

## 19.10. Les transformateurs de puissance

### Préambule

Dans cette partie de l'ouvrage nous ne traiterons que des spécificités des transformateurs de puissance utilisés en distribution électrique pour alimenter les équipements industriels ou domestiques.

Nous invitons le lecteur à se reporter au chapitre 8 de cet ouvrage, en particulier aux paragraphes 8.2.2, 8.2.4 et 8.2.6 pour en approfondir le principe, la présentation du transformateur triphasé et des différents couplages existants.

### 19.10.1. Domaine d'usage

Un **transformateur de puissance** est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques dont la principale utilité est de réduire les pertes dans les réseaux électriques.

Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante :

« Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique ».

Il peut être monophasé ou triphasé et recevoir divers couplages : étoile, triangle et zigzag.

On retrouve les transformateurs de puissance dans différents types d'applications : dans les réseaux de transmission électrique, dans la distribution électrique, dans les équipements électriques de levage manutention de fortes puissances (portiques, roues pelles, certaines grues portuaires, ...), dans les usines (automobiles, métallurgie, chimie, sidérurgie, ...) et dans le domaine ferroviaire (les locomotives de traction).

La CEI divise les transformateurs de puissance dans l'huile en trois catégories en fonction de la puissance apparente :

- les transformateurs de distribution jusqu'à 2 500 kVA en triphasé ou 833 kVA en monophasé,
- les transformateurs de moyenne puissance au-delà et jusqu'à 100 MVA en triphasé ou 33,3 MVA en monophasé,
- les transformateurs de grande puissance au-delà.

De nombreux aspects sont à prendre en compte pour leur conception : circuit magnétique, enroulements, conducteurs, isolation, cuve, système de refroidissement. Par ailleurs, le transformateur est indissociable d'autres composants qui doivent être conçus en même temps comme le changeur de prises, les traversées isolées, les protections et leurs capteurs. Le transformateur doit être capable de résister sans dommage à la fois aux aléas du réseau électrique : surtensions, courts-circuits, courants d'enclenchement et surcharges ; et aux autres contraintes mécaniques liées le tout dans des conditions météorologiques diverses. Le transport est également un élément critique. La conception d'un transformateur de puissance est donc une entreprise complexe, assistée de nos jours par les outils informatiques. Elle est validée après la fabrication du transformateur par une phase de test, qui vérifie aussi la qualité de l'ensemble.

Les protections permettent de détecter les défauts électriques et de déconnecter le transformateur du réseau si nécessaire afin d'en assurer la sécurité. De par leur rôle stratégique dans le réseau, les transformateurs sont l'objet d'une surveillance accrue. Afin d'en assurer une bonne maintenance sans nuire à leur disponibilité de nombreuses techniques de diagnostics, faisant appel à du traitement du signal, ont été mises au point.



Fig. 19.10-01a



Fig. 19.10-01b

Un transformateur de puissance dans un poste électrique Minera HE +

## 19.10.2. Aspect technologique

### 19.10.2.1. Circuit magnétique

Le rôle du noyau est de guider le flux magnétique entre le primaire et le secondaire. La densité du flux doit être aussi haute que possible sans que le noyau entre en saturation. Cela permet de réduire la taille du transformateur et ainsi son prix. Le champ magnétique a typiquement une valeur comprise entre 1,6 et 1,8 tesla.

Le circuit magnétique d'un transformateur est soumis à un champ magnétique variable au cours du temps. Pour les transformateurs reliés au secteur de distribution, cette fréquence est de 50 ou 60 hertz. Le circuit magnétique des transformateurs de puissance est toujours feuilleté (tôles pressées, isolées électriquement entre elles au moyen de films) pour réduire les pertes par courants de Foucault, qui dépendent de l'amplitude du signal et de sa fréquence.

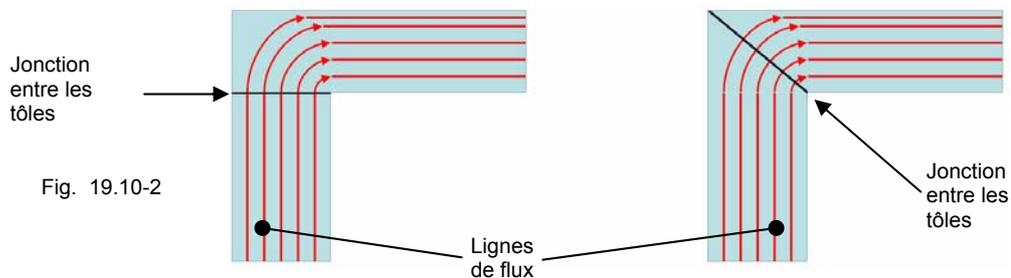
Pour avoir la meilleure conduction magnétique possible, les tôles sont réalisées en fer doux à grains-orientés, ainsi elles sont anisotropiques au niveau magnétique et permettent de conduire le flux magnétique dans de bonnes conditions dans une direction tout en limitant les pertes fers dans les autres.

Toutes ces tôles en fer existent en épaisseur de 0,2 à 0,5 mm, leur qualité est précisée par leur pertes en W/kg à une induction donnée de 1 tesla. Il existe des tôles de 0,6 W/kg jusqu'à 2,6 W/kg de façon courante.

Pour les fortes puissances, les circuits magnétiques sont constitués avec des tôles droites ou biseautées. Ces tôles sont empilées de façon à former un noyau de section carrée, rectangulaire ou en croix dite de saint André.

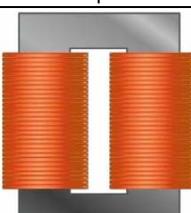
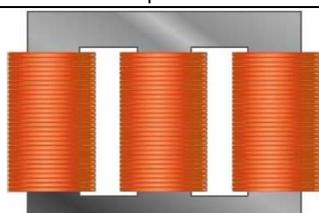
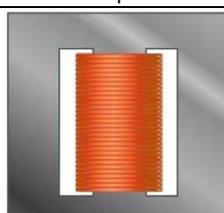
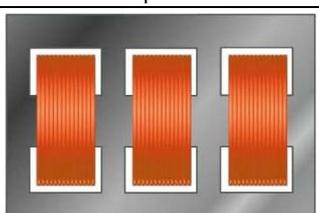
Il faut néanmoins remarquer qu'il reste toujours le problème des angles du circuit magnétique, le noyau formant un rectangle le flux doit « tourner » dans ces zones. Si les tôles sont coupées en faisant des angles droits, le flux rentre dans une zone de forte réluctance à la transition, source de contraintes et de pertes de flux. Pour éviter cela la première mesure consiste à couper les tôles de manière oblique : à 45°, le flux passe alors par cette zone de reluctance plus élevée mais cela reste dans un ordre de grandeur raisonnable.

La figure suivante 19.10-2 illustre ce problème de la jonction des différentes parties du noyau magnétique au niveau des coins.



Une seconde mesure consiste à ne pas couper toutes les tôles au même niveau, la rupture est décalée de quelques millimètres entre chaque tôle. Cet enchevêtrement permet d'éviter une transition trop brutale et permet de résoudre de manière satisfaisante le problème des coins dans le circuit magnétique.

Deux grandes familles de circuits magnétiques existent : en colonnes et cuirassé. La première est la plus répandue : les enroulements y sont placés autour du circuit magnétique. Les parties métalliques verticales sont appelées colonnes, celles horizontales culasse. Les circuits cuirassés entourent au contraire les enroulements. Ceux à colonnes ont l'avantage d'être plus simple à construire et à refroidir ainsi qu'à réparer, les seconds permettent de réaliser des transformateurs avec une faible impédance de court-circuit.

| Disposition en colonnes   |   | Disposition cuirassée  |   |
|---|---|--|---|
| Monophasé   | Triphasé  | Monophasé  | Triphasé  |
|  |  |  |  |

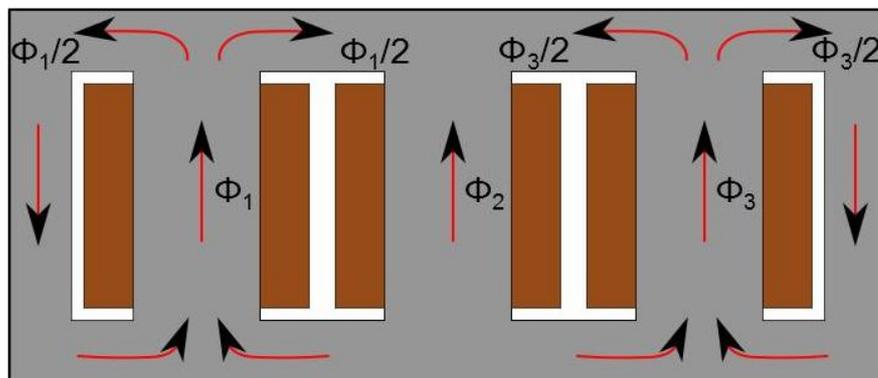
Les tôles doivent être maintenues entre elles afin de garantir les propriétés mécaniques du circuit magnétique. La solution traditionnelle est d'utiliser des boulons au travers des tôles. Toutefois, ils sont des causes de déviations du flux magnétique et donc de pertes fer. Dans les transformateurs modernes, ils sont remplacés par l'utilisation de fibre de verre ou de sangles métalliques pour entourer les tôles et les serrer. Dans les cas des sangles métalliques, il faut veiller à ce qu'elles ne créent pas un pont électrique entre les tôles. Par ailleurs, un cadre comprime les culasses et assure une bonne rigidité mécanique. Afin de limiter les pertes par courants de Foucault, il doit être réalisé en matériau non magnétique.

Enfin, le circuit magnétique se trouvant au centre des enroulements haute tension, s'il n'est pas mis à la terre, son potentiel flottant peut devenir élevé. Il est donc relié à la terre en un point et un seul afin d'éviter toute circulation de courant entre-elles et ainsi d'éviter un échauffement supplémentaire du noyau.

Pour les transformateurs triphasés la construction plus courante est celle à 3 colonnes. Les culasses et les colonnes ont alors même section. Dans un réseau équilibré la somme des trois tensions est nulle et par conséquent la somme des trois flux dans le transformateur l'est aussi.

La figure ci-dessous montre la répartition du flux dans un noyau avec deux colonnes pour le retour du flux lorsque que les trois phases sont équilibrées. On notera que le fait que le flux des différentes phases se divise en deux permet de réduire de moitié la section des culasses.

