

REPUBLIQUE DU SENEGAL



**ECOLE POLYