secondaire pour le courant secondaire nominal (assigné) et la charge de précision. Les valeurs normalisées sont : 1 - 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.
- Puissance réelle  $P_r$   
Dans ce Cahier Technique, c'est la puissance correspondant à la consommation de la charge réelle du TC à  $I_n$ .
- Classe de précision  
Elle définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation et sur le déphasage dans des conditions spécifiées de puissance et de courant.  
Pour les classes de précision nominales 5 P ou 10 P, le tableau de la **figure 6** définit ces limites.
- Classe de précision particulière  
La classe X est une classe de précision définie par la norme anglaise BS 3938. Elle doit également être définie dans la future norme CEI 60044-1 sous l'appellation classe PX. Cette classe précise la valeur minimale de la tension de coude  $V_k$  du TC (knee point pour les anglais).

Elle impose aussi une valeur maximale de  $R_{ct}$  (résistance de l'enroulement secondaire du TC). Quelquefois, elle précise la valeur maximale du courant magnétisant  $I_o$  à la tension de coude. Si on considère la courbe de magnétisation  $V(I_o)$  du TC, la tension de coude  $V_k$  est définie comme étant le point de cette courbe à partir de laquelle une augmentation de 10 % de la tension entraîne une augmentation de 50 % du courant magnétisant  $I_o$ . La classe X correspond à une précision de mesure meilleure que les classes 5 P et à fortiori 10 P (cf. **fig. 7**). Il est toujours possible de trouver une équivalence entre un TC défini en classe X et un TC 5 P, éventuellement 10 P (cf. le Cahier Technique n°195 qui traite des équivalences).  
□ Facteur de précision réel ( $F_p$  ou  $K_r$ )  
C'est le rapport entre la surintensité correspondant à l'erreur nominale et l'intensité assignée du TC lorsqu'il débite sur une charge réelle différente de la charge nominale.

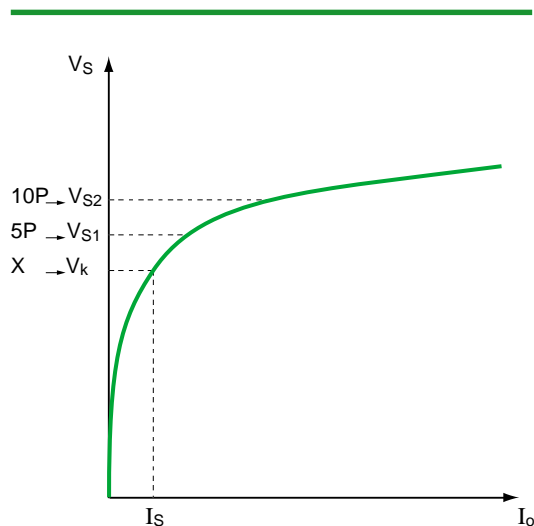


Fig. 7 : tensions correspondant aux différentes classes de TC.

Classe de précision	Erreur de courant pour le courant nominal en %	Déphasage pour le courant nominal		Erreur composée pour le courant limite de précision en %
		Minutes	Centiradians	
5 P	± 1	± 60	± 1,8	5
10 P	± 3	—	—	10

Fig.6 : erreurs sur le module et la phase au courant nominal selon norme CEI 60044-1.

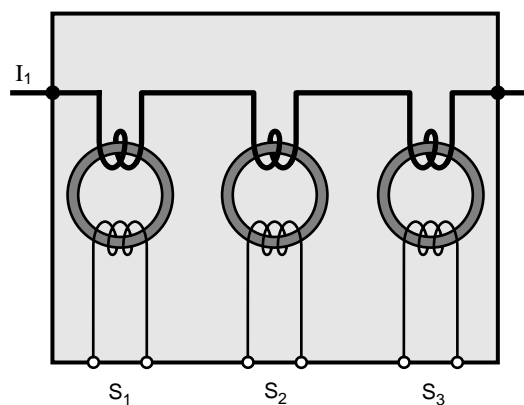
- Facteur limite de précision (FLP ou  $K_n$ )  
C'est le rapport entre la surintensité nominale (par exemple  $10 I_n$ ) et le courant assigné ( $I_n$ ).
- Courant de courte durée admissible  
Exprimé en kA, c'est le courant  $I_{th}$  maxi admissible pendant une seconde (le secondaire étant en court-circuit). Il représente la tenue thermique du TC aux surintensités (les valeurs normalisées sont données par les normes citées en annexe).

- Tension assignée du TC  
C'est la tension assignée à laquelle le primaire du TC est soumis. Rappelons que le primaire est au potentiel de la HT et que le secondaire (qui ne doit jamais être ouvert) a très généralement une de ses bornes à la terre.

Comme pour tout matériel, on définit également une tension maximale de tenue pendant une minute à fréquence industrielle et une tension maximale de tenue à l'onde de choc ; leurs valeurs sont définies par les normes ;  
Exemple : pour une tension assignée de 24 kV, le TC doit supporter 50 kV durant 1 mn à 50 Hz et 125 kV à l'onde de choc.

■ TC à plusieurs secondaires

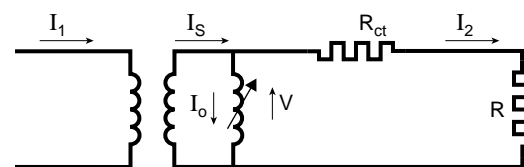
Certains TC peuvent avoir plusieurs secondaires dédiés à la protection ou à la mesure. Les cas les plus typiques sont des TC à 2 secondaires, plus rarement à 3 secondaires. Physiquement, ces TC rassemblent dans un même moule l'équivalent de 2 ou 3 TC indépendants qui peuvent être de classes et de rapports différents. (cf. **fig. 8**).



**Fig. 8** : principe de réalisation d'un « TC à 3 secondaires » (à 3 enroulements dans un même moule).

**Influence de la charge sur le facteur limite de précision**

Rappelons que le schéma équivalent simplifié du capteur de courant magnétique est celui qui est représenté sur la **figure 9**.



**Fig. 9** : schéma équivalent d'un TC.

Appliquée à ce schéma, la loi d'Ohm permet d'écrire :  $V = I_2 (R_{ct} + R)$ ,

avec

$R_{ct}$  : résistance de l'enroulement secondaire du TC

$R$  : résistance de la charge, filerie comprise,

□ si  $I_2 = k_n I_n$  ; et  $R = R_n = P_n / I_n^2$  ,

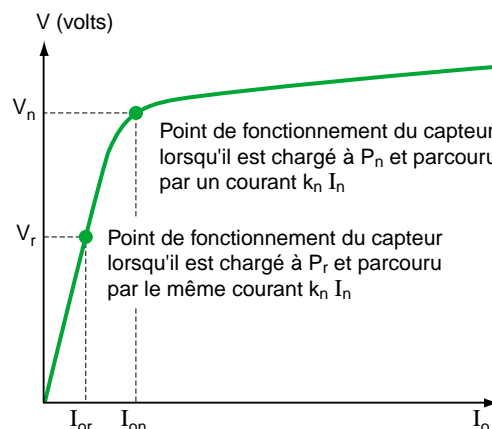
$$V_n = k_n I_n (R_{ct} + R_n) \quad (1)$$

(  $k_n$  = FLP nominal)

□ si  $I_2 = k_n I_n$  ; et  $R = R_p = P_r / I_n^2$  ,

$$V_r = k_n I_n (R_{ct} + R_p)$$

Sur la **figure 10** , on peut voir que si  $R_p$  est très inférieure à  $R_n$  , le coude de saturation du capteur est loin d'être atteint au facteur limite de précision  $k_n$  annoncé.



**Fig. 10** : points de fonctionnement du TC en fonction de sa charge.

Le facteur limite de précision réel correspondant à la charge réelle (protection + filerie) peut être calculé. Il s'agit du  $FLP_r = k_r$  pour lequel le coude de saturation  $V_n$  est atteint :

$$V_n = k_r I_n (R_{ct} + R_p) \quad (2)$$

Si  $R_p$  est inférieur à  $R_n$ ,  $k_r$  est supérieur à  $k_n$  ( $FLP_r > FLP$ )

En combinant les équations (1) et (2), on arrive à la formule :

$$k_r = k_n \frac{R_{ct} + R_n}{R_{ct} + R_p}, \text{ ou encore : } k_r = k_n \frac{P_i + P_n}{P_i + P_r}$$

où :

$P_i = R_{ct} I_n^2 =$  pertes internes du capteur de courant à  $I_n$

$P_n = R_n I_n^2 =$  puissance de précision du capteur de courant

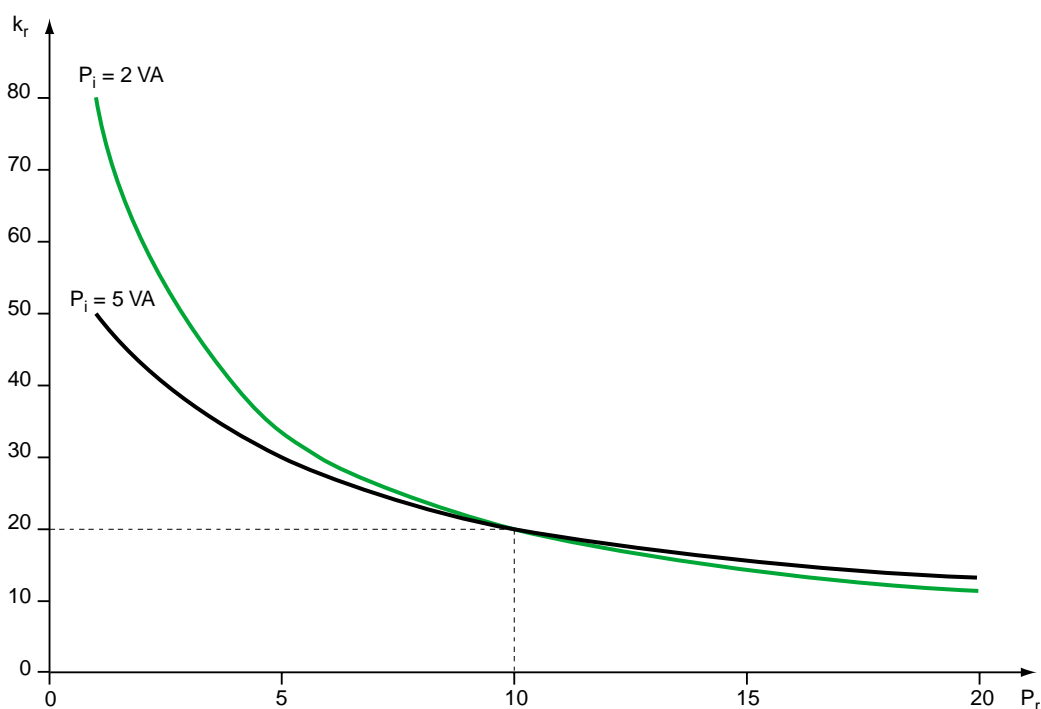
$P_r = R_p I_n^2 =$  consommation de la charge réelle du capteur de courant à  $I_n$ .

**Il est bien évident que le bon fonctionnement d'un relais de protection est lié au comportement du TC associé, à sa charge réelle et non au comportement de celui-ci associé à une charge nominale théorique.**

Le besoin réel permet de déterminer la puissance minimale de précision à choisir. Utiliser un TC avec une charge  $P_r < P_n$  augmente le FLP. De la même façon, le FLP augmente d'autant plus que le  $R_{ct}$  (les pertes internes  $P_i$ ) est faible (cf. **fig. 11**).

Le calcul du FLP réel ( $k_r$ ) d'un capteur, associé à sa charge réelle permet, dans tous les cas classiques, de vérifier le bon choix d'un capteur.

Nota: pour les protections très exigeantes (par exemple les différentielles), la définition des transformateurs de courant se fait le plus souvent en classe X. La classe X tient toujours compte de la charge réelle du TC et de ses propres pertes internes.



**Fig. 11** : évolution du facteur limite de précision  $k_r = f(P_r)$  de deux TC de 10 VA-5P20, ayant des pertes internes ( $R_{ct}$ ) différentes, en fonction de la charge réelle câblée au secondaire.

## 3.2 Les capteurs amagnétiques

Le signal de sortie, délivré par les capteurs amagnétiques (encore appelés bobines de ROGOWSKI), est une tension proportionnelle à la dérivée du courant primaire

$$\text{(loi de Lenz : } e = -n \frac{d\phi}{dt} \text{)}$$

Ils ne saturent pas et leur réponse est linéaire. De ce fait, ils peuvent être utilisés sur de larges plages de courant ; la seule limitation étant la dynamique et la linéarité du circuit d'entrée de la protection associée.

La technologie des unités de protection et de contrôle-commande connectées à ces capteurs amagnétiques, est du type numérique à microprocesseur. Cette technologie est apte à traiter des signaux de faible amplitude.

Pour un capteur amagnétique donné, compte tenu de la linéarité du signal de sortie, le courant nominal primaire est remplacé par une plage importante, par exemple 30 à 300 A.

Outre l'intérêt de la linéarité, l'utilisation des TC amagnétiques réduit :

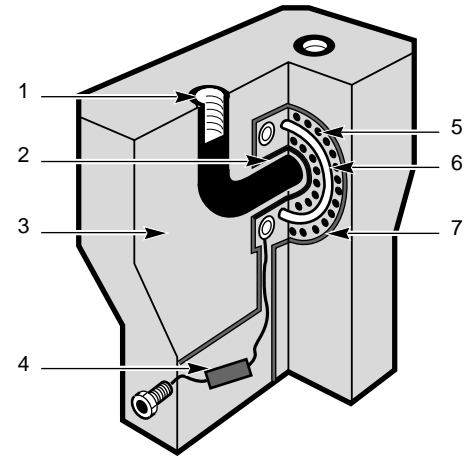
- les risques d'erreur sur le choix du courant primaire à la conception de l'installation,
- le nombre de modèles à gérer et minimise les délais de mise à disposition.

Ces capteurs sont aujourd'hui peu utilisés, une norme (CEI 60044-8) devrait les définir.

Le groupe Schneider utilise ces capteurs, (cf. **fig. 12**) en association avec les unités de protection, contrôle-commande et mesure Sepam depuis 1986.

Pour les spécifier, il suffit d'indiquer :

- le niveau d'isolement du capteur, défini comme pour un TC classique,



- |                            |                                    |
|----------------------------|------------------------------------|
| 1 - Enroulement primaire   | 5 - Enroulement secondaire         |
| 2 - Ecran diélectrique     | 6 - Support de bobinage secondaire |
| 3 - Isolement diélectrique | 7 - Blindage magnétique            |
| 4 - Résistance de réglage  |                                    |

**Fig. 12** : coupe d'un capteur amagnétique utilisé en MT.

- le courant de court-circuit thermique assigné ( $I_{th}$ ) et le courant dynamique ( $I_{dyn}$ ) établis selon les mêmes règles que pour les TC,
- la plage d'utilisation (courant primaire assigné et courant d'échauffement).

## 3.3 Fabrication et mise en œuvre des TC

Les TC sont des produits industriels conçus dans le respect des normes. Ils sont fabriqués en série, ce qui permet de diminuer les coûts et d'être sûr de leurs caractéristiques.

Leur partie active est surmoulée pour respecter les contraintes d'isolement, d'échauffement, de tenue électrodynamique,... Et le nombre de moules correspondant à une gamme standard est nécessairement limité.

Par ailleurs, l'appareillage et les TC sont le plus souvent installés dans des cellules qui ont été optimisées, standardisées et qui ont subi des

tests de qualification. Dans ce cas, l'utilisation de moules standard est une obligation car les TC assurent d'autres fonctions, telles que les « traversées » entre le compartiment câbles et le compartiment disjoncteur (cf. **fig. 13** page suivante). Dès lors, toute modification de volume ou de la forme d'un TC entraîne un investissement important en étude, réalisation et tests.

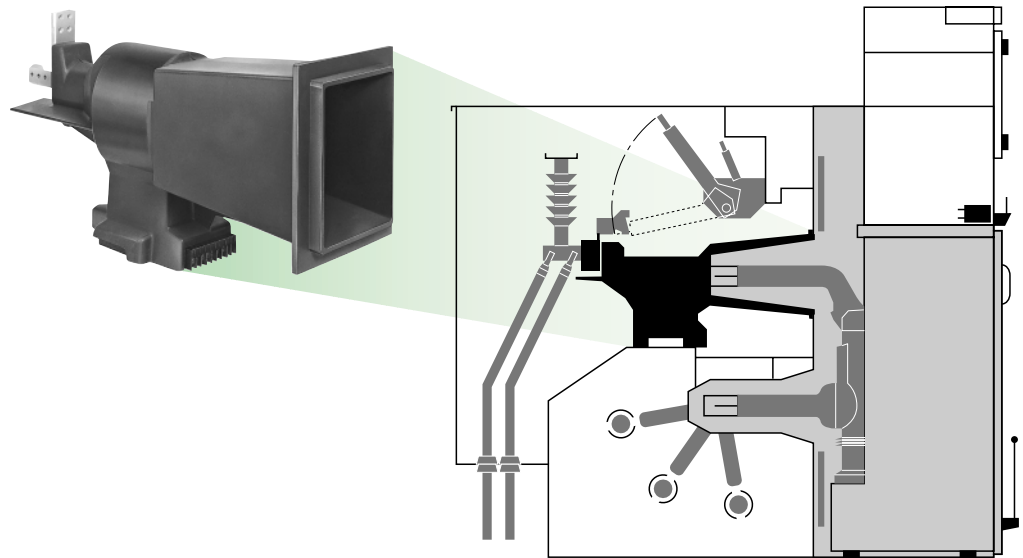
Pour résoudre les cas particuliers, sans surcoût ni risque technique supplémentaire, il est donc toujours conseillé de rechercher des solutions pour « rentrer dans le moule » des TC standard.

La structure des cellules est ainsi conservée intacte. Ces solutions sont :

■ dans le bon dimensionnement des caractéristiques électriques : éviter par exemple un surdimensionnement en puissance et en FLP,

■ dans l'utilisation de TC à deux ou trois enroulements,

■ dans l'utilisation de « relais » réalisant plusieurs protections avec la même information courant.



*Fig. 13 : cellule vue en coupe et TC multifonctionnel.*



## 4 Choix des TC en fonction des protections et applications

Bien connaître les TC, leurs possibilités et leurs limites, n'est utile que dans le cadre de leur association avec un relais de protection donné dont il faut connaître les caractéristiques et le domaine d'action en terme de plage d'intensité du courant électrique contrôlé.

Les protections mises en œuvre, sur un réseau électrique, sont définies dans le plan de protection.

Celui-ci précise, pour les protections choisies, leur position et leur réglage. Il définit également la position des TC, leur rapport de transformation ; plus rarement, leur puissance, leur précision et leur FLP. En effet, la spécification complète des TC nécessite de connaître en plus :

- l'impédance d'entrée des protections,

- l'impédance de la filerie,
- les seuils de fonctionnement des protections (normalement pris en compte dans l'étude de coordination des protections).

Aujourd'hui, la plupart des protections sont de technologie numérique, très précises et fidèles : la précision des TC est donc un facteur déterminant.

Le type de protection joue également sur la précision demandée aux capteurs :

- une protection max de I prend simplement en compte la grandeur intensité du courant,
- une protection différentielle compare deux intensités,
- une protection de terre s'intéresse à la somme des trois courants de phase.

### 4.1 Choix des FLP du TC en fonction des protections

Dans une démarche de choix de TC parmi des TC standard, rappelons la relation qui lie le FLP nominal (lié à  $R_n$ ) et le FLP réel lié à la charge réelle  $R_p$  :

$$k_n = k_r \frac{R_{ct} + R_p}{R_{ct} + R_n} \quad \text{ou} \quad k_r = k_n \frac{R_{ct} + R_n}{R_{ct} + R_p}$$

Un TC peut alimenter plusieurs protections différentes indépendantes ou rassemblées dans un système multi protections (par exemple le Sepam). Ceci nous conduit à examiner les protections dimensionnantes.

#### Protection max de I à temps constant

Le seuil  $I_s$  (réglage de la protection) peut varier par exemple de 2 à 10  $I_n$  du TC si le  $I_n$  du TC correspond au  $I_n$  de l'application.

Pour être sûr que le TC ne va pas entacher la précision de fonctionnement de la protection, il faut que celui-ci ne sature pas jusqu'au seuil de réglage. Il est habituel de prendre un « coefficient de sécurité » de 2 (cf. **fig. 14**).

Ainsi le FLP<sub>r</sub> ( $k_r$ ) à la charge réelle sera :

$$k_r \geq 2 \frac{I_s}{I_n} \quad \text{si } I_s = 10 I_n \Rightarrow k_r \geq 20$$

Exemple :

TC 200/5 - 10 VA-5P10,

$I_n$  du récepteur : 160 A,

$I_s = 8 I_n$  du récepteur

La question est : le TC proposé convient-il ?

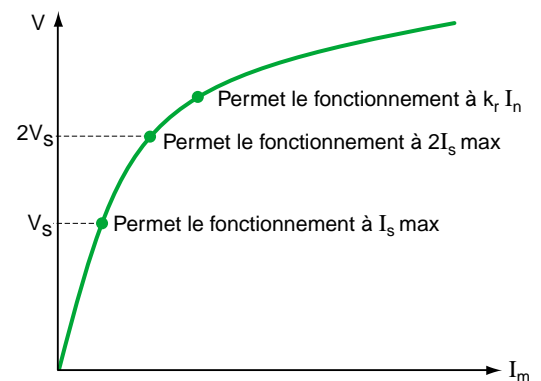


Fig. 14 : points de fonctionnement du TC au seuil maxi.

$$\frac{I_s \text{ du max de I}}{I_n \text{ du TC}} = 8 \frac{160}{200} = 6,4$$

le FLP<sub>r</sub> ( $k_r$ ) minimum souhaitable est donc :

$$k_r \geq 2 \times 6,4 = 12,8.$$

Si la charge du TC et sa résistance interne sont connues avec, par exemple :

$$R_{ct} + R_p = \frac{1}{2} (R_{ct} + R_n)$$

on obtient :

$k_r = k_n \cdot 2 = 20$  supérieur à la valeur minimale nécessaire, donc le TC convient.

### Protection max de I à temps inverse

Si on recherche une précision correcte sur toute la courbe du relais, il faut savoir à partir de quel point le fonctionnement du relais devient à temps constant.

Pour la plupart des relais, cela intervient à  $20 I_s$  ou  $24 I_n$  (TC). En supposant que  $I_{cc,max}$  est le courant de court-circuit maximum, et avec un coefficient de sécurité de 1,5, on retient pour  $k_r$  min la plus faible des trois valeurs suivantes :

$$30 \frac{I_s}{I_n(TC)} ; 36 ; 1,5 \frac{I_{cc,max}}{I_n(TC)}$$

### Protection directionnelle de courant

Les règles, sauf cas particulier (cf le Cahier Technique n° 181), sont les mêmes que pour les protections max de I.

A noter que pour les trois protections de courant abordées précédemment :

- Si plusieurs protections de courant sont alimentées par le même TC, c'est celle qui a la courbe la plus basse (la temporisation la plus courte) aux forts courants qui est dimensionnante.
- Dans les cas difficiles, le coefficient de sécurité de 2 peut être abaissé à 1,5.

### Protection max de I « homopolaire »

La protection étant alimentée par la somme vectorielle des courants secondaires de 3 TC raccordés selon le montage de Nicholson, (cf. fig. 15), il est souhaitable d'utiliser des TC identiques et de même fabrication. Toutefois, s'il existe une composante continue (mise sous tension d'un transformateur) où lors d'une intensité importante, ce montage (secondaire de 3 TC en parallèle) va délivrer un faux courant homopolaire qui peut provoquer le fonctionnement intempestif de la protection.

A titre d'exemple, avec des TC 5P10, un seuil de la protection de 10 % du  $I_n$  des TC est une limite au dessous de laquelle il y a risque de déclenchements intempestifs pour les protections à temps constant.

Soit  $I_{hs}$  = réglage du relais max I homopolaire, le facteur limite de précision des TC est donné

par l'expression :  $k_{rh} > X \frac{I_{hs}}{I_n}$ .

Le coefficient de sécurité (X) est généralement égal à 6 (donné par les fabricants de relais). Il correspond au fait que le TC (de la phase siège

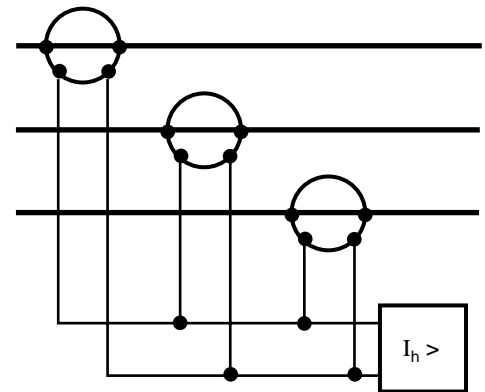


Fig. 15 : la somme vectorielle des courants de phase donne le courant homopolaire.

d'un défaut à la terre) doit être capable de développer une tension  $V_h = X I_{hs} (R_{ct} + 2R_L + R_h)$ .

A noter :

- Si un TC alimente également un relais max de I,  $R_h$  est à remplacer par  $R_h + R_p$ .
- Si les TC sont initialement prévus pour une protection max de I, il est conseillé de vérifier qu'ils conviennent bien pour alimenter également une protection homopolaire. Ainsi, soit un TC 100/1 -10 VA-5P10, son  $k_{rh}$  est donné par l'expression :

$$k_{rh} = \frac{R_{ct} + P_n / I_n^2}{R_{ct} + 2R_L + R_p + R_h} k_n$$

L'application numérique donne, sachant que l'impédance du relais utilisé dépend du réglage de  $I_h$  (ici 0,1 A) :

$$R_h = \frac{1VA}{(0,1A)^2} = 100,$$

$$k_{rh} = 10 \left( \frac{3+10}{3+1+4+100} \right) = 1,2$$

valeur à comparer à l'expression du  $k_{rh}$  nécessaire :

$$k_{rh} = 6 \frac{0,1}{1} = 0,6, \text{ le TC convient.}$$

Si le courant de court-circuit est très important et si la temporisation de la protection est courte, pour éviter un fonctionnement intempestif, il peut être nécessaire de rajouter une résistance de « stabilisation » en série avec le relais homopolaire ; son rôle sera examiné au § 4.3.

Face aux difficultés que peut présenter l'association de 3 TC, il est préférable, chaque fois que c'est possible, d'utiliser un tore englobant les 3 phases, (cf. **fig. 16**). A noter que les 3 phases doivent être placées au centre du tore pour éviter une saturation locale du matériau magnétique.

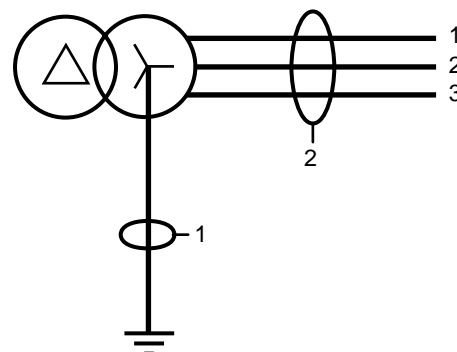
L'utilisation d'un tore permet de choisir des seuils de fonctionnement très faibles (quelques ampères).

#### Protections différentielles

De plus en plus utilisées pour la protection des transformateurs, machines tournantes et jeux de barres, elles présentent l'avantage d'être rapides et indépendantes des autres protections en terme de sélectivité.

Ces « relais » interviennent souvent pendant la période transitoire du courant de défaut. Comme pour les protections homopolaires, une composante continue apériodique peut entraîner une saturation transitoire des TC et ainsi faire apparaître un faux courant différentiel.

Les protections différentielles étant délicates à mettre en œuvre, les fabricants fournissent généralement les informations nécessaires à la caractérisation des TC et à leur mise en œuvre.



**Fig. 16** : le tore placé en (1) ou en (2) donne la même information... mais le tore placé en (1) contrôle en plus les défauts situés en amont du tore (2).

#### En conclusion

- C'est la limite haute de fonctionnement des protections max de I qui détermine le  $k_r$  (FLP réel) minimal à respecter.
- C'est la stabilité du relais face aux phénomènes transitoires qui détermine le FLP ou la classe X pour les protections homopolaires ou différentielles.

## 4.2 Caractérisation des TC en fonction des applications

Ici le terme « applications » correspond aux composants du réseau électrique à protéger : arrivées et départs lignes, transformateurs, jeux de barres, alternateurs, moteurs, bancs de condensateurs...

Chaque composant nécessite la mise en œuvre de plusieurs protections. Un exemple est donné par le schéma de la **figure 17** (page suivante), dans lequel les protections sont identifiées par leur code ANSI (American National Standard Institute).

Or, pour optimiser le choix d'un TC, il faut connaître les protections qu'il alimente, leurs réglages, leur impédance réelle, le courant de court-circuit, etc.

La difficulté réside dans le fait que ces valeurs sont rarement connues par celui qui doit spécifier les TC au moment où il doit arrêter son choix.

C'est pourquoi, dans ce chapitre, sera étudié le cas des différentes applications où **des valeurs peuvent être définies par excès**. Elles peuvent

donc être retenues sans crainte car elles couvriront forcément les besoins. Elles aboutiront toutefois à une définition moins contraignante et plus réaliste que celle proposée par les fournisseurs de relais dans leurs catalogues.

En effet, chaque fournisseur donne des indications de choix qui couvrent toutes les plages de réglage de son relais associé à des TC supposés avoir des pertes internes importantes, avec, en plus, des impédances de filerie maximales.

Pour les différentes applications, nous allons lister les fonctions de protection utilisées couramment, et c'est la protection la plus pénalisante qui sera retenue pour dimensionner les capteurs de courant.

Nota : Dans un premier temps les protections différentielles et les protections homopolaires ne sont pas prises en compte.