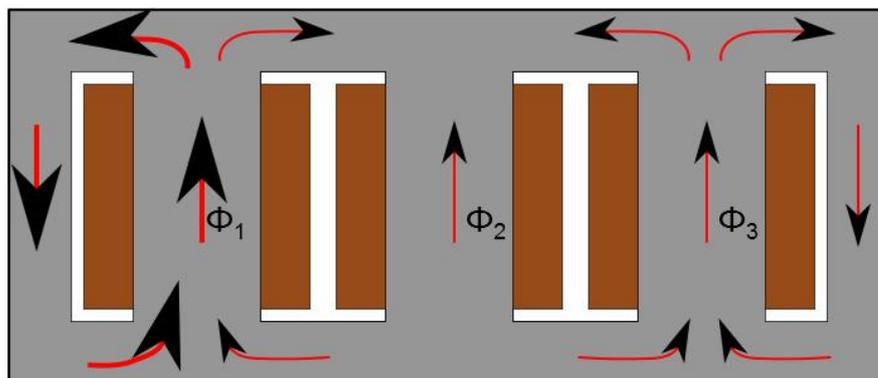
Fig. 19.10-3



Par contre, en cas de défaut non équilibré par exemple ou quand le transformateur n'a pas une charge équilibrée sur ses 3 phases, un flux homopolaire peut apparaître. Dans un transformateur à 3 colonnes ce flux doit trouver un chemin de retour hors des enroulements de culasse à culasse, il y a donc formation d'un flux de fuite externe important. Une solution consiste à placer aux côtés des 3 colonnes bobinées 2 colonnes non bobinée servant de chemin de retour pour le flux. Dans ce cas, la section des culasses est la moitié de celle des colonnes, le flux se divisant en deux parties égales en sortant des colonnes. Cela permet de réduire la hauteur totale du circuit magnétique, cette solution est très répandue pour les gros transformateurs.

La figure ci-dessous illustre la répartition du flux dans un noyau avec deux colonnes pour le retour du flux lorsque la phase 1 a plus de tension et donc plus de flux.

Fig. 19.10-4



### 19.10.2.2. Les enroulements

On peut définir l'enroulement comme l'« ensemble des spires formant un circuit associé à l'une des tensions pour lesquelles le transformateur a été établi ». Traditionnellement on appelle l'enroulement qui reçoit la puissance active de la source d'alimentation en service « enroulement primaire » et celui qui délivre la puissance active à une charge, « enroulement secondaire ». En distribution c'est l'enroulement primaire qui a la tension assignée la plus élevée (HTA) et l'enroulement secondaire la tension assignée la plus faible (BT). Lorsque le transformateur possède un autre enroulement habituellement de puissance assignée inférieure à celle de l'enroulement secondaire, ce bobinage est souvent appelé « enroulement tertiaire ».

Un enroulement supplémentaire est placé dans les transformateurs munis d'un changeur de prises, il est appelé « enroulement de réglage ». Celui-ci est connecté en général au primaire, car cela présente de nombreux avantages : connexion plus facile, courant plus faible et pilotage à flux constant possible.

Le rapport du nombre de spires entre primaire, secondaire et tertiaire détermine le rapport de conversion des tensions et des courants (cf Principe paragraphe 8.2.2).

La figure suivante illustre la disposition classique des enroulements autour du noyau magnétique.

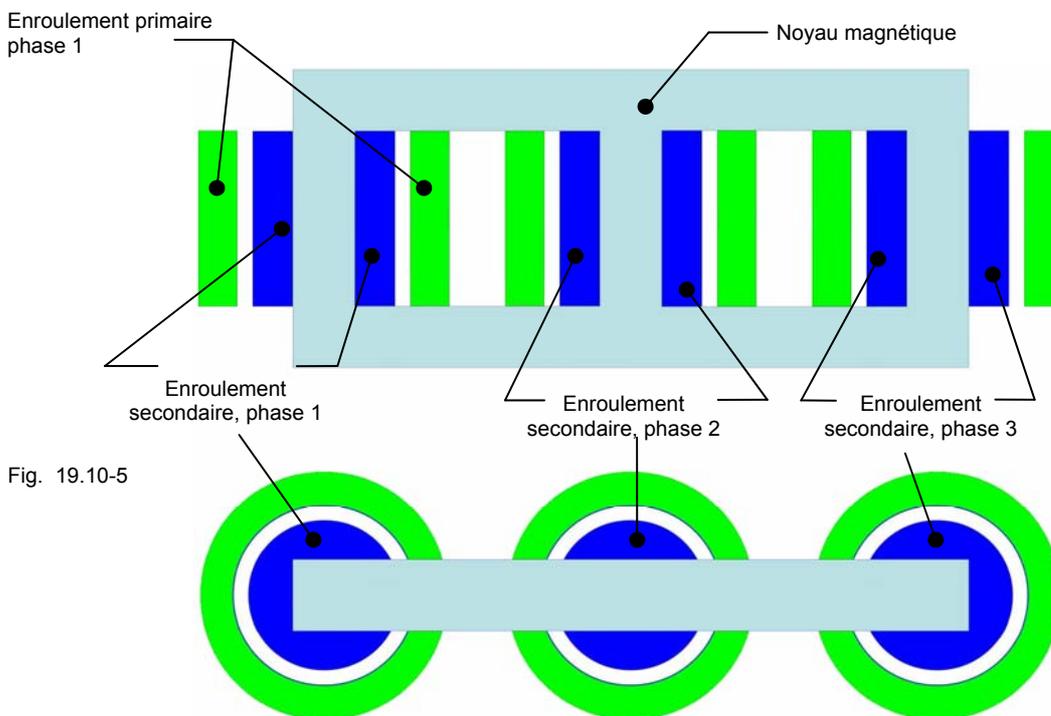


Fig. 19.10-5

Les enroulements sont quasiment toujours réalisés en cuivre, bien qu'on trouve également de l'aluminium pour des raisons de coût dans les transformateurs de faible puissance. Ces matériaux ont en effet d'excellente conduction électrique ce qui limite les pertes cuivres. La section de la bobine dépend du courant la traversant et détermine sa forme : jusqu'à 5 mm<sup>2</sup> la section est ronde, au-delà rectangulaire avec un rapport 2 : 1. La principale contrainte à prendre en compte lors de la conception d'un enroulement est sa résistance au courant de court-circuit, il faut qu'il puisse évacuer la chaleur et ne casse pas sous l'effet de la contrainte mécanique. Les bobines (primaire, secondaire, tertiaire) sont enroulées de manière coaxiale autour des colonnes bobinées du noyau magnétique (voir illustration).

Les fils électriques de chaque tour doivent être isolés les uns des autres afin que le courant circule dans chaque tour. Pour des petites puissances, il suffit d'utiliser des conducteurs amagnétiques émaillés pour assurer cette isolation ; dans les applications à plus fortes puissances mais surtout à cause d'une tension d'utilisation élevée, on entoure les conducteurs de papier diélectrique imprégné d'huile minérale. Pour des fréquences moyennes et hautes, on utilise des conducteurs multibrins pour limiter l'effet de peau ainsi que les pertes par courants de Foucault ; tandis que pour les fortes puissances, on cherche à minimiser ces pertes induites dans les conducteurs par l'emploi de fils méplats de faible épaisseur voire de véritables bandes de cuivre ou d'aluminium.

La tension entre couche présentant un risque de claquage est contrée par la mise en place d'un isolant sous forme de ruban mince et ceci systématiquement entre enroulements. L'ensemble du bobinage, voire le transformateur tout entier, est immergé dans un vernis, par gravité ou sous vide et pression, pour être ensuite passé dans une étuve afin d'être recuit.

Pour toute isolation une température maximale à ne pas dépasser est définie. Au-delà la durée de vie du matériau diminue rapidement.

#### Remarque 1 :

Les contraintes mécaniques croissant avec le nombre de spires, et décroissant avec le diamètre de celles-ci, on place le secondaire proche du noyau et le primaire à son extérieur afin de garder ces contraintes dans un domaine acceptable. Cette disposition limite également la demande d'isolation entre bobine et noyau magnétique, le secondaire ayant une tension inférieure au primaire. De plus, dans le cas où le transformateur possède un enroulement de réglage, celui-ci est connecté en général au primaire, cela présente de nombreux avantages: connexion plus facile, courant plus faible et pilotage à flux constant possible.

#### Remarque 2 :

Lorsque le courant devient conséquent il devient nécessaire d'utiliser plusieurs conducteurs branchés en parallèle pour former le câble. Il est alors nécessaire de s'assurer que les branches parallèles aient bien le même comportement électrique en les transposant régulièrement. Une solution technique est par exemple le câblage Röbel. On parle également de CTC, soit « câble continuellement transposé ». Cette technologie permet également une meilleure utilisation de l'espace et une réduction des courants de Foucault dans les enroulements.

### **19.10.2.3. Les modèles immergés (isolation à huile)**

Fig. 19.10-6



Transformateur  
de distribution à  
huile avec vue  
de l'intérieur

#### Généralités

Les transformateurs de puissance sont traditionnellement remplis d'huile minérale spécifique. Elle permet l'isolation diélectrique des enroulements entre eux ainsi que le refroidissement du transformateur. Elle a en effet une rigidité diélectrique nettement supérieure à l'air par exemple : typiquement une huile minérale a une rigidité de 70 kV/2,5 mm soit 280 kV/cm alors que l'air n'est qu'à 24 kV/cm, cela influe fortement sur le dimensionnement du transformateur. L'huile est un bon conducteur thermique, et sa circulation au travers de radiateurs permet d'évacuer la chaleur produite par les bobines et le circuit magnétique du transformateur.

Elle doit posséder un haut niveau d'isolation diélectrique et un haut point d'inflammation pour permettre une exploitation en toute sécurité. L'huile perd de ses propriétés diélectriques avec le vieillissement, avant tout causé par la température. Pour limiter le phénomène on utilise des additifs antioxydants, on parle alors d'huile inhibée, dans le cas contraire d'huile non-inhibée. Par ailleurs, elles ne doivent pas contenir de soufre car c'est un matériau qui a des propriétés corrosives. L'humidité et les impuretés font décroître également la rigidité électrique de l'huile, il est donc important d'avoir une huile pure et sèche. Ces dernières années ont vu l'apparition d'huile de substitution : huile de silicone, ester synthétique et ester naturel. Les huiles minérales se voient en effet reprocher la pollution qu'elles entraînent en cas de fuite, les esters sont biodégradables, les huiles de silicones sont inertes. Par ailleurs, les huiles alternatives ont un point de flamme presque deux fois plus élevé que les huiles minérales, de l'ordre de 300°C au lieu de 150°C, ce qui réduit le risque d'explosion des transformateurs de puissance. Les huiles de silicone ont un très bon comportement vis-à-vis du vieillissement. Les esters sont eux de moins bon conducteurs thermiques que l'huile minérale. Le coût des esters et des huiles de silicone est également nettement supérieur à celui de l'huile minérale.

Pour éviter de graves conséquences écologiques en cas de fuite d'huile, un bac de rétention est installé sous les transformateurs (voir l'exemple figure ci-dessous).