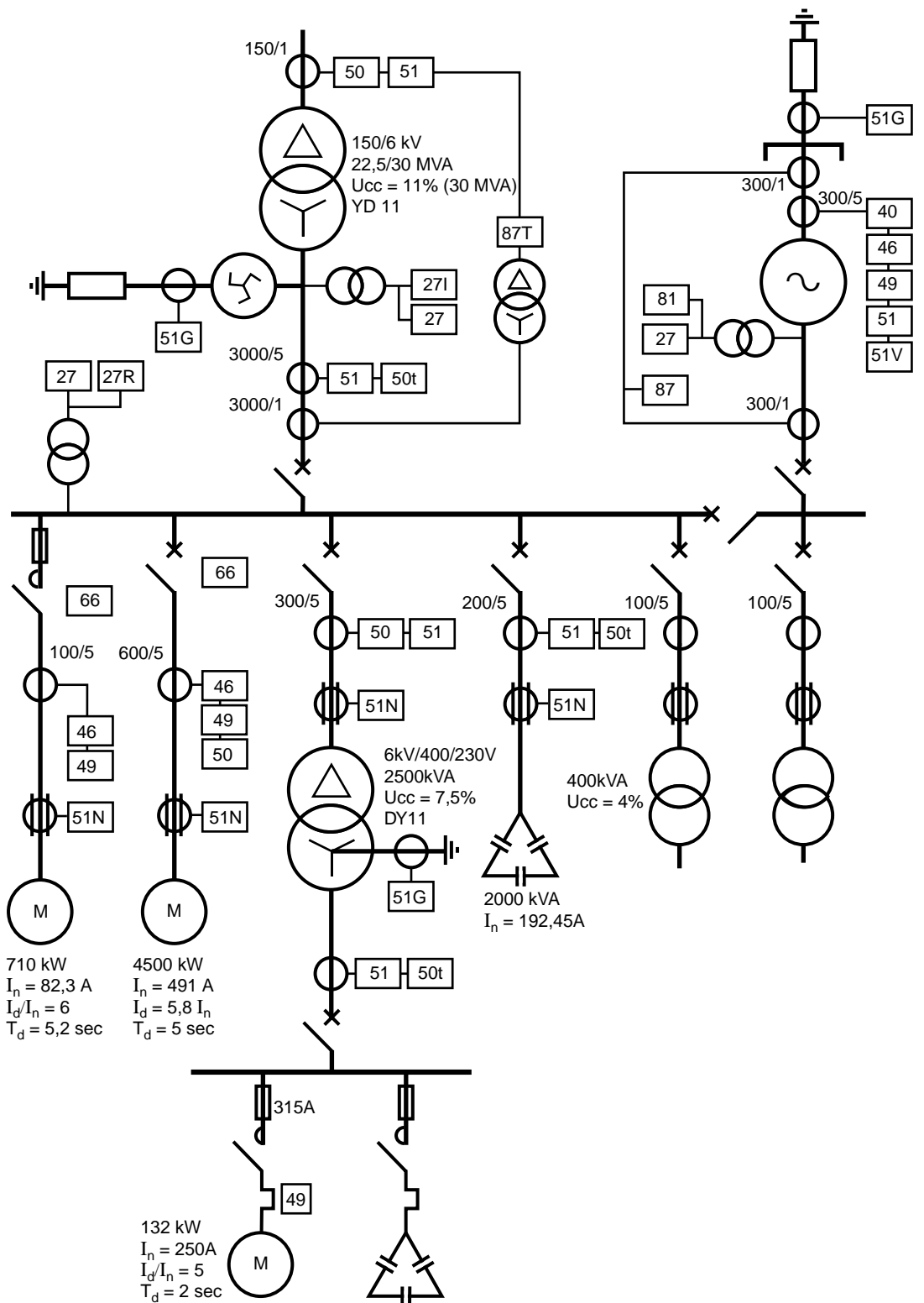


Fig. 17 : exemple de plan de protection.

### Applications avec protections classiques

L'examen des protections mises en œuvre habituellement pour les diverses applications (cf. **fig. 18**), montre que c'est toujours la protection max de I seuil haut qui est dimensionnante pour le TC. Ceci avec une exception pour les moteurs protégés par des fusibles, pour lesquels la protection blocage rotor est la plus contraignante.

Pour optimiser les TC, il est nécessaire de tenir compte des réglages de ces protections.

#### ■ Arrivée et départ ligne

La protection max de I seuil haut est généralement réglée entre  $3 \leq I_s \leq 10I_n$ , d'où un

$$k_{rm} \geq 2 \frac{I_s}{I_n} \text{ avec au maximal un } k_{rm} = 20.$$

Avec une protection à temps inverse,  $k_{rmin}$  est égal à la plus faible des trois valeurs suivantes :

$$30 \frac{I_s}{I_n(TC)} ; 36 ; 1,5 \frac{I_{cc} \max}{I_n(TC)}$$

#### ■ Arrivée générateur

Il n'y a aucune raison de choisir un réglage  $> 7I_n$ , vu le courant de court-circuit relativement faible d'un alternateur, d'où un  $k_{rm} \geq 14$ .

#### ■ Arrivée transformateur

Si l'on se place dans le cas des protections en aval d'un transformateur HT/MT, le seuil de réglage doit être inférieur, par exemple, à 70 % de l' $I_{cc}$  secondaire, soit en première approximation :

$$I_{cc} = 0,7 I_{n2} \frac{100}{U_{cc}}$$

Si l'on applique la règle :  $k_{rm} \geq 2 \frac{I_s}{I_n}$ ,

$$\text{il vient } k_{rm} \geq 1,4 \frac{100}{U_{cc}},$$

ce  $k_{rm}$  est maximaliste ; c'est l'étude de sélectivité du réseau aval qui, dans la réalité, fixe le  $I_s$ , donc détermine le  $k_{rm}$ .

Code ANSI	Protections usuelles	Applications					
		Arrivée et départ ligne	Arrivée générateur	Arrivée transformateur	Départ transformateur	Départ condensateur	Départ moteur : disjoncteur + contacteur + fusibles
37	Minimum de courant						■
46	Déséquilibre		■				■
49	Image thermique		■	■	(■)	■	■
50	Max de I seuil haut instantané				■		■
50N	Max de I homopolaire				■		
51N	Max de I homopolaire	■	■	■	■	■	■
51N1	Déséquilibre (double étoile)					■	
51LR	Blocage rotor / démarrage trop long						■
51V	Max de I à retenue de tension		■				
51-1	Max de I seuil bas temporisé	■	■	■	■	■	
51-2	Max de I seuil haut temporisé	■	■	■		■	
66	Nombre de démarrages						■
67	Max de I directionnelle	■	■	■			
67N	Max de I directionnelle homopolaire	■	■	■			

**Fig. 18** : protections mises en œuvre par application, dans les cas les plus courants.

### ■ Départ transformateur

Le courant de fonctionnement de la protection max de I seuil haut ( $I_s$ ), placée en amont du transformateur, doit être supérieur au courant observé au primaire ( $I_{cct}$ ) lors d'un court-circuit aux bornes du secondaire du transformateur. En première approximation on peut dire que :

$$I_{cct} \leq I_{n1} \frac{100}{U_{cc}}$$

où

$$I_{n1} = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_{n1}} = \text{courant nominal primaire,}$$

$P_n$  = puissance nominale du transformateur de puissance,  
 $U_{n1}$  = tension primaire.

En réalité, l'impédance de la source amont contribue, elle aussi, à limiter  $I_{cct}$ , on peut donc être certain que :

$$I_s \leq I_{n1} \frac{100}{U_{cc}}$$

Si la règle générale  $k_{rm} \geq 2 \frac{I_s}{I_n}$  est appliquée,

$$\text{on obtient : } k_{rm} \geq 2 \frac{I_{n1}}{I_n} \frac{100}{U_{cc}}.$$

Les valeurs rencontrées pour les tensions de court-circuit des transformateurs de puissance peuvent aller de 4 % pour les petits transformateurs à 20 % pour les plus gros (cf. **fig. 19**). Ceci conduirait à demander des  $k_{rm}$  minimum

allant de  $10 \frac{I_{n1}}{I_n}$  pour les gros transformateurs à

$50 \frac{I_{n1}}{I_n}$  pour les plus petits.

Ces valeurs peuvent être trop contraignantes pour les petits calibres de TC surtout lorsque leur tenue thermique est élevée (ex : 40 kA, 1 s).

Aussi, dans les cas difficiles, le problème de faisabilité pourra être résolu en surcalibrant le primaire du TC ou en utilisant un coefficient réduit (1,5 au lieu de 2) comme indiqué dans le paragraphe 4.1, ce qui donne :

$$k_{rm} \geq 1,5 \frac{I_{n1}}{I_n} \frac{100}{U_{cc}}.$$

Puissance du transformateur (MVA)	$U_{cc}$ (%)
0,5	4
0,63	4
0,8	4
1	5
2,5	5
5	6
10	8
20	10
30	12
40	13
80	18
160	20

**Fig. 19** : tensions de court-circuit typiques pour les transformateurs de puissance.

Si on choisit de surcalibrer le TC, il faudra veiller à ce que le réglage de la protection thermique du transformateur reste possible ; sinon il faut prévoir cette protection en aval du transformateur.

### ■ Départ condensateur

Le seuil haut temporisé conseillé par les fournisseurs de condensateurs est de  $3I_n$  (0,3 s). Si on prend  $I_s \text{ max} = 5I_n$  ;  $k_{rm} \geq 10$ .

### ■ Départ moteur

Le seuil haut est à régler au dessus du courant de démarrage, lequel est toujours  $\leq 7I_n$ . Si on prend  $I_s \text{ max} = 8I_n$  ;  $k_{rm} \geq 16$ .

Si la protection contre les courts-circuits est réalisée par des fusibles, c'est la protection démarrage trop long/blocage rotor qui est la plus contraignante. Son réglage est compris entre 2,5 et  $4I_n$  ;  $k_{rm} \geq 8$ .

Note : Dans tout ce qui précède, nous avons fait l'hypothèse  $I_n$  du TC =  $I_n$  de l'application, si ce n'est pas le cas, le  $k_{rm}$  obtenu est à multiplier par

$$\text{le rapport } \frac{I_n (\text{application})}{I_n (\text{TC})}.$$

Le tableau de la **figure 20** récapitule les FLP mini à respecter en fonction des applications.

	<b><math>k_r</math> mini pour Max de I à temps constant</b>	<b><math>k_r</math> mini pour Max de I à temps inverse</b>
<b>■ <math>I_s</math> est connu, toutes applications</b>		
	$k_r = 2 \frac{I_s}{I_n}$	min de : $30 \frac{I_s}{I_n(TC)}$ ; 36 ; $1,5 \frac{I_{cc \max}}{I_n(TC)}$
<b>■ <math>I_s</math> est inconnu</b>		
Départs transformateurs	$k_r = 2 \frac{I_{n1}}{I_n} \frac{100}{U_{cc}}$	N'intervient pas
Arrivées transformateurs, Arrivées et départs lignes	$k_r = 20$ (par excès)	min de : $30 \frac{I_s}{I_n(TC)}$ ; 36 ; $1,5 \frac{I_{cc \max}}{I_n(TC)}$ si pas de temps constant sur un second seuil
Départs condensateur	$k_r = 10$ (par excès)	N'intervient pas
Départs moteur disjoncteur	$k_r = 16$	N'intervient pas
Départs moteur contacteur avec fusible	$k_r = 8$	
Arrivées générateur	$k_r = 14^*$	$k_r = 14^*$

Dans ce tableau :  $I_s$  est le courant de réglage du seuil max de I dont le temps de réponse est le plus court pour les forts courants,  
 $I_n$  est le courant nominal primaire du TC,  
 $I_{n1}$  est le courant nominal du transformateur de puissance,  
 (\*) = cas généraux.

**Fig. 20** : FLP réel ( $k_r$ ) nécessaire pour max de I en fonction des applications.

### 4.3 Cas particulier des protections différentielles

Bien que les fabricants des relais dédiés à la protection différentielle imposent les caractéristiques secondaires des TC nécessaires à leur bon fonctionnement, il est intéressant, pour comprendre et éviter des erreurs, d'avoir un minimum de connaissance sur ce type de protection. Rappelons qu'une protection différentielle contrôle une zone délimitée par les TC qui mesurent les courants entrants et sortants. Si les courants sortants ne sont pas cohérents avec les courants entrants, c'est généralement qu'un défaut est survenu dans la zone protégée. Nous examinerons tour à tour les différentielles haute impédance, les différentielles à fils pilotes, les différentielles à pourcentage, les différentielles basse impédance avec leurs exigences en terme de TC.

Selon le type de protection et l'utilisation qui en est faite, les constructeurs de relais ont dû mettre en œuvre des principes différents et plus ou moins complexes pour assurer la stabilité de leurs relais vis à vis des phénomènes transitoires susceptibles d'entraîner un déclenchement inopiné de cette protection.

#### Protection différentielle haute impédance

Elle est généralement utilisée pour la protection des moteurs, générateurs, jeux de barres, ainsi que pour la protection de « terre restreinte » des transformateurs.

#### ■ Généralités

Ce type de protection est utilisé pour protéger une zone de même niveau de tension.

En l'absence de défaut, le courant d'entrée  $i'_e$  est identique au courant de sortie  $i'_s$ , et donc le courant différentiel  $i'_d = 0$  (cf. **fig. 21**)

Un fort courant de défaut peut traverser la zone contrôlée et provoquer la saturation des TC, d'où un risque de déclenchement intempestif de la protection (non stabilité). La « stabilité » du relais est obtenue par sa mise en série avec une résistance « stabilisatrice »  $R_{st}$ . Cette résistance est calculée pour que le courant dérivé dans le circuit différentiel ( $R_{st} + R_p$ ) ne puisse pas atteindre le seuil de réglage du relais lorsque le courant traversant maximal sature un TC par sa composante continue. Ce qui se traduit par :

$$(1) (R_{st} + R_p) \geq (R_{ct} + 2R_L) \frac{I_{scc}}{I_r}$$

où

$I_{scc}$  = courant maximal pouvant traverser la zone vu au secondaire du TC

$I_r$  = courant de réglage secondaire du relais.

$R_{st}$  peut varier entre quelques ohms et quelques centaines d'ohms, (exceptionnellement elle peut être supérieure à 1000 ohms).

Pour que le relais fonctionne correctement à  $I_r$  si un défaut se produit dans la zone, il faut que la tension de coude  $V_k$  soit supérieure à :

$$2 (R_{st} + R_p + R_{ct} + 2R_L) I_r .$$

En général  $R_{ct} + 2R_L$  sont négligeables devant  $R_{st} + R_p$  d'où :

$$(2) V_k \geq 2I_r (R_{st} + R_p).$$

En combinant les relations (1) et (2) on trouve :

$$(3) V_k \geq 2I_{scc} (R_{ct} + 2R_L).$$

Ces relations nous montrent que  $R_{st}$  (expression 1) et  $V_k$  ont des valeurs d'autant plus grandes que  $R_{ct}$  est élevée.

Une résistance stabilisatrice de forte valeur provoque des surtensions importantes au secondaire des TC, aussi lorsque des surtensions supérieures à 3000 V sont prévisibles, une protection par résistance non linéaire (ZnO) est ajoutée.

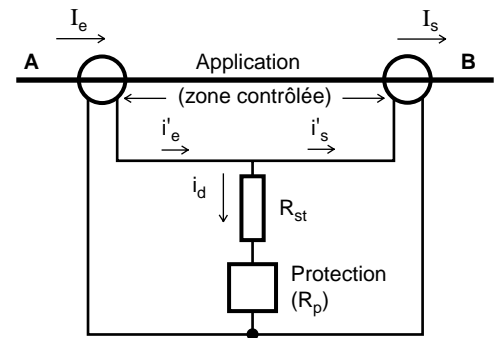
Il résulte de ces observations que les TC seront optimisés si  $R_{ct}$  et  $V_k$  sont les plus faibles possibles et si le courant traversant (vu du secondaire des TC, c'est-à-dire  $I_{scc}$ ) est défini sans excès.

Quelle que soit l'application qui utilise la différentielle haute impédance, tous les TC doivent avoir :

- le même rapport,
- la même courbe de magnétisation (même  $V_k$  mini),
- le même  $R_{ct}$  maximum,

et respecter l'expression (3) ; pour  $V_k$ , les TC concernés n'étant pas à la même distance du relais, prendre le  $R_L$  maxi.

Pour cette protection, on précise d'autre part une valeur maximale du courant magnétisant  $I_0$  à



**Fig. 21** : principe de la différentielle haute impédance.

$V_k/2$  en fonction de la sensibilité que l'on souhaite.

Pour que le relais détecte un courant  $I_r$ , il faut développer aux bornes de chaque TC en parallèle, la tension  $V_s = V_k/2$ ; pour cela, le courant primaire  $I_{eff}$  minimum effectivement détecté par le relais sera  $I_{eff} = n(I_r + \rho I_0)$ , avec  $n$  = rapport de transformation des TC et  $\rho$  = nombre de TC en parallèle (ils peuvent être nombreux sur une protection de jeux de barres !).

#### ■ Application à la différentielle « moteur »

Le courant maximal traversant pour lequel le relais doit rester insensible est ici le courant de démarrage du moteur :

$$I_{scc} = I_{dm} \text{ (vu au secondaire).}$$

Si on ne connaît pas ce courant  $I_{dm}$ , on sait que :

$$I_{dm} < 7I_{n \text{ moteur}}$$

#### ■ Application à la différentielle « groupe »

Le courant maximal traversant est ici le courant de court-circuit fourni par le groupe seul.

Si on connaît la réactance subtransitoire de l'alternateur  $X''$  %, on prendra :

$$I_{scc} = I_n \frac{100}{X''} ;$$

Si cette valeur n'est pas connue : on prendra  $X''$  % = 15

Note : le calcul de la tension crête au secondaire des TC est à faire avec :

$$I_{scc \text{ maxi}} = I_{n \text{ groupe}} + I_{cc \text{ réseau}}.$$

#### ■ Application à la différentielle « jeu de barres » (cf. **fig. 22**).

Dans ce cas, le courant traversant est égal à  $I_{cc}$  du tableau :

$$I_{scc} = I_{cc} \text{ du tableau vu au secondaire des TC.}$$

#### ■ Application à la différentielle de « terre restreinte » des transformateurs (REF)

Dans le cas de la **figure 23a**, cette protection détecte les défauts d'isolement au niveau des enroulements secondaires des transformateurs et jusqu'aux TC placés sur la partie aval.



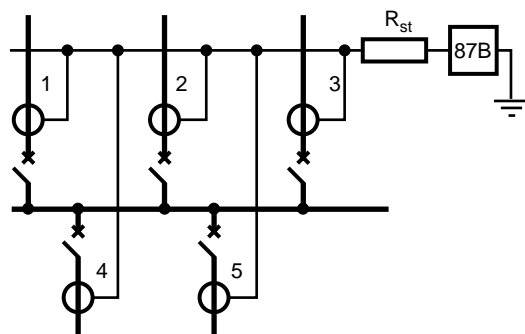


Fig. 22 : protection différentielle « jeu de barres » à haute impédance.

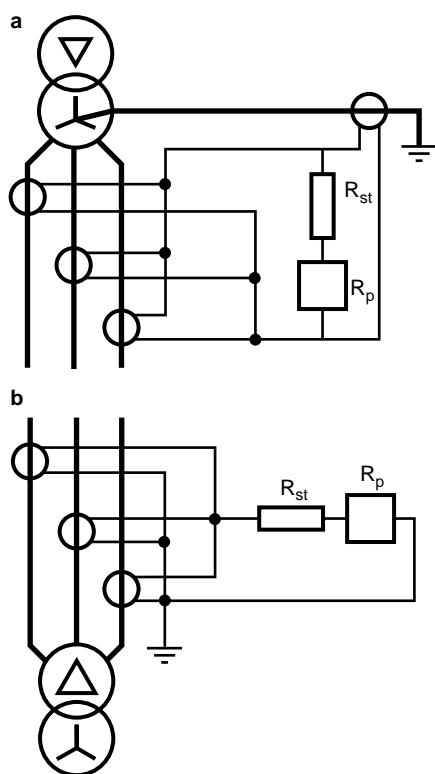


Fig. 23 : protection de « terre restreinte » des enroulements secondaires ou primaires d'un transformateur.