Fig. 19.10-7

La plupart des transformateurs de distribution utilisent de l'huile minérale pour l'isolation et le refroidissement. Leur noyau magnétique utilise des technologies semblables à celles des transformateurs de plus grande puissance avec chevauchement, acier orienté et absence totale de boulon. Les pertes fer sont d'autant plus importantes pour les transformateurs de distribution que leur charge n'est pas constante, or les pertes fer ne dépendent pas de la charge contrairement aux pertes cuivre. Pour réduire ces pertes depuis le début des années 1980, des tôles en métal dit amorphe sont utilisées dans certains transformateurs de distribution, principalement aux États-Unis. Elles ont l'avantage de générer beaucoup moins de pertes fer grâce à une épaisseur de tôle très faible et grâce à une magnétisation et démagnétisation très facile. Au niveau des enroulements, les conducteurs sont ronds, ou sous forme de feuilles. Cette dernière méthode consiste à enrouler des feuilles conductrices aussi larges que le noyau et de faire autant de tours que nécessaire. Cette méthode de fabrication a le mérite de la simplicité. On peut également évoquer les enroulements *crossover* : au lieu d'avoir une longue bobine en un seul bloc, on la divise en sous-blocs avec un nombre de spires constant qu'il suffit d'assembler au besoin. Les transformateurs de distribution sont souvent hermétiques afin d'éviter toute maintenance. Des changeurs de prises hors-circuit sont de plus en plus souvent montés sur ces transformateurs.

#### Principales caractéristiques des huiles pour transformateur

L'huile pour transformateur est une « huile isolante pour transformateurs et appareillages électriques semblables pour lesquels une stabilité à l'oxydation normale est requise. » Elle sert également à imprégner l'isolation papier de ces composants. Il s'agit traditionnellement d'huile minérale hautement raffinée.

L'huile est un bon conducteur thermique, et sa circulation au travers de radiateurs permet d'évacuer la chaleur produite par les bobines et le circuit magnétique du transformateur. Elle permet aussi l'isolation diélectrique des enroulements entre eux. De ce fait, elle doit posséder un haut niveau d'isolation diélectrique et un haut point d'éclair pour permettre une exploitation en toute sécurité. A cause de leur faible résistance au feu, elles ont été partiellement remplacées par les PCB entre les années 1930 et 1970. Toutefois, à cause de la pollution qu'ils peuvent engendrer, les PCB ont été interdits. Pour lutter à la fois contre les problèmes d'inflammabilité et de pollution des huiles de substitution, ont été développées dans les dernières décennies, les huiles de silicone, les huiles ester synthétique et végétales. Toutefois, pour des raisons économiques, ces solutions sont surtout mises en application dans les transformateurs de distribution et de traction.

L'huile perd de ses propriétés diélectriques avec le vieillissement, qui est avant tout causé par l'oxydation et l'hydrolyse, deux phénomènes qui s'accroissent avec la température.

Dans le tableau ci-dessous sont rassemblées les principales qualités pour une huile de transformateurs.

| Propriétés                             | Huile minérale | Ester naturel | Ester synthétique | Silicone |
|--|----------------|---------------|-------------------|----------|
| Haute résistance diélectrique          | oui            | oui           | oui               | oui      |
| Faible viscosité                       | oui            | non           | non               | non      |
| Point d'écoulement à basse température | oui            | non           | oui               | oui      |
| Faible oxydation                       | oui            | non           | oui               | oui      |
| Possibilité de rerafinage              | oui            | non           | non               | non      |
| Risque d'incendie faible               | non            | oui           | oui               | oui      |
| Stabilité à l'hydrolyse                | oui            | non           | oui               | oui      |
| Solubilité dans l'eau                  | non            | oui           | oui               | non      |
| Biodégradable en faible quantité       | non            | oui           | oui               | non      |
| Prix                                   | bas            | moyen         | élevé             | élevé    |

#### Types de transformateurs immergés

Deux techniques sont employées :

##### ➤ Les transformateurs totalement étanches

Dans ce cas, l'huile est contenue dans une cuve scellée sans échange d'air. Le volume de gaz (air sec ou air/azote) se situe alors en haut de la cuve. Sa pression augmente lors de la dilatation thermique de l'huile (changements de volume simultanés et inverses de l'huile et du gaz).

Une technologie particulière a été mise au point par France-Transfo (Schneider Electric) : la technique **ERT (Étanche à Remplissage Total jusqu'à 10 MVA)**. Cette technique du remplissage total "sans matelas gazeux" dans les cuves étanches a été adoptée par EDF en 1972. Toute oxydation du diélectrique liquide par contact avec l'air ambiant est évitée. Le transformateur est simplifié, ce qui se traduit par :

- une économie d'achat et un gain d'encombrement: ni assécheur d'air, ni conservateur de liquide
- une grande facilité de raccordement: dégagement total de la plage des bornes haute et basse tension
- une réduction considérable des servitudes d'entretien (simple surveillance).

La dilatation du diélectrique est compensée par la déformation élastique des parois ondulées de la cuve, parois dont la souplesse mécanique permet une variation adéquate du volume intérieur de la cuve (voir figure ci-après).

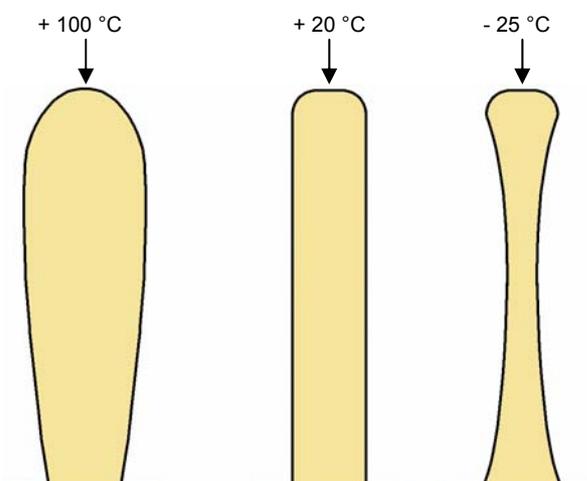
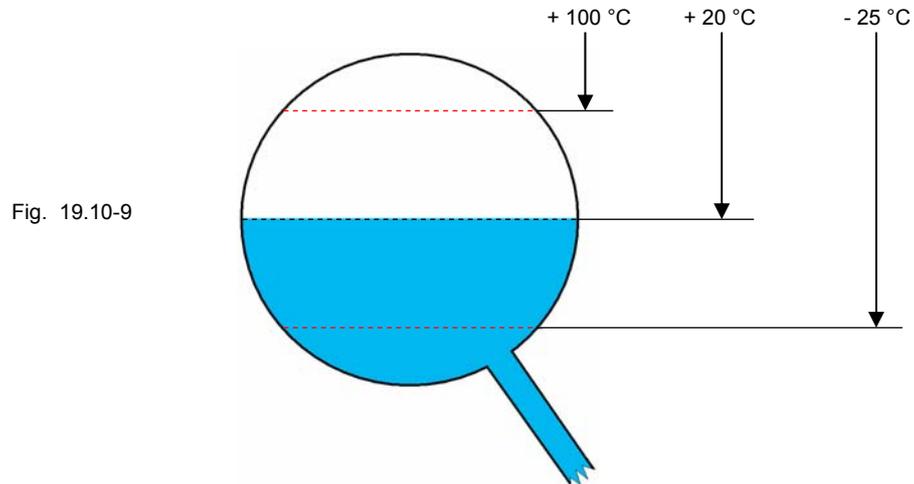


Fig. 19.10-8

➤ **les transformateurs respirants avec conservateur.**

Ce sont des transformateurs avec réservoir d'huile à pression atmosphérique (avec échange d'air via un assécheur). Cela permet la dilatation thermique de l'huile (changements de volume) par l'intermédiaire d'un réservoir d'expansion situé au-dessus de la cuve.

La surface du diélectrique peut être en contact direct avec l'air ambiant ou en être séparé par une paroi étanche en matière synthétique déformable. Dans tous les cas, un assécheur d'air (avec un produit dessiccateur) évite l'entrée d'humidité à l'intérieur du réservoir (voir figure ci-dessous).

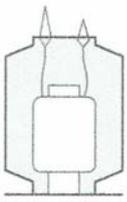
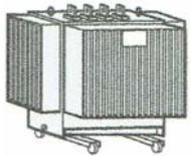
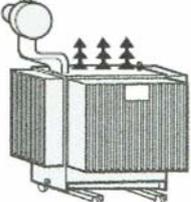


Cette technologie est employée pour les transformateurs de fortes puissances ( $P \geq 3,150 \text{ MVA}$ ). Habituellement, ces transformateurs sont équipés de protections internes par Buchholz (voir annexe A19.3) et thermostat.

Remarque :

Dans le passé, il existait des transformateurs immergés respirant sans conservateur. Cette technologie ancienne est de nos jours abandonnée. En général, ils ne possédaient pas de protections internes sauf pour surveiller la température et le liquide refroidissement était essentiellement de l'huile minérale puis du PCB .

Comparaison des techniques de transformateurs immergés

| Technologie   | ERT (étanche à remplissage total)   | respirant avec conservateur   |
|---|---|---|
|  |  |  |
| Caractéristique   | le diélectrique n'est pas en contact avec l'atmosphère                              | le diélectrique est en contact avec l'atmosphère                                      |
| reprise d'humidité  | non   | oui   |
| absorption d'oxygène  | non   | oui   |
| oxydation du diélectrique   | non   | oui   |
| dégradation de l'isolement  | non   | oui   |
| maintenance   | faible  | forte   |
| entretien de l'assécheur  | non   | oui   |
| analyse de l'huile tous les   | 10 ans  | 3 ans   |

### Codification

Quatre lettres suffisent pour définir la technologie du mode de refroidissement d'un transformateur :

1<sup>ière</sup> lettre : **fluide de refroidissement interne en contact avec les enroulements**

- O : huile minérale ou liquide isolant de synthèse de point de feu inférieur ou égal à 300° C
- K : liquide isolant avec point de feu > 300° C
- L : liquide isolant à point de feu non mesurable

2<sup>ième</sup> lettre : **mode de circulation du fluide de refroidissement interne**

- N : circulation par thermosiphon à travers le système de refroidissement et les enroulements
- F : circulation à travers le système de refroidissement, circulation par thermosiphon dans les enroulements
- D : circulation forcée à travers le système de refroidissement et dirigée du système de refroidissement jusqu'aux enroulements principaux au moins

3<sup>ième</sup> lettre : **fluide de refroidissement externe**

- A: air
- W: eau

4<sup>ième</sup> lettre : **mode de circulation du fluide de refroidissement externe**

- N : convection naturelle
- F : circulation forcée (ventilateurs, pompes)

Un transformateur immergé dans l'huile minérale et à refroidissement naturel sera de type ONAN. Si l'on ajoute des ventilateurs sur les radiateurs il devient de type ONAF. Dans le cas de fonctionnement possible avec ou sans ventilateur, on précisera type ONAN/ONAF.