□ Dans le cas de la **figure 23b**, elle détecte les défauts d'isolement au primaire du transformateur et améliore avantageusement la protection classique de défaut terre qui est sensible aux violents courants d'enclenchement du transformateur et aux courants traversants qui résultent d'un court-circuit asymétrique en aval. Ici encore, on calculera  $R_{st}$  et  $V_k$  en partant du courant maximal traversant les TC pour un défaut externe à la zone protégée. En première approximation, ce courant est inférieur au courant limité par l'impédance du transformateur,

$$\text{soit } I_{\text{traversant}} = \frac{P_{\text{cct}}}{U_n \sqrt{3}},$$

avec  $P_{\text{cct}} = P_n \frac{100}{U_{\text{cc}}}$ , (puissance de court-circuit

du transformateur) ; si on connaît la puissance de court-circuit amont ( $P_a$ ), une valeur plus précise sera obtenue en remplaçant  $P_{\text{cct}}$  par

$$\frac{(P_{\text{cct}} P_a)}{(P_{\text{cct}} + P_a)}.$$

Le courant traversant est ensuite à convertir en  $I_{\text{sc}}$  vu au secondaire des TC.

#### Protection différentielle des lignes ou câbles, à fils pilotes (cf. fig. 24).

Un relais de ce type est installé à chacune des deux extrémités du câble ou de la ligne. Sur les fils pilotes, chacun des relais reproduit une tension qui est l'image de la somme :

$$aI_1 + bI_2 + cI_3 + dI_n.$$

Si les deux tensions sont différentes, les 2 relais déclenchent.

Remarque :

A noter que les coefficients  $a$ ,  $b$ ,  $c$  et  $d$  sont différents pour que tout type de défaut corresponde à une somme non nulle, en conséquence le seuil de fonctionnement pour un défaut biphasé ou pour un défaut Phase-Terre dépend de la phase en défaut.

Ici encore les TC sont définis en classe X, et chaque constructeur donne une formule empirique pour la tension  $V_k$  mini.

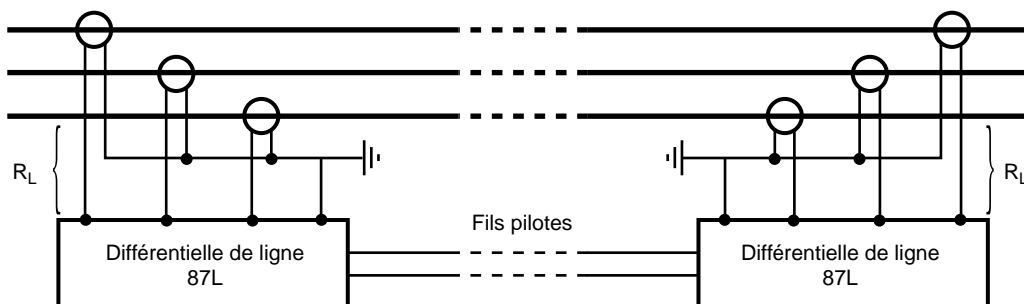


Fig. 24 : différentielle de ligne ou de câbles à fils pilotes.

Exemple de formulation :

$$V_k \text{ mini} = 0,5N k_t I_n (R_{ct} + X R_L)$$

où N,  $k_t$ , X sont des constantes liées au temps de réponse du relais, à sa sensibilité et à son mode de câblage.

Autre exemple rencontré :

$$V_k \text{ mini} = \frac{50}{I_n} + I_f (R_{ct} + 2R_L)$$

où :

$I_n$  est le courant nominal secondaire du TC (1 ou 5 A),

$I_f$  le courant de court-circuit traversant, vu au secondaire du TC.

La stabilité de ce relais est réalisée en partie par le respect de la tension de coude demandée et en partie par un seuil de fonctionnement à pourcentage qui va augmenter avec le courant traversant grâce à des enroulements de retenue. Les TC aux deux extrémités de la ligne doivent avoir le même rapport et respecter les  $V_k$  mini et  $I_o$  maxi préconisés par le fabriquant. Leurs courbes de magnétisation et  $R_{ct}$  n'ont toutefois pas besoin d'être identiques.

### Protection différentielle à pourcentage pour transformateurs

Le terme « à pourcentage » vient du fait que le seuil de fonctionnement augmente avec le courant traversant.

La comparaison pure et simple des courants de chaque phase amont avec les courants des mêmes phases aval ne convient pas aux protections différentielles transformateurs.

En effet :

- Les courants en amont et en aval d'un transformateur de puissance n'ont pas la même amplitude et ne sont pas en phase,
- Le courant magnétisant du transformateur à la mise sous tension est vu seulement en amont,
- La présence d'un générateur homopolaire dans la zone protégée (par exemple mise à la terre du neutre du transformateur) peut provoquer le fonctionnement de la protection, alors que le défaut est, par exemple, situé sur un départ en aval.

■ Précautions à prendre pour surmonter ces difficultés:

Il s'agit de faire en sorte que le relais voit des courants amont et aval de même amplitude et en phase en fonctionnement normal, ceci grâce à un choix judicieux du rapport des TC ainsi que de leur câblage. Des TC dit recailleurs sont utilisés dans ce but et contribuent souvent à insensibiliser la protection contre les défauts à la terre extérieurs à la zone protégée.

Toutefois, la plupart des nouveaux relais numériques sont capables de réaliser en interne, par paramétrage, les corrections nécessaires au « recalage » des courants, leur mise en œuvre en est alors considérablement simplifiée.

De plus, il est à noter, que tous les relais « différentielle transformateurs » possèdent une insensibilisation à l'harmonique 2 qui bloque leur fonctionnement à la mise sous tension du transformateur.

### ■ Tension $V_k$ des TC

Dans 99 % des cas, la demande est formulée en classe X.

La tension de coude minimale est imposée, et elle est fonction de la résistance de l'enroulement secondaire «  $R_{ct}$  » du TC et de la charge réelle  $R_r$  de ce dernier. Des formulations plus complexes sont parfois mentionnées, elles font intervenir le rapport X/R de l'installation ou le courant magnétisant du transformateur de puissance. Toutefois, devant les difficultés rencontrées par les utilisateurs à obtenir tous ces paramètres, les fournisseurs de relais donnent parfois des formules empiriques simplifiées qui conduisent à un léger surdimensionnement.

Exemples de tension de coude minimale imposée pour le Sepam 2000 D02 (Schneider) :

$$V_k \text{ mini} = A I_b (R_{ct} + 2R_L)$$

où :

$2R_L$  = résistance totale de la filerie secondaire,  
 $R_{ct}$  = résistance de l'enroulement secondaire du transformateur de courant,

$I_b$  = courant nominal du transformateur de puissance vu au secondaire du transformateur de courant.

A = constante dépendant de la puissance du transformateur :

Certains fournisseurs font intervenir le courant traversant, exemple :

$$V_k \geq \frac{4I_f}{\sqrt{3}} (R_{ct} + 3(R_L + R_p))$$

côté étoile du transformateur de puissance,

et  $V_k \geq 4I_f (R_{ct} + 2R_L + R_p)$

côté triangle du transformateur de puissance.

Le courant traversant sera défini comme pour la protection de terre restreinte.

Nota :

La présence de TC recailleurs conduit à des expressions différentes de la tension de coude des TC principaux qui doivent tenir compte de la charge supplémentaire qu'ils représentent.

En conclusion, la stabilité de cette protection est assurée par :

- le seuil qui augmente avec le courant traversant (système de retenue),
- le bon choix de la tension de coude  $V_k$  des TC,
- un système d'insensibilisation aux harmoniques 2 dues aux courants d'enclenchement.
- les relais les plus sophistiqués sont aussi insensibilisés aux harmoniques 5 qui se manifestent pendant les surexcitations du transformateur de puissance (saturation).

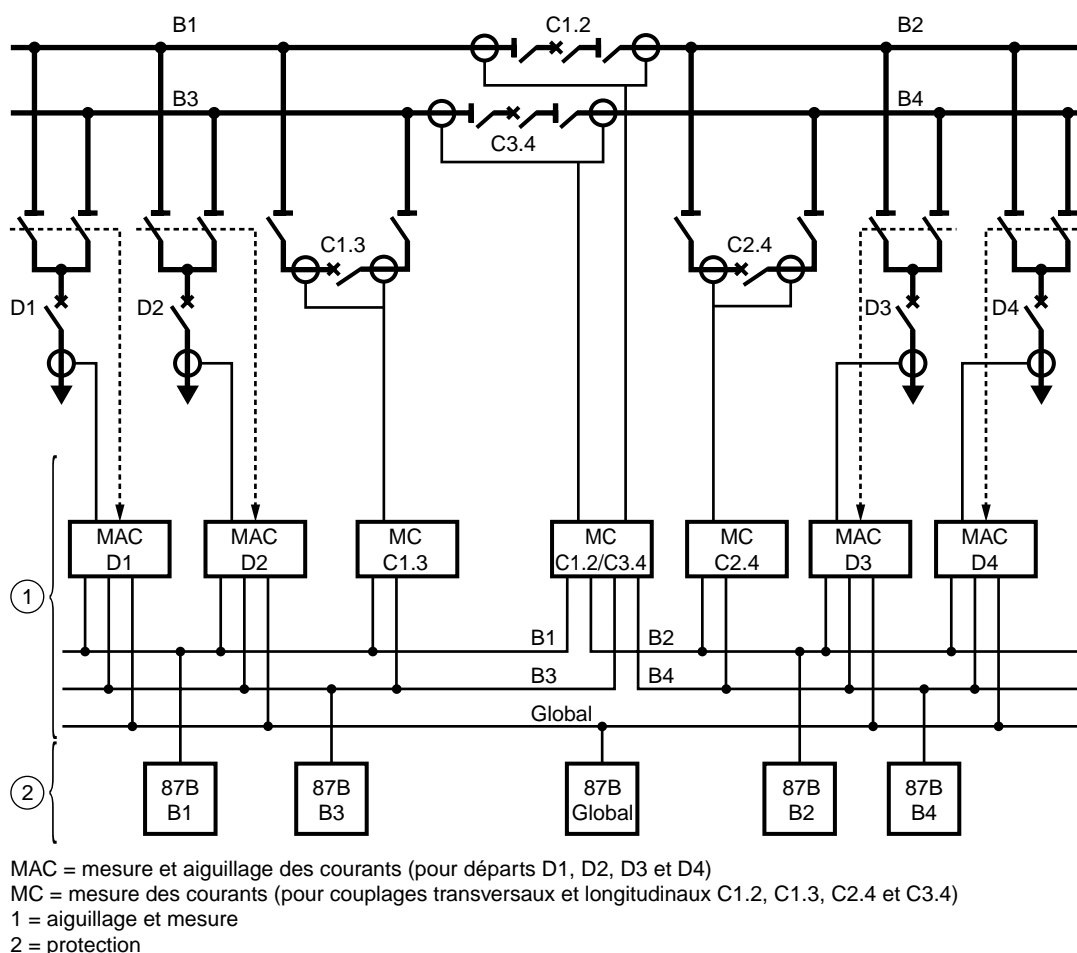
### Protection différentielle basse impédance

Elle est utilisée pour les protections différentielles de jeux de barres. Cette protection est très coûteuse et encombrante, car elle fait intervenir un grand

nombre de modules et de TC recaleurs qui nécessitent une ou plusieurs armoires selon l'importance du tableau (cf. **fig. 25**).