#### **19.10.2.4. Les modèles de type sec enrobé (isolation papier)**

Fig. 19.10-10



Transformateur triphasé de type sec à bobinages enrobés (modèle **Trihal** de France transfo)

### Principe

Pour ce type de transformateur, le refroidissement s'effectue par l'air ambiant sans liquide intermédiaire. L'isolation des enroulements est réalisée à l'aide de couches de papier superposées, imprégnées d'huile puis séchées. Les pores du papier atteignent alors une grande rigidité diélectrique, des pertes diélectriques faibles et une constante diélectrique proche de celle de l'huile. Il est à noter que le papier associé à l'huile a de bien meilleures propriétés diélectriques que le papier ou l'huile séparément

L'enroulement basse tension est généralement réalisé en bande d'aluminium. Cette technique permet d'obtenir des efforts axiaux en court-circuit nuls. Les spires sont séparées par un isolant en film de classe F. Après mise en place et calage des bobines sur le circuit magnétique l'ensemble est enrobé non moulé dans une résine alkyde de classe F, puis polymérisé.

Ce procédé garantit une excellente tenue aux agressions de l'atmosphère industrielle et une excellente tenue diélectrique.

L'enroulement moyenne tension est bobiné généralement en fil d'aluminium isolé.

Ce procédé permet d'obtenir un gradient de tension entre spires très faible et une capacité série plus forte dans le bobinage ce qui favorise la linéarité de répartition de l'onde de choc et diminue la contrainte entre spires.

Cet enroulement ne contenant que le conducteur isolé sans isolant entre-couche est enrobé et moulé sous vide dans une résine de classe F chargée et ignifugée.

Par exemple, les transformateurs secs enrobés de type Trihal sont réalisés à l'aide de systèmes brevetés et exclusifs de bobinage et d'enrobage par moulage sous vide de l'enroulement HTA.

Trois composants constituent l'enrobage :

- résine époxyde à base de biphénol A, de viscosité adaptée à une excellente imprégnation des enroulements,
- durcisseur anhydride (non aminé), modifié par un flexibilisateur pour assurer la souplesse du système moulé nécessaire afin d'interdire toutes fissures en exploitation,
- charge active pulvérulente composée d'alumine trihydratée  $Al(OH)_3$  et de silice qui apporte des propriétés mécaniques et thermiques requises et les qualités intrinsèques exceptionnelles de comportement au feu.

Le système d'enrobage procure un excellent comportement en atmosphère industrielle et une insensibilité aux agents extérieurs (poussière, humidité...) tout en garantissant une parfaite protection de l'environnement et des personnes par la suppression des risques de pollution froide ou chaude.

### Classe d'exigences

Les normes NF C 52-115 et CEI / NF EN 60076-11 définissent les types de risques et les classes de comportement des transformateurs indiquées dans le tableau ci-dessous. La classification E0, C1, F1 est imposée comme classe minimum par la norme NF C 52-115.

| type de risque           | classes d'exigences |
|--------------------------|---------------------|
| <b>F : feu</b>           | <b>F0, F1, F2</b>   |
| <b>E : environnement</b> | <b>E0, E1, E2</b>   |
| <b>C : climatique</b>    | <b>C1, C2</b>       |

Les transformateurs secs enrobés répondent en général aux exigences les plus sévères ainsi, par exemple les Trihal répondent à :

- classe **F1** de comportement au feu (NF EN 60076-11) (F2 correspond à un accord spécial entre constructeur et utilisateur), c'est-à-dire :
  - autoextinction rapide : l'enrobage possède une excellente résistance au feu et une auto-extinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables,
  - matériaux et produits de combustion non toxiques : l'enrobage est exempt de composés halogénés (chlore, brome, etc.) et de composés générateurs de produits corrosifs ou toxiques, ce qui garantit une sécurité sérieuse contre les risques de pollution chaude en cas de pyrolyse,
  - fumées non opaques : du fait des composants utilisés.
- classe **E2** de comportement vis à vis de l'environnement (NF EN 60076-11), c'est à dire résistance aux risques de :
  - condensation fréquente,
  - pollution élevée.
- classe **C2** climatique, c'est à dire fonctionnement transport et stockage jusqu'à - 25 °C.

### Degré de protection élevé

En outre les transformateurs de type sec enrobé assurent une excellente protection contre les contacts directs. Par exemple, les Trihal ont une enveloppe ayant un degré de protection IP 3X, conforme aux exigences du décret de protection n° 88-10-56 du 14-11-88.

### Technologie imposée dans certains cas

Ils ont pour principal avantage d'être plus légers et surtout non inflammables. Cet ensemble de qualités permet l'installation des transformateurs secs enrobés au milieu de locaux occupés sans précaution complémentaire. Ils sont donc tout particulièrement indiqués dans les lieux où le risque d'incendie n'est pas acceptable, comme les bureaux ou les engins de manutention levage de forte puissance alimentés en HTA.

L'utilisation de ce type de transformateurs est même imposée par les normes sur les IGH dans les (immeubles de grande hauteur).

### Gamme des puissances

La gamme des transformateurs secs enrobés Trihal va par exemple jusqu'à 10 MVA et 36 kV.

### Codification

Deux lettres suffisent pour définir la technologie du mode de refroidissement par l'air extérieur d'un transformateur :

1<sup>ère</sup> lettre : **fluide de refroidissement externe**

- A: air

2<sup>ème</sup> lettre : **mode de circulation du fluide de refroidissement externe**

- N : convection naturelle
- F : circulation forcée (ventilateurs, pompes)

Ainsi, un transformateur Trihal (type sec enrobé) à refroidissement naturel sera de type AN. Si l'on ajoute des ventilateurs afin d'obtenir une augmentation de la puissance assignée, il deviendra alors de type AF. Dans le cas de fonctionnement possible avec ou sans ventilateur, il sera précisé AN/AF.

#### **19.10.2.5. Composants associés au transformateur de puissance immergé**

En plus de son noyau magnétique, de ses enroulements et de son isolation, un transformateur dispose de nombreux composants secondaires. Certains sont indispensables comme un dispositif permettant la dilatation de l'huile (le conservateur est présenté ici), d'autres ne le sont pas comme le changeur de prises. Ceux présentés sur la figure 19.10-11 correspondent à un transformateur de puissance « classique ».

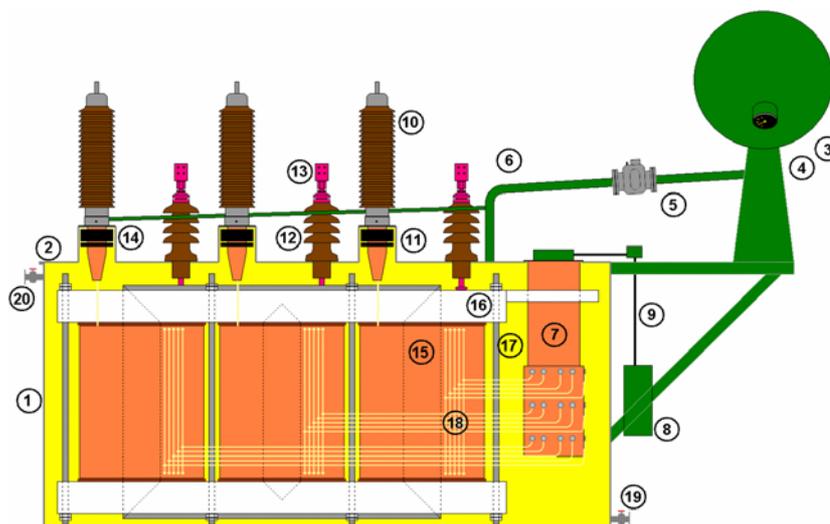


Fig. 19.10-11

Sur la figure précédente sont représentés :

1. Cuve
2. Couvercle
3. Conservateur
4. Indicateur de niveau d'huile
5. Relais Buchholz
6. Tuyau d'huile
7. Changeur de prises
8. Moteur électrique du changeur de prises
9. Transmission mécanique du changeur de prises
10. Traversée du primaire, avec connexion à son extrémité
11. Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur
12. Traversée du secondaire
13. Connexion du secondaire avec l'extérieur
14. Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur
15. Enroulements
16. Noyau magnétique
17. Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements ensemble exerçant une force de compression
18. Connexion du changeur de prises aux enroulements
19. Robinet d'huile
20. Robinet d'air

On peut y ajouter l'huile, l'isolation papier et le système de refroidissement qui ne sont pas représentés. Des parafoudres sont présents au niveau des connexions avec les lignes comme déjà évoqué au chapitre surtension.

### **19.10.3. Les défauts de fonctionnement des transformateurs**

#### **19.10.3.1. Généralités**

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Interface entre la moyenne et la basse tension, le transformateur subit toutes les perturbations, aussi bien des réseaux situés en amont (coups de foudre, coupures de ligne, etc.) qu'en aval. Les variations anormales de la température ambiante ou de la charge peuvent provoquer un échauffement des enroulements susceptible de compromettre la durée de la vie de l'appareil. Aussi, il doit être protégé efficacement contre tous les défauts, d'origine externe ou interne, susceptibles de l'endommager.

Dans tous les cas, lorsqu'un défaut est détecté, il convient de déconnecter au plus vite le transformateur de son alimentation HTA. En pratique, un relais envoie un ordre d'ouverture (de déclenchement) au disjoncteur relié au transformateur.

#### **19.10.3.2. Les types de défauts**

Les principaux défauts pouvant affecter un transformateur sont les suivants :

- une surcharge

Elle peut résulter d'une augmentation du nombre de charges alimentées simultanément et/ou de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges.

La surintensité de longue durée produite provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

- un court-circuit

Il peut être d'origine :

- **interne** : défaut entre conducteurs de phases différentes ou entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, il provoque l'émission de gaz de décomposition dont l'accumulation peut être dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts importants pouvant détruire le bobinage, voire la cuve.
- **externe** : défaut entre phases des liaisons aval. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques qui peuvent affecter mécaniquement les bobinages et évoluer ensuite en défaut interne.

- le défaut à la masse

Ce défaut d'origine interne peut se produire entre le bobinage et le noyau magnétique. Pour un transformateur à huile il provoque un dégagement gazeux qui peut entraîner la destruction du transformateur et un incendie.

On rappelle que l'amplitude du courant de défaut à la masse dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval et de la position du courant dans le bobinage (voir paragraphe 19.9.7.2.).

### 19.10.3.3. Les éléments spécifiques liés au fonctionnement

- Le courant d'enclenchement des transformateurs

Quel que soit le type de transformateur, le calibrage des fusibles ou le réglage des déclencheurs des protections doit tenir compte des surintensités importantes qui apparaissent lors de la mise sous tension du transformateur.

La courbe 19.10-12 ci-dessous illustre par exemple l'évolution du courant d'enclenchement à vide d'un transformateur.

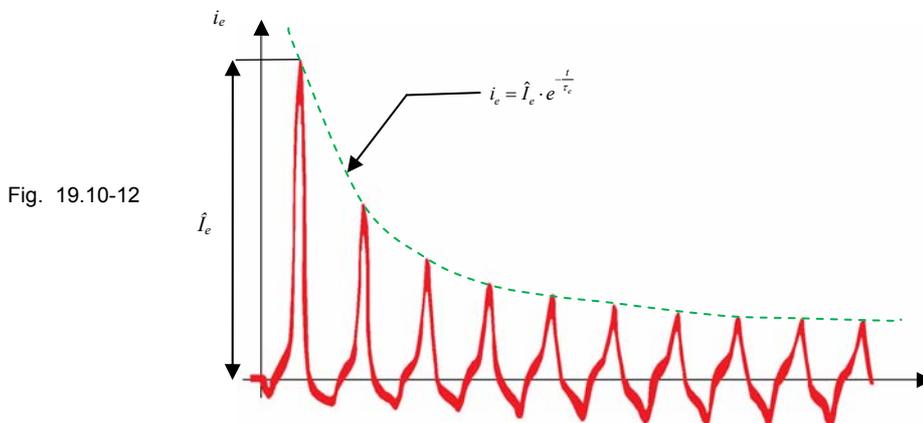


Fig. 19.10-12

avec :

$\hat{i}_e(t)$  = valeur crête du courant déclenchement

$\hat{I}_e$  = valeur crête maximale de la première crête

$\tau_e$  = constante de temps de l'amortissement

Pour un transformateur HTA/BT enclenché côté HTA, la valeur de la première crête peut atteindre, jusqu'à 15 fois la valeur crête du courant assigné. Les valeurs sont plus élevées pour un enclenchement côté BT ou un transformateur BT/BT. Les crêtes s'amortissent suivant une exponentielle dont la constante de temps ( $\tau_e$ ) dépend de la résistance de l'enroulement et de la charge au secondaire (en pratique de 0,1 à 0,7 s).

Ce phénomène résulte de la saturation du circuit magnétique qui amène un courant magnétisant important. La valeur crête du courant est maximale pour un enclenchement au passage à zéro de la tension avec une induction rémanente maximale sur la même phase. Par ailleurs, la forme de l'onde de courant est riche en harmonique 2.

Il faut remarquer que ce phénomène correspond à une manœuvre normale d'exploitation du réseau. Il ne doit donc pas être vu comme un défaut par les protections, qui devront laisser passer cette pointe de courant à l'enclenchement.

- le surfluxage

Une exploitation de transformateur à tension trop élevée ou à fréquence trop basse provoque aussi un courant magnétisant excessif et entraîne une déformation de courant riche en harmonique 5.

#### **19.10.4. Les protections des transformateurs**

##### **19.10.4.1. Généralités**

Les circuits et matériels d'un poste doivent être protégés de façon à éviter ou limiter les conséquences résultant de courants ou tensions anormales décrits dans le paragraphe précédent.

Tous les équipements normalement utilisés dans les installations électriques de distribution MT ont des caractéristiques de tenue de courte durée pour les surintensités. L'objectif du plan de protection est de garantir que ces limites ne soient jamais dépassées. En général, cela signifie que :

- les situations de défaut doivent être éliminées aussi rapidement que possible sans négliger la coordination entre les dispositifs de protection placés en amont et en aval de l'équipement à protéger,
- si un défaut apparaît sur le réseau, généralement plusieurs dispositifs de protection le détectent en même temps mais seulement un seul doit agir.

Ces dispositifs peuvent être :

- des fusibles qui éliminent directement le circuit en défaut ou associés à un dispositif mécanique à percuteur qui ouvre l'interrupteur triphasé associé,
- des relais qui agissent indirectement sur les bobines des disjoncteurs.

Les dispositifs de protection, selon les normes NF C 13-100 et NF C 15-100, doivent assurer :

- la protection contre les surcharges,
- la protection des transformateurs,
- la protection contre les courts-circuits entre phases, soit par disjoncteur, soit par fusibles,
- la protection contre les défauts à la terre.

La protection contre ces différents défauts sera réalisée par :

- un disjoncteur ou des fusibles installés en amont du transformateur,
- des dispositifs propres au transformateur,
- un disjoncteur installé en aval du transformateur,

Enfin, les dispositifs de protection situés en amont du transformateur doivent être coordonnés avec ceux situés en aval.

##### **19.10.4.2. Les dispositifs de protection contre les contraintes dues au réseau**

Cette protection s'impose quand :

- il ya un risque de surtensions d'origine atmosphérique causées par un coup de foudre tombant sur (ou à proximité de) la ligne aérienne. Il dépend du niveau kéraunique  $N_k$  de la région (nombre de jours / an où le tonnerre à été entendu dans la zone du poste) est supérieur à 25

- en présence de surtensions de manœuvres lorsqu'un changement brusque des conditions de fonctionnement établies dans un réseau électrique fait apparaître des phénomènes transitoires. Ce sont généralement des ondes de surtensions à haute fréquence ou à oscillations amorties.
- les manœuvres d'un transformateur faiblement chargé ou en phase de magnétisation restent "occasionnelles" (moins de 10 par an),
- le poste est alimenté par un réseau comprenant des parties aériennes, suivies d'un câble enterré de plus de 20 m de long.

Dans les cas ci-dessus, le dispositif de protection contre les surtensions en amont du transformateur est installé généralement sur le réseau du distributeur d'énergie à proximité immédiate du transformateur, aux points de raccordement HTA.

On utilise habituellement des parafoudres et des limiteurs de surtensions (varistance à oxyde de Zinc). Dans la plupart des cas, ces protections contre les surtensions n'ont pas d'action sur les appareillages.

#### 19.10.4.3. Les dispositifs de protection contre les contraintes dues à la charge

Ce sont des surcharges dues, la plupart du temps, à l'augmentation du nombre de petites charges alimentées simultanément, à l'accroissement de la puissance absorbée par certaines grosses charges ou à l'accroissement de la puissance apparente de l'installation du fait d'une extension. L'accroissement des charges se traduit par une augmentation de l'intensité qui élève la température des circuits, ce qui peut dégrader le niveau d'isolement des équipements. Cette élévation de température réduit la longévité des appareils de l'installation.

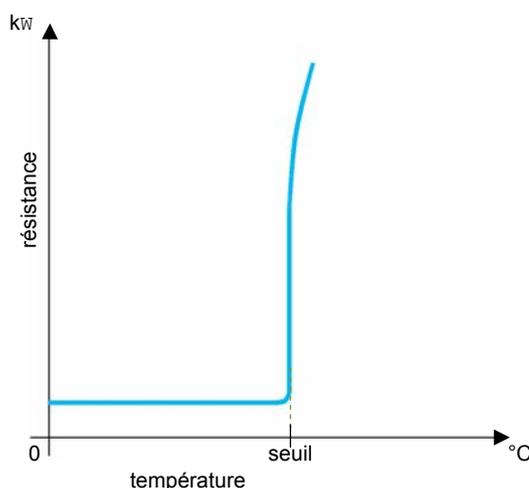
Les dispositifs de protection contre les surcharges peuvent être installés au primaire ou au secondaire du transformateur.

La protection contre les surcharges d'un transformateur est assurée par un relais électronique qui commande le disjoncteur installé au secondaire du transformateur. De tels relais, généralement appelés relais thermique de surcharge, modélisent la température d'un transformateur, en prenant en compte sa constante de temps thermique. Certains de ces relais sont capables de prendre en compte les effets thermiques des courants harmoniques dus aux charges non linéaires (redresseur, équipement informatique, variateurs de vitesse, etc.). Ces relais sont aussi capables d'indiquer le temps avant le déclenchement par surcharge et la durée de refroidissement après déclenchement. Ces informations sont très utiles pour piloter les manœuvres de délestage.

En complément de cette protection :

- les transformateurs de type «immergés» dans un diélectrique de refroidissement disposent fréquemment d'un thermostat à 2 seuils placés dans le diélectrique, le premier seuil servant à la signalisation, le second seuil au déclenchement,
- les transformateurs de type «sec enrobé» utilisent une sonde thermique PTC (coefficient de température positif) placée dans la partie la plus chaude des enroulements BT pour l'alarme et le déclenchement.

Fig. 19.10-13



#### 19.10.4.4. Les dispositifs de protection contre les défauts internes

Un défaut interne au transformateur est, le plus souvent, un défaut entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade ou détruit le bobinage, et, dans le cas de transformateur immergé à huile, provoque l'émission de gaz de décomposition. Un transformateur immergé mal protégé, peut détruire partiellement la cuve, qui laissera se répandre de l'huile enflammée. Les transformateurs de type sec enrobé évitent ce type de risque

La protection contre les défauts internes dépend du type de transformateur :

##### Transformateurs immergés

Pour les transformateurs immergés, la réglementation française impose des dispositifs prévenant et/ou limitant les conséquences d'un incident. Il s'agit en particulier des textes suivants :

- Art 432 de la NFC 13-100.
- Art 551.2.1 de la NFC 13-200.

Cette protection est exigée pour les transformateurs immergés dans un diélectrique liquide dont la puissance est supérieure à 630kVA. Elle doit être assurée par un détecteur d'émission de bulles gazeuses à 1, 2 ou 3 contacts suivants les cas :

- $630 \text{ kVA} < P \leq 5 \text{ MVA}$  : à un contact ou type 1 à deux contacts
- $5 \text{ MVA} < P \leq 20 \text{ MVA}$  : type 2 à deux contacts
- $P > 20 \text{ MVA}$  : type 3 à deux contacts

Pour les dispositifs à deux contacts, le 1<sup>ier</sup> est utilisé en signalisation (Alerte du personnel), le 2<sup>ième</sup> pour la mise hors tension.

La protection contre les défauts internes doit provoquer la coupure de la protection HTA en amont du transformateur.

- **Transformateur immergé avec respirant ou avec conservateur**

Pour ce type de transformateur, un relais Buchholz permet de détecter une faible accumulation de gaz ou une entrée d'air du fait d'une baisse de liquide par une fuite du réservoir. Il comporte un premier niveau d'alarme et un second niveau qui provoque l'ouverture immédiate de la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles). Une détection spécifique provoque également cette ouverture immédiate en cas de brusque montée du niveau d'huile dans le tuyau reliant la cuve au réservoir d'expansion, résultant d'un rapide dégagement gazeux dû à un arc ou un courant de court-circuit. Ce type de relais est souvent remplacé par un relais type DGPT (Détection Gaz, Pression, Température) adapté pour être utilisé en Buchholz dont le fonctionnement est décrit en Annexes A19.3 et A19.4 (voir figures ci-dessous).

Relais DGPT2



Fig. 19.10-14

Relais Buchholz



Fig. 19.10-15

- **Transformateur immergé à remplissage total (ERT) sans «matelas gazeux»**

Pour ce type de transformateur, le Bucholz est inadapté et remplacé par des relais de protection de type DGPT. Le seuil de gaz ou de pression déclenche la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles), le seuil de température déclenche la protection amont ou le disjoncteur aval BT.