La protection, dans le cas d'un tableau double jeu de barres, doit être renseignée en permanence sur la position des sectionneurs d'aiguillage afin d'orienter les courants de chaque départ et de chaque arrivée sur le relais associé à la surveillance du jeu de barres sur lequel ce départ ou cette arrivée est raccordé.

Les TC associés à cette protection sophistiquée peuvent avoir des rapports différents. Leurs secondaires sont aussi définis en classe X la plupart du temps, mais une saturation étant tolérable, les exigences en terme de tension de coude sont moins sévères que pour la protection différentielle haute impédance.



**Fig. 25** : exemple de protection différentielle basse impédance pour double jeu de barres.

## 4.4 Protections de distance

Ces protections, très courantes en haute tension, sont de plus en plus utilisées pour les lignes moyenne tension de grande longueur, car elles ne nécessitent pas l'installation de fils pilotes (cf. **fig. 26**).

La formule généralement avancée, pour les TC définis en classe X, est la suivante :

$$V_k \geq I_f \left( 1 + \frac{X}{R} \right) (R_p + R_{ct} + 2R_L)$$

Outre les termes habituels déjà définis, on trouve également les paramètres suivants :

$\frac{X}{R}$  : rapport réactance/résistance entre la source et un court-circuit triphasé intervenant au bout de la zone surveillée.

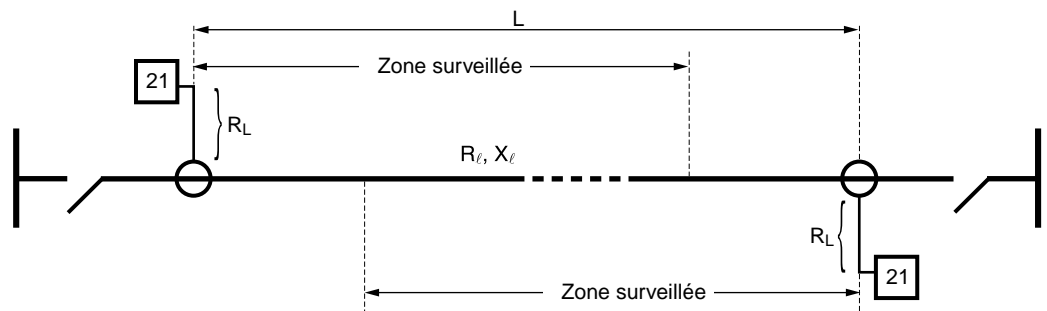
$I_f$  est ici égal au courant de court-circuit triphasé en bout de la zone surveillée ramené bien sûr au secondaire du TC placé en amont de cette zone.

$R_p$  : résistance du relais.

Dans de nombreux cas, les renseignements concernant la ligne à protéger (section, longueur) sont absolument inexistantes et impossibles à obtenir avant la livraison du tableau. Or, on peut voir dans l'exemple de calcul de la **figure 27** l'écart considérable entre les caractéristiques des TC en fonction de la longueur de la ligne. Entre 1 et 12 km, le rapport entre les caractéristiques est de 10.

Ce type de relais est toujours utilisé pour des lignes très longues, il ne serait pas raisonnable qu'en l'absence de renseignement on se résigne à utiliser pour  $I_f$  la valeur  $I_{cc}$  en tête de ligne. L'exemple de la figure 27 montre que le courant de court-circuit chute de 26,2 kA à 13,4 kA pour 2 km de ligne seulement puis à 3,8 kA pour 12 km.

La connaissance, même approximative, de la longueur de la ligne est un facteur important d'optimisation des TC.



**Fig. 26** : protections de distance : à chaque extrémité de la ligne un relais surveille 80% de la ligne avec un fonctionnement instantané.

Source			Ligne			Calculs				
$I_{cc}$	$R_s$	$X_s$	L (km)	$R_l$	$X_l$	$X_t / R_t$	$Z_t$	$I_{cc}$ (kA)	$I_f$ (A)	$V_k$ (V)
26,2	0,015	0,727	1	0,12	0,338	7,925	1,073	17,75	29,59	$(264,1 \times R_{ct}) + 108,28$
26,2	0,015	0,727	2	0,2396	0,675	5,518	1,425	13,37	22,28	$(145,23 \times R_{ct}) + 59,54$
26,2	0,015	0,727	5	0,599	1,688	3,936	2,492	7,646	12,74	$(62,90 \times R_{ct}) + 25,79$
26,2	0,015	0,727	12	1,4376	4,051	3,29	4,994	3,815	6,358	$(27,28 \times R_{ct}) + 11,18$
26,2	0,015	0,727	24	2,8752	8,102	3,055	9,29	2,051	3,418	$(13,86 \times R_{ct}) + 5,68$
26,2	0,015	0,727	40	4,792	13,5	2,961	15,02	1,268	2,114	$(8,37 \times R_{ct}) + 3,43$

U = 33 kV

TC côté primaire : 600

TC côté secondaire : 1

$R_p = 0,36 \Omega$

$2R_L = 0,05 \Omega$

Section de la ligne = 150 mm<sup>2</sup>

$R_l = 0,12 \Omega/\text{km}$

$X_l = 0,388 \Omega/\text{km}$

$R_s, X_s$  = résistance et réactance de la source

$X_t = X_s + X_l$

$R_t = R_s + R_l$

$$V_k \geq I_f \left( 1 + \frac{X_t}{R_t} \right) (R_p + R_{ct} + 2R_L)$$

**Fig. 27** : calculs de la tension  $V_k$  des TC pour relais de distance, pour différentes longueurs de lignes, montrant tout l'intérêt de prendre en référence  $I_{cc}$  en bout de ligne pour définir de tels TC.

## 5 Exemples de spécification de TC

Nous allons traiter de façon incomplète, mais pédagogique, deux exemples de spécifications

concernant les protections classiques et deux exemples concernant les protections différentielles.

### 5.1 Protections départ moteur

Pour cette application les fonctions sont, par exemple :

- max de I,
- image thermique,
- déséquilibre.

Avec des relais électromagnétiques, montés en série dans le secondaire des TC, la spécification minimale souvent rencontrée est 20 VA-5P30.

Avec des « relais » numériques multifonctions, la spécification est souvent 5 VA-5P20... elle est surabondante.

Le FLP minimal est  $2 \frac{8I_n \text{ (moteur)}}{I_n \text{ (TC)}}$ ,

soit  $k_r \geq 16$ , si  $I_n \text{ (moteur)} = I_n \text{ (TC)}$ .

Mais si  $I_n \text{ moteur} = 200 \text{ A}$  pour un TC 300/1A :  $16 \times (300/200) = 12$ .

La puissance absorbée par le relais est par exemple de 0,025 VA (Sepam 2000), et 0,05 VA pour la filerie (6 m en 2,5<sup>2</sup>); le TC 5 VA-5P20 a des pertes internes de 2 VA.

Calculons le  $k_r$  :  $k_r = 20 \frac{2 + 5}{2 + 0,075} = 67,5$

valeur bien supérieure à 12 !

Un TC 2,5 VA-5P10 (avec  $P_i = 1,5 \text{ VA}$ ) est largement suffisant, son  $k_r$  est :

$k_r = 10 \frac{1,5 + 2,5}{1,5 + 0,075} = 25$

### 5.2 Protections départ transformateur

C'est la protection max de I seuil haut qui

dimensionne le TC (cf. §4.2) :  $k_r \geq 1,5 \frac{I_{n1}}{I_n} \frac{100}{U_{cc}}$

avec  $I_{n1} = I_{\text{nominal}}$  primaire du transformateur et  $I_n = I_{\text{nominal}}$  du primaire du TC.

Prenons l'exemple d'un transformateur 1 MVA ;  $U_{cc} = 5\%$  ;  $U_{\text{primaire}} = 22 \text{ kV}$ , d'où  $I_{n1} = 26,2 \text{ A}$ .

Ce qui donne, avec  $I_n = 30 \text{ A}$ , un  $k_r$  mini de 26 .

Sachant que la tenue thermique du TC demandée est 50 kA-1s... le TC est irréalisable, en fait les

difficultés commencent dès que  $I_{th}/I_n > 500$ , or ici  $50000/30 = 1666$  !

Devant ce genre de problème, il est possible de surcalibrer le primaire du TC.

Compte tenu de leurs caractéristiques, la **figure 28** montre les surcalibrages de TC qui conviennent pour satisfaire au FLP nécessaire et à la faisabilité des TC.

Dans l'exemple : passer de 30 à 50 A. Le  $k_r$  mini passe de 26 à 15,7. Le rapport  $I_{th}/I_n$  devient  $50\,000 / 50 = 1000$ . Il reste supérieur à 500, mais il est néanmoins réalisable.