Cette protection repose sur la détection des anomalies suivantes :

- *dégagements gazeux*, car un incident interne provoque toujours un dégagement gazeux plus ou moins important dû à la décomposition des isolants (liquides ou solides) sous l'action de l'arc électrique.
- *anomalie d'étanchéité* par la signalisation des baisses de niveau du diélectrique avec :
  - ❖ visualisation par flotteur 1
  - ❖ action électrique par flotteur 2 en cas d'une baisse importante de niveau.

Nota : le complément de remplissage du transformateur peut être fait facilement par la partie supérieure du bloc relais.

- *pression excessive* dans la cuve par un pressostat à contact électrique pré-réglé en usine à 0,2 bars (conformément à la NF C 13-200).
- *température anormale au sein du diélectrique*. En plus d'une visualisation de la température par thermomètre à cadran, deux thermostats indépendants et réglables assurent, l'un l'alarme (réglage normal à 90°C) et l'autre le déclenchement (réglage normal à 100°C).

#### Transformateurs de type sec enrobé

Nous avons vu précédemment que ce type de transformateur utilisait des isolants secs, assurant le refroidissement par l'air ambiant sans liquide intermédiaire ayant, pour certains, des qualités intrinsèques de comportement au feu élevées.

Pour ce type de transformateur la protection interne contre tout échauffement nuisible est assurée par un contrôle de la température des enroulements à l'aide de sonde à coefficient de température positif par une surveillance (sondes CTP) de température.

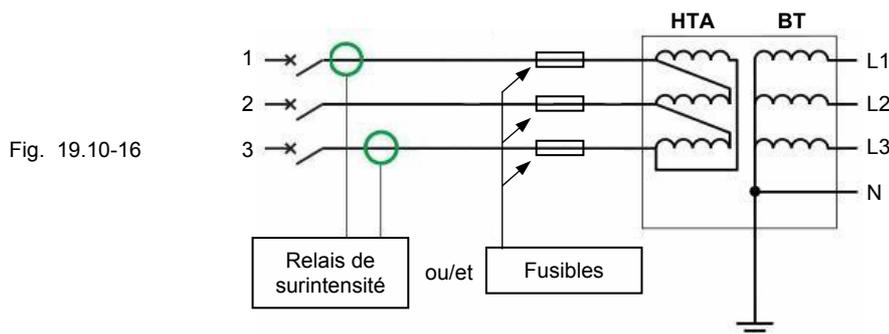
Par exemple, pour les transformateurs Trihal de France transfo, le principe est le suivant :

Deux ensembles de trois sondes CTP sont installés dans la partie active du transformateur: une sonde alarme 1 (150°C) et une sonde alarme 2 (160°C) par phase. Elle sont reliées à un convertisseur électronique comportant 2 circuits de mesure indépendants, contrôlant la variation de résistance d'un ensemble de sondes. Les sondes, placées au cœur du transformateur, voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur seuil prédéterminé. Cet accroissement est transformé par le convertisseur qui délivre des informations de type TOR pour chaque seuil.

#### **19.10.4.5. Les dispositifs de protection contre les défauts internes entre phases**

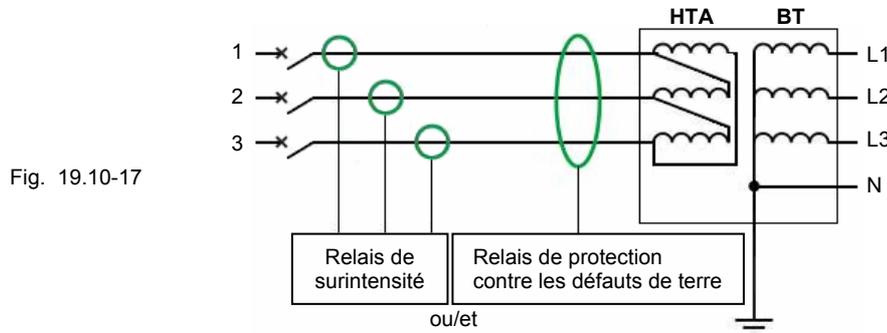
Le court-circuit interne doit être détecté et éliminé par :

- trois fusibles au primaire du transformateur, ou
- un relais de surintensité qui provoque le déclenchement du disjoncteur en amont du transformateur.



#### 19.10.4.6. Les dispositifs de protection contre les défauts internes à la terre

C'est le type de défaut interne le plus commun. Il doit être détecté par un relais à maximum de courant. Le courant de défaut à la terre peut être calculé à partir de la somme des trois courants primaires (trois transformateurs de courant sont mis en œuvre) ou par un tore spécifique. Si une grande sensibilité est nécessaire, l'utilisation d'un tore spécifique est préférable.



Remarque :

#### Protection "masse-cuve"

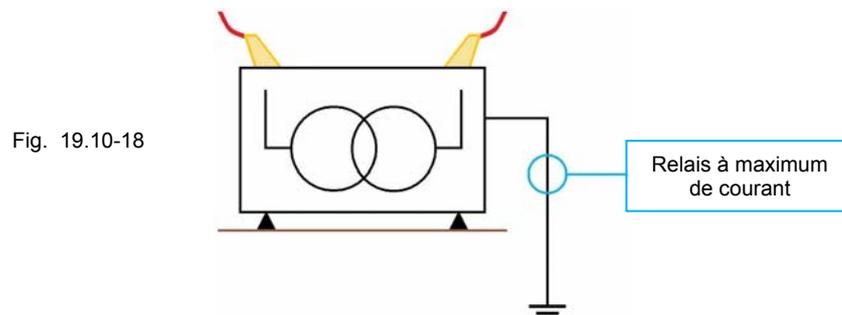
Cette disposition est recommandée par la NF C13-200 dès que la puissance du transformateur atteint la valeur de 5 MVA, et cela quelle que soit la technologie utilisée.

La mise à la masse de la cuve d'un transformateur par l'intermédiaire d'un relais indirect d'intensité signale tout défaut interne à la masse et permet la mise hors tension du transformateur.

Pour les défauts de masse, la première solution est de mesurer le courant homopolaire. Une autre solution, dite protection de terre restreinte, consiste à comparer le courant dans la connexion au neutre et la somme des courants dans les phases. On peut la ranger avec les protections différentielles. On peut également isoler la cuve du transformateur de la masse, et mesurer le courant dans la connexion reliant la cuve et la masse : on parle alors de protection masse-cuve. Si ce courant devient trop important, le transformateur doit être mis hors tension, cette protection est donc fondamentalement une protection à maximum de courant.

Il est également possible d'utiliser une protection à maximum de courant faiblement temporisée installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre). Celle-ci signale tout défaut interne à la masse et permet la mise hors tension du transformateur. Elle nécessite également d'isoler le transformateur par rapport à la terre, des précautions sont à prendre pour éviter la mise à la masse intempestive par les galets, départ gaine...

Exemple de protection de masse cuve d'un transformateur :



#### 19.10.4.7. Les dispositifs de protection contre lesurfluxage

Pour détecter le surfluxage, la mesure de la 5<sup>ème</sup> harmonique du courant est en général utilisée. Le flux est directement proportionnel au rapport tension sur fréquence, si le phénomène devient trop fort, il faut déconnecter le transformateur. De manière similaire une protection contre les surtensions, les sous-tensions ou les sous-fréquences peuvent être utilisées.

**19.10.4.8. Tableau de synthèse du choix des protections amont des transformateurs**

Ces protections identifiées selon la codification ANSI C37.2 (norme américaine), sont disponibles dans la gamme des relais SEPAM de Schneider Electric.

| défaut        | dispositif de protection adapté  | code ANSI      | Indications de réglage  |
|---------------|--|----------------|---|
| surcharge     | surveillance température diélectrique (transformateur à isolation liquide) | <b>26</b>      | alarme 90 °C - déclenchement 100 °C   |
|               | surveillance température des enroulements (transformateur sec)             | <b>49T</b>     | alarme 140 °C - déclenchement 150 °C  |
|               | image thermique  | <b>49 RMS</b>  | seuil d'alarme = 100 % de l'échauffement<br>seuil de déclenchement = 120% de l'échauffement<br>constante de temps de l'ordre de 10 à 30 minutes   |
|               | disjoncteur basse tension  |                | seuil $\geq I_n$  |
| court-circuit | fusible  |                | choix du calibre selon la méthode appareilleur  |
|               | maximum de courant phase instantanée                                       | <b>50</b>      | seuil haut > $I_{cc}$ aval  |
|               | maximum de courant à temps indépendant                                     | <b>51</b>      | seuil bas < 5 $I_n$<br>temporisation $\geq T_{aval} + 0,3$ s  |
|               | maximum de courant à temps dépendant                                       | <b>51</b>      | seuil bas à temps inverse sélectif avec l'aval, environ 3 $I_n$   |
|               | différentiel à pourcentage   | <b>87T</b>     | pente = 15 % + étendue du réglage seuil mini 30%  |
|               | Buchholz ou détection gaz et pression                                      | <b>63</b>      | logique   |
| défaut terre  | maximum de courant masse cuve  | <b>51G</b>     | seuil > 20 A, temporisation 0,1 s   |
|               | maximum de courant terre   | <b>51N/51G</b> | seuil $\leq 20\%$ $I_{max}$ défaut terre et > 10% calibre TC (si 3TC et retenue H2)<br>temporisation 0,1 s si MALT dans le réseau<br>temporisation fonction de la sélectivité si MALT sur le transformateur |
|               | différentielle de terre restreinte   | <b>64REF</b>   | seuil 10% $I_n$ , pas de temporisation  |
|               | maximum de courant terre point neutre                                      | <b>51G</b>     | seuil < $I_{permanent}$ résistance de limitation  |
| surfluxage    | contrôle de flux   | <b>24</b>      | seuil > 1,05 $U_n/f_n$<br>temporisation : temps constant 1 heure  |

**19.10.4.9. La protection des circuits en aval des transformateurs**

La protection des circuits en aval du transformateur doit être conforme aux règles des installations électriques à basse tension (comme les normes CEI 60364 ou les normes et les règlements nationaux).

En France les protections de l'installation en aval des transformateurs HTA/BT doivent être conformes à la norme NF C 15-100.

**19.10.4.10. Sélectivité entre dispositifs de protection amont et aval du transformateur**

Le poste de livraison MT à comptage BT nécessite une sélectivité entre les fusibles MT et le disjoncteur ou les fusibles BT.

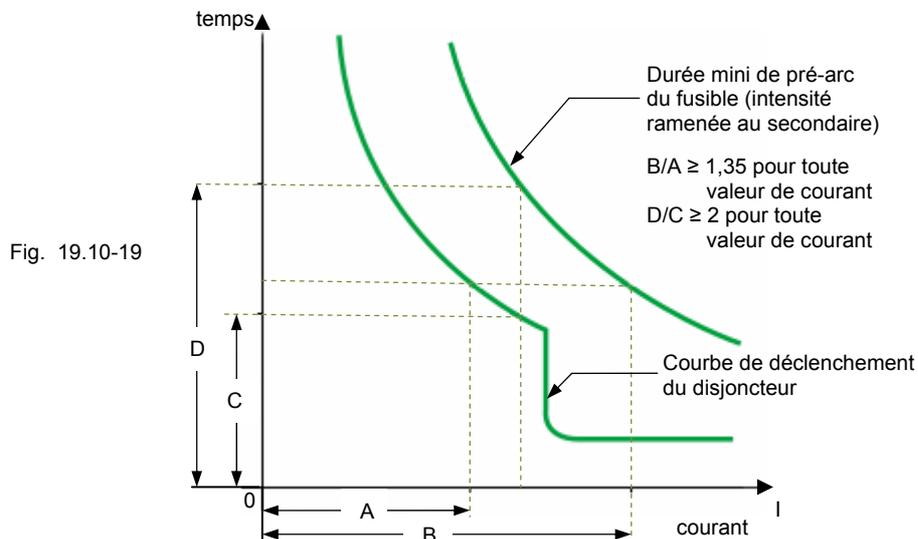
Le calibre des fusibles sera déterminé en fonction des caractéristiques du transformateur MT/BT.

Les caractéristiques du disjoncteur BT doivent être telles que, pour une condition de surcharge ou de court-circuit en aval du point où il est installé, le disjoncteur déclenche suffisamment rapidement pour garantir que :

- les fusibles MT ou le disjoncteur MT ne coupent pas,
- les fusibles MT ne soient pas dégradés par la surintensité qui les traverse.

Les caractéristiques de coupure des fusibles MT ou de déclenchement des disjoncteurs MT et BT sont indiquées sous la forme de courbes donnant le temps de fusion ou de déclenchement des protections en fonction du courant de court-circuit les traversant. Ces deux types de courbes ont une forme générale à temps inverse (avec une discontinuité pour la courbe du disjoncteur après le seuil de déclenchement instantané).

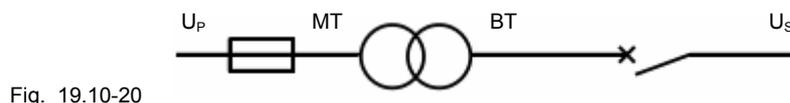
La figure 19.10-19 présente les courbes typiques pour un fusible MT et un disjoncteur BT. Pour pouvoir comparer les courants du disjoncteur BT et les courants des fusibles MT, il est nécessaire de se placer du même côté du transformateur, donc d'appliquer le rapport de transformation du transformateur (ou son inverse) à l'un des deux courants. Dans ce cas, c'est la courbe de pré-arc des fusibles situés au primaire du transformateur, qui a été ramenée au secondaire.



#### Conditions pour réaliser une sélectivité MT/BT

Les courbes de fusion du fusible ou de déclenchement du disjoncteur MT doivent être placées au dessus et à droite de la courbe du disjoncteur BT. Il est nécessaire de considérer séparément les cas où la protection MT est assurée par des fusibles ou un disjoncteur.

Schéma unifilaire de l'association des fusibles MT et des disjoncteurs BT



#### Conditions pour ne pas dégrader les fusibles MT

La courbe de temps minimum de pré-arc du fusible MT doit être :

- placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35, c'est-à-dire :
  - pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
  - pour le même temps T, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 135 A au moins.
- placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 2, c'est-à-dire :
  - pour un courant I, la courbe du disjoncteur BT passe par le point 1,5 s,
  - pour le même courant I, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 3 s au moins.

**Note 1 :** les facteurs 1,35 et 2 sont basés sur les tolérances maximales des fusibles MT et des disjoncteurs BT.

**Note 2 :** si des fusibles BT sont utilisés en lieu et place du disjoncteur BT, les mêmes facteurs doivent être pris pour comparer les courbes.

### Conditions pour garantir le non déclenchement du disjoncteur MT

La courbe de déclenchement du disjoncteur MT doit être :

- placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35 c'est-à-dire :
  - pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
  - pour le même temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur MT passe par le point 135 A au moins.
- placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un écart de 0,3 s entre les courbes.

Les facteurs 1,35 et 0,3 s sont basés sur la somme des tolérances maximales de construction des transformateurs de courant MT, des relais de protection MT et des disjoncteurs BT.

**Note** : afin de réaliser la comparaison des courbes, les courants MT sont traduits en courants équivalents BT (ou vice-versa).

#### **19.10.4.11. Sélectivité amont-aval en France**

Lorsque l'installation comporte des disjoncteurs HTA de protection en aval des fusibles ou du disjoncteur HTA de tête (cas du poste de livraison à comptage HTA avec départs HTA - zone d'application de la NF C 13-200), le temps d'élimination de 0,2 s au niveau de la protection générale ne permet pas de réaliser une sélectivité chronométrique traditionnelle.

Le distributeur peut alors accepter une sélectivité de type logique réalisée par relais indirects (voir gamme Sepam de Schneider electric). La temporisation au niveau général est au maximum de 0,3 s et l'élimination du courant de défaut est effectuée en aval en un temps maximum de 0,2 s.

### **19.10.5. La mise en parallèle des transformateurs**

#### **19.10.5.1. Généralités**

L'utilisation de deux ou plusieurs transformateurs en parallèle résulte :

- d'une augmentation des charges dont la puissance dépasse la puissance que peut délivrer un transformateur existant,
- d'un manque de place (hauteur) pour pouvoir utiliser un gros transformateur,
- d'un besoin de sécurité (la probabilité d'indisponibilité simultanée des 2 transformateurs est faible),
- ou de la standardisation d'une taille de transformateur pour l'ensemble de l'installation.

#### **19.10.5.2. Puissance totale (kVA)**

La puissance totale (kVA) disponible lorsque deux transformateurs ou plus, de même puissance, sont raccordés en parallèle est égale à la somme des puissances des appareils individuels, à la condition préalable que les rapports de transformation et impédances de court-circuit (en %) soient identiques pour chacun.

Des transformateurs de puissance différente se répartiront la charge pratiquement (mais pas exactement) au prorata de leurs puissances respectives à la condition préalable que les rapport de transformation soient identiques pour chacun et que les impédances de court-circuit (en %) à leur puissance assignée soient identiques (ou très voisines).

Dans ces cas, pour deux transformateurs, un total de plus de 90 % de la valeur des deux puissances assignées est disponible.

Il est recommandé d'éviter le couplage permanent de transformateurs dont le rapport des puissances en kVA est supérieur à 2.

### 19.10.5.3. Conditions de mise en parallèles

Afin de limiter les inévitables circulations de courant entre les secondaires des transformateurs mis en parallèle, les conditions suivantes doivent être respectées :

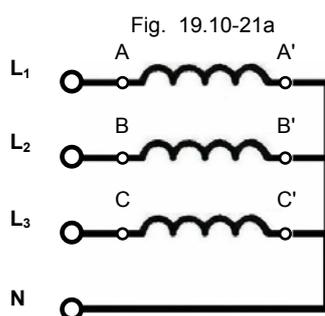
- Les transformateurs doivent être alimentés par le même réseau,
- Les connexions de raccordement doivent être de même longueur et de même caractéristiques,
- Les tensions assignées au primaire et au secondaire doivent être les mêmes; cela est évident à cause du branchement en parallèle, par conséquent les rapports de transformation des deux transformateurs doivent être les mêmes, avec une certaine tolérance (tensions au secondaire avec un écart maximum de 0,4%), et l'étendue des prises doit être similaire. Si cette condition n'est pas remplie, ou pas parfaitement, il apparaît un courant de circulation entre les transformateurs à cause de la différence de tension entre eux.
- Pour des raisons similaires, le déphasage ou indice horaire entre les tensions primaires et secondaires des transformateurs doit être le même .
- De plus les tensions de court-circuit relatives (exprimées en pourcentage) des transformateurs doivent être identiques, avec une certaine tolérance (10% près). En effet, cette valeur va déterminer la répartition de la charge entre les transformateurs. Si les valeurs diffèrent, le transformateur avec l'inductance la plus faible et la tension de court-circuit la plus faible, est traversé par un courant plus important. L'un peut ainsi être en surcharge et pas l'autre, on ne peut alors utiliser la totalité de la puissance des transformateurs.
- Enfin, il est conseillé de mettre en parallèle des transformateurs de puissances apparentes proches (n'excédant pas un rapport 1 : 2), la tension de court-circuit dépendant en effet en partie de la taille du transformateur.

### 19.10.5.4. Les couplages usuels

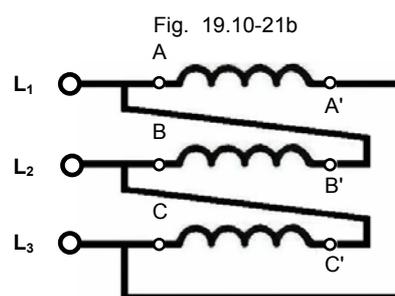
Les enroulements des transformateurs, qu'ils se trouvent dans une même cuve dans le cas d'un transformateur triphasé ou répartis dans 3 transformateurs monophasés, peuvent être connectés de différentes manières entre eux et aux trois phases du réseau. Ces différentes connexions sont appelées *couplage*.

#### Mode de couplage

*Au primaire* les enroulements sont repérés par des lettres majuscules. Ils peuvent être connectés soit en étoile (représenté par la lettre Y) soit en triangle (représenté par la lettre D ou  $\Delta$ ).



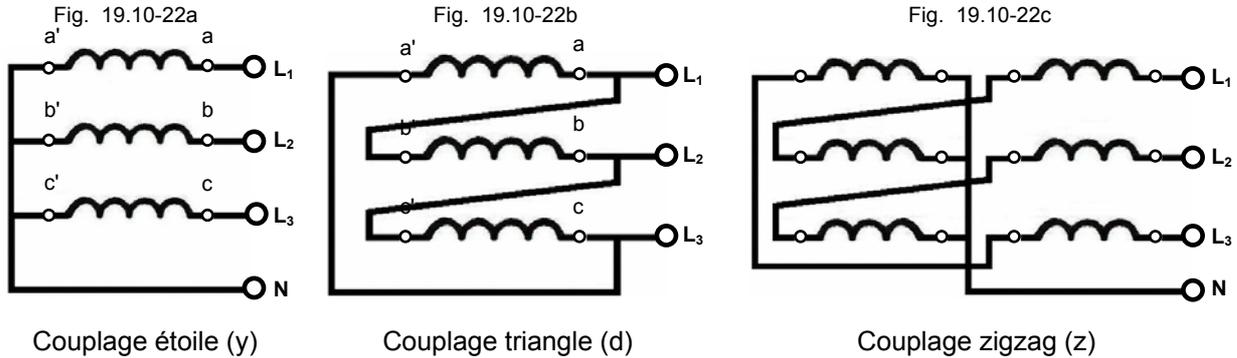
Couplage étoile (Y)



Couplage triangle (D)

- Dans la connexion étoile chaque enroulement de phase d'un transformateur triphasé est connecté à un point commun (point neutre) qui peut être mis ou non à la terre. L'autre extrémité étant reliée à la borne de ligne correspondante. La tension aux bornes des bobines est la tension entre phases divisée par  $\sqrt{3}$ . Le courant traversant les bobines est le courant de ligne.
- Dans la connexion triangle, la connexion des enroulements de phase d'un transformateur triphasé est effectuée de manière à réaliser un circuit fermé. La tension aux bornes des bobines est la tension entre phases. Le courant traversant les bobines est le courant de ligne divisé par  $\sqrt{3}$ . Ce couplage ne peut être mis à la terre.