Transformateur U = 22 kV				Caractéristiques TC	
Puissance (MVA)	$U_{cc}$ (%)	$I_{cc}$ max (kA)	$I_n$ (TFO) (A)	$I_n$ (A)	FLP nécessaire ( $I_{cc}/I_n \times 1,5$ )
0,5	4	0,3	13	40	12,3
0,63	4	0,4	17	40	15,5
0,8	4	0,5	21	40	19,7
1	5	0,5	26	50	15,7
2,5	5	1,3	66	100	19,7
5	6	2,2	131	200	16,4
10	8	3,3	262	300	16,4
20	10	5,2	525	600	13,1
30	12	6,6	787	1000	9,8
40	13	8,1	1050	1500	8,1
80	16	13,1	2099	2500	7,9

Fig. 28 : TC standard pour un départ transformateur 22 kV.

Le groupe Schneider, fabricant de TC de protection et de cellules MT, dispose de TC standard 2,5 VA-5P20 qui conviennent pour les

protections électroniques et numériques et qui consomment moins de 0,5 VA avec une résistance filerie  $2R_L < 0,1 \Omega$ .

### 5.3 Protection différentielle pour transformateur

Dans cet exemple le relais utilisé est un Sepam 2000 D02 (Schneider). Ce relais n'a pas besoin de TC intercalaire (cf. **fig. 29**).

La tension de coude minimale nécessaire  $V_k$  est donnée par la formule :

$$V_k = A I_b (R_{ct} + 2R_L)$$

où :

$I_b$  = courant nominal du transformateur de puissance au secondaire du TC,

$R_{ct}$  = résistance de l'enroulement secondaire du TC,

$R_L$  = résistance d'un conducteur de liaison entre le TC et le relais

A = constante dépendant de la puissance du transformateur :

- 30 pour  $2 \text{ MVA} < P_n < 14 \text{ MVA}$ ,
- 24 pour  $15 \text{ MVA} < P_n < 39 \text{ MVA}$ ,
- 16 pour  $40 \text{ MVA} < P_n < 70 \text{ MVA}$ .

Prenons un exemple :

$P_n = 50 \text{ MVA}$  d'où :  $A = 16$ ,

$I_1 = 600 \text{ A}$        $U_1 = 63 \text{ kV}$        $I_{n1} = 1 \text{ A}$ ,

$I_2 = 3000 \text{ A}$        $U_2 = 11 \text{ kV}$        $I_{n2} = 1 \text{ A}$ ,

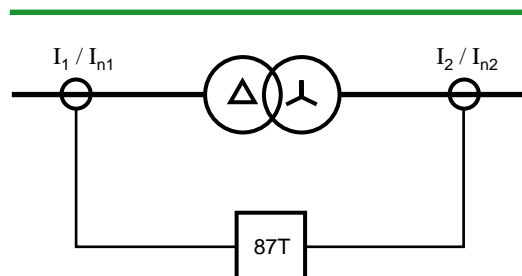
$$I_{b1} = \left[ \frac{P_n}{(\sqrt{3} U_2)} \right] \left( \frac{I_{n1}}{I_1} \right) = 0,764 \text{ A},$$

$$I_{b2} = \left[ \frac{P_n}{(\sqrt{3} U_2)} \right] \left( \frac{I_{n2}}{I_2} \right) = 0,875 \text{ A},$$

où :

$I_1$  = courant nominal du TC situé au primaire du transformateur de puissance,

$I_2$  = courant nominal du TC situé au secondaire du transformateur de puissance,



**Fig. 29** : principe de la protection différentielle d'un transformateur.

$I_{n1}$  = courant nominal secondaire du TC situé au primaire du transformateur de puissance,

$I_{n2}$  = courant nominal secondaire du TC situé au secondaire du transformateur de puissance.

#### Calcul des TC

On suppose que le relais est situé dans le tableau aval, d'où une filerie  $2 R_L$  de 1000 m pour les TC amont et 10 m pour les TC aval.

■ TC situés au primaire du transformateur de puissance

Si la filerie est en  $2,5 \text{ mm}^2$  (soit  $8 \Omega$  au km) :

$$2 R_L = 8 \times 1000/1000 = 8 \Omega.$$

Ce qui donne :

$$V_k > 16 \times 0,764 (R_{ct} + 8)$$

$$V_k > 12,2 R_{ct} + 98$$

■ TC situés au secondaire du transformateur de puissance

Si la filerie est en  $2,5 \text{ mm}^2$  (soit  $8 \Omega$  au km) :

$$2 R_L = 8 \times 10/1000 = 0,08 \Omega.$$

Ce qui donne :

$$V_k > 16 \times 0,875 (R_{ct} + 0,08)$$

$$V_k > 14 R_{ct} + 1,12$$

### 5.4 Protection différentielle de jeux de barres 87B

Pour la protection différentielle de jeux de barres 87B, (cf. **fig. 30**) le relais utilisé est un Sepam 100 LD (Schneider). Pour ce relais, la tension de coude minimale nécessaire  $V_k$  est donnée par :

$$V_k \geq 2I_f (R_{ct} + 2R_L)$$

où :

$I_f$  = courant de défaut maxi au secondaire du TC,

$R_{ct}$  = résistance de l'enroulement secondaire du TC,

$2R_L$  = résistance de la boucle de filerie entre le TC et le relais.



Ce chapitre n'a donné que quelques exemples de spécification de TC (FLP ou  $V_k$ ) en fonction des applications. Leur spécification complète et optimisée nécessite une participation active et

coordonnée de nombreux intervenants. Les principales informations nécessaires en fonction des protections sont données par le tableau de la **figure 31**.

Informations à fournir	Protections classiques	Protections différentielles						Intervenants concernés
		Différentielles haute impédance (cf. nota)				Différent. à %	Différent. à fils pilotes	
	Max I 51 + 51 N	JDB 87B	Moteur 87M	Génér. 87G	Terre 87N	Transfo. 87T	Ligne 87L	
$I_{cc}$ réel du tableau		■	■	■	■	■	■	Concepteur du réseau
Courant maximum traversant		■	■	■	■	■	■	
Courant homop. max $I_{HI}$ si détection défauts terre	■	■	■	■	■	■	■	
Puissance du transformateur					■	■		
$U_{cc}$ du transformateur					■	■		
Indice horaire du transformateur de puissance						■		
Rapport des TC	■	■	■	■	■	■	■	
Fabriquant et type de relais	■	■	■	■	■	■	■	
Courant de réglage du relais $I_r$	■	■	■	■	■			
Courant de démarrage moteur			■					Fabricant du moteur
Réactance de court-circuit subtransitoire du groupe				■				Fabriquant du groupe
Distance entre les TC et le relais	■	■	■	■	■	■	■	Concepteur du tableau
Section de la filerie utilisée (ou valeur des $R_L$ )	■	■	■	■	■	■	■	

Nota :

Lors de la consultation des fournisseurs de TC classe X, il faut demander impérativement toutes les valeurs de  $V_k$  mini,  $R_{ct}$  maxi et  $I_o$  max : elles sont indispensables pour compléter l'étude.

Outre le  $V_k$  mini, la valeur du  $V_k$  réel est aussi nécessaire pour le calcul de la tension crête, lorsque des différentielles haute impédance sont utilisées.

**Fig. 31** : informations à fournir par chaque intervenant pour définir les TC.



## 6 Conclusion

Les transformateurs de courant sont des maillons indispensables entre les canalisations électriques et les protections des composants de réseaux moyenne et haute tension.

Leur définition précise et leur optimisation ne sont pas simples, elles nécessitent une bonne compréhension de leur fonctionnement et la coopération étroite de nombreux acteurs. En général, le choix des TC ne pose que peu de problèmes lorsqu'ils sont associés à des protections classiques ; par contre associés à des protections différentielles (classe X), ils doivent faire l'objet de beaucoup d'attention et d'une bonne communication avec le constructeur des TC.

Il est toutefois possible de spécifier les TC, par excès, en fonction des protections et des applications, c'est ce qu'a montré le présent document. Cette solution pouvant éviter bien des désagréments au niveau de la sécurité, des coûts et des délais.

Leur technologie est aussi à prendre en compte car elle peut procurer des avantages, par exemple :

- les TC standard sont optimisés et disponibles,
- les TC à plusieurs secondaires offrent un gain de place et de coût,
- les TC multifonctionnels, utilisées dans des cellules standard, permettent des réductions de coûts.

Si, malgré tout, des problèmes surgissent, il existe toujours une solution ; c'est l'objet du Cahier Technique n° 195 qui met en exergue les pièges (erreurs les plus fréquentes) et les solutions possibles.

Enfin, ce Cahier Technique démontre l'indispensable attention que doivent apporter les concepteurs d'une installation à la définition des TC, notamment lors de l'élaboration du plan de protection et de l'étude de sélectivité.

# Bibliographie

## Normes

- CEI 60185 : Transformateurs de courants - Caractéristiques.
- CEI 60044-1: Transformateurs de mesure - Partie 1 : Transformateurs de courant (remplace le CEI 185).
- CEI 60044-8 : Transformateurs de mesure - Partie 8 : Transformateurs de courant électroniques.
- NF-C 42-502 : Instruments de mesure - Transformateurs de courant - Caractéristiques.
- BS 3938 : Transformateurs de courant - Spécifications.

## Cahiers Techniques Schneider

- Protection des machines et des réseaux industriels HT.  
P. ROCCIA, Cahier Technique n° 113.
- Le transformateur de courant pour la protection en HT.  
M. ORLHAC, Cahier Technique n° 164.
- Protection des réseaux HTA industriels et tertiaires.  
A. SASTRE, Cahier Technique n° 174.
- Les protections directionnelles.  
P. BERTRAND, Cahier Technique n° 181.
- Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels.  
B. DE METZ NOBLAT et G. JEANJEAN, Cahier Technique n° 185.
- Transformateurs de Courant : erreurs de spécification et solutions.  
P. FONTI, Cahier Technique n° 195.

## Ouvrages divers

- Guide de l'ingénierie électrique  
ELECTRA - 07.86
- Protection des réseaux électriques  
Ch. PREVE - Ed. Hermes - 06.98



**Schneider Electric**

Direction Scientifique et Technique,  
Service Communication Technique  
F-38050 Grenoble cedex 9  
Fax : 33 (0) 4 76 57 98 60

Réalisation : AXESS - Valence (26)  
Edition: Schneider Electric  
Printing: Imprimerie du Pont de Claix - Claix - 1000  
- 100 FF -