Au secondaire les enroulements sont repérés par des lettres minuscules. Ils peuvent être couplés de 3 manières différentes : étoile (y), triangle (d) et zigzag (z)



- Dans le couplage zigzag, la connexion des enroulements consiste à répartir l'enroulement en deux sections, la première section étant connectée en étoile et la seconde en série entre la première section et les bornes de ligne : les deux sections sont disposées de telle sorte que chaque phase de la deuxième section soit enroulée sur une colonne du transformateur différente de celle de la première section à laquelle elle est connectée. Elle est représentée par la lettre Z. Elle combine certains des avantages des connexions étoiles et triangle. Ainsi, elle peut être mise à la terre de la même manière que les connexions étoiles. Par ailleurs, comme la connexion en triangle, la connexion zigzag supprime les harmoniques de rang 3. Parmi ses défauts, il est relativement complexe à construire.

#### Codification des couplages

Le symbole de couplage des transformateurs indique les modes de connexions des enroulements et déphasages relatifs, exprimés par une combinaison de lettres. La majuscule représente la haute tension du transformateur. La minuscule représente la basse tension du transformateur.

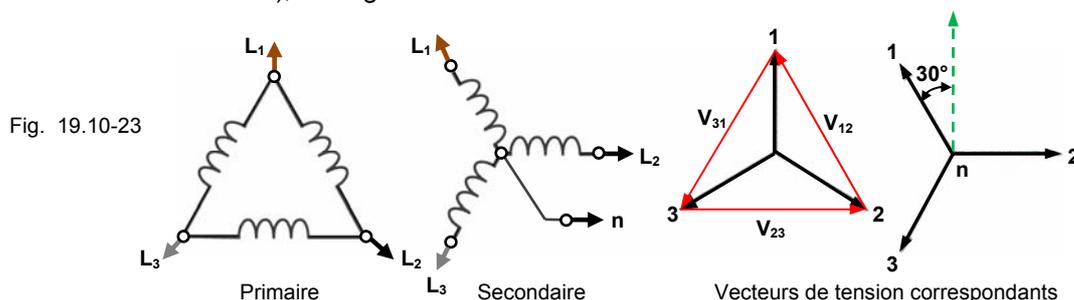
On obtient ainsi 6 couplages possibles entre primaire et secondaire d'un transformateur triphasé :

- 1) **Y - y** : étoile –étoile
- 2) **Y - d** : étoile-triangle
- 3) **Y - z** : étoile-zigzag
- 4) **D - y** : triangle- étoile
- 5) **D - d** : triangle –triangle
- 6) **D - z** : triangle-zigzag

Lorsque le neutre est distribué, la codification est complétée par la lettre « n » représentant le neutre sorti au secondaire. Enfin, l'indice de couplage est complété par un « indice horaire » qui donne, par pas de 30 °, le déphasage horaire en 12<sup>ème</sup> de tour entre le primaire et le secondaire du transformateur.

Par exemple, le transformateur d'indice de couplage « Dyn11 » (très fréquemment retenu en France pour les transformateurs de 100 à 3150 kVA) définit que :

- le système triphasé de tension élevé est en « triangle » ;
- le système triphasé de tension basse est en « étoile » avec neutre sorti (indiqué par le « n ») ;
- le décalage entre les deux systèmes est de 330 ° (soit 11×30 ° en sens horaire ou encore - 30 ° en sens anti-horaire), voir figure ci-dessous.



### Comparatif entre les différents couplages

- La connexion étoile a les avantages suivants :
  - plus économique pour les transformateurs de haute tension
  - a un point de neutre disponible
  - permet la mise à la terre directe ou la mise à la terre à travers une impédance
  - permet de réduire le niveau d'isolation du neutre (isolation graduée)
  - permet de loger les prises d'enroulement et les changeurs de prises à l'extrémité neutre de chaque phase
- La connexion triangle a les avantages suivants :
  - plus économique pour un enroulement à courant fort et à basse tension
  - combiné avec un enroulement à couplage étoile, réduit l'impédance homopolaire dans cet enroulement
  - si la connexion est réalisée à l'aide de transformateur monophasé, en cas de perte d'une unité, les deux autres phases peuvent continuer à transmettre de la puissance.

Et les désavantages suivants :

- absence de neutre
  - en cas de surtension transitoire, l'absence de neutre fait que les tensions dans les différents enroulements ne sont pas égales. La tension phase neutre peut devenir particulièrement élevée. Il faut donc augmenter les distances d'isolement en conséquence, ce qui entraîne un surcoût.
- La connexion en zigzag a les avantages suivants :
    - peut recevoir une charge de courant de neutre avec une basse impédance homopolaire inhérente
    - réduit le déséquilibre de tension dans les réseaux où la charge n'est pas réparti également entre les phases.

### Utilisations

Les avantages et les défauts des différents couplages conditionnent leurs utilisations.

- Pour les grands transformateurs dans le réseau très haute tension le couplage YNyn0 ou YNyd5 est souvent utilisé car il permet de réduire la tension aux bornes des enroulements d'un facteur 3 et donc de réduire d'autant l'isolant. Il permet également une mise à la terre de faible impédance.
- Pour les transformateurs reliant le réseau très haute tension à la moyenne tension, un couplage Yy0 est adapté pour les mêmes raisons que précédemment. De plus les réseaux haute tension ne présentent normalement peu de dissymétrie : il n'est pas nécessaire de les compenser avec un enroulement triangle.
- Le couplage Yz5 est utilisé pour les transformateurs de distribution électrique d'une puissance inférieure à 250 kVA. Les propriétés de rééquilibrage de la tension sont en effet très utiles dans un réseau de distribution où les charges ne sont pas forcément également réparties entre les différentes phases (les particuliers sont connectés en monophasé).
- Le couplage Dy5 est utilisé pour les transformateurs de distribution électrique d'une puissance supérieure à 250 kVA. L'économie de cuivre par rapport au couplage Yz5 devient alors intéressante, un Dz5 serait difficile pour les petites puissances car le diamètre du câble des enroulements deviendrait trop faible.
- Pour les transformateurs associés à des moteurs un couplage Yd5 est privilégié, tout comme pour la connexion des générateurs électriques des centrales électriques : du côté où le courant est fort on connecte en delta pour le réduire, côté haute-tension on connecte en étoile pour la réduire.

### 19.10.6. Critères de choix

Le tableau suivants regroupe les principaux paramètres d'un transformateur à préciser au fournisseur du matériel avec quelques valeurs types.

#### 19.10.6.1. Paramètres généraux communs à toutes les technologies

|                                  |                                       |   |
|----------------------------------|---------------------------------------|---|
| <b>puissance assignée (kVA)</b>  |                                       | 160 - 250 - 400 - 630 - 800 - 1000 - 1250 - 1600 - 2000 kVA ... |
| <b>fréquence (Hz)</b>            |                                       | f = 50 Hz en général, ou 60 Hz en application particulière      |
| <b>type de fonctionnement</b>    |                                       | En général abaisseur  |
| <b>tensions primaires</b>        | tension(s) assignée(s) U <sub>1</sub> | 5,5 - 6,6 - 10 - 15 - 20 ou 33 kV                               |
|                                  | niveau d'isolement                    | 7,2 - 12 -17,5 -24 - 36 kV                                      |
| <b>tensions secondaires</b>      | tension(s) assignée(s) U <sub>2</sub> | BT : 237 - 410 - 525 ou 690 V                                   |
|                                  | niveau d'isolement                    | BT : 1,1 kV   |
|                                  | tension de court-circuit (%)          | De 4 à 6 % selon la puissance et la technologie du diélectrique |
| <b>réglage hors tension</b>      | par prises de réglage                 | Standard = ± 2,5 %, spéciales (+- 5 %) ou à plusieurs positions |
| <b>couplage</b>                  | transformateur abaisseur              | Exemples : Dyn 11 - Yzn 11 - Y(N) y(n)o                         |
| <b>marche en parallèle</b>       |                                       |   |
| <b>altitude d'utilisation</b>    |                                       | ≤ 1000 m  |
| <b>température d'utilisation</b> | standard                              | - 25 °C à + 40 °C   |
|                                  | moyenne journalière                   | 30 °C (standard NF C 15-100 et CEI 76)                          |
|                                  | moyenne annuelle                      | 20 °C (standard NF C 15-100 et CEI 76)                          |
| <b>mode d'installation</b>       | extérieur ou intérieur en cabine      |   |

#### 19.10.6.2. Paramètres spécifiques de la technologie du diélectrique choisi

| diélectrique                                  |             | Sec enrobé dans la résine                                 | immergé huile minérale.   |
|---|-------------|---|---|
| <b>type de moulage / remplissage</b>          |             | Enrobé et moulé sous vide                                 | ERT ou respirant  |
| <b>classe thermique et échauffement</b>       |             | Classe thermique F, soit : enroulements 100 °C maxi       | Classe thermique A, soit au maxi. : . enroulements 65 °C, diélectr. 60 °C.  |
| <b>refroidissement</b>                        | naturel     | AN (air natural)  | ONAN (oil natural air natural)  |
|   | forcé       | AF (air forced)   | ONAF (oil natural air forced)   |
| <b>raccordement MT</b>                        | boulonné    | Sur plages  | Sur traversées porcelaine   |
|   | embrochable | Sur parties fixes embrochables HN 52 S 61                 |   |
| <b>raccordement BT</b>                        |             | Sur jeux de barres ou autre                               | Par traversées porcelaine. ou passe-barres  |
| <b>dispositifs de protection interne</b>      |             | Sonde PT 100 ou PTC associée à convertisseur électronique | DGPT2, thermostat, thermomètre, relais Buccholz + assécheur d'air.  |
| <b>protection contre les contacts directs</b> |             | Transformateur nu : IP 00, ou avec enveloppe : IP 31-5.   | Transfo. nu avec passe-barres BT et bornes HTA porcelaine : IP 00. Transfo. avec passe-barres BT capoté et bornes HTA embrochables : IP 21-0. |
| <b>verrouillage</b>                           |             | Panneaux mobiles et bornes embrochables                   |   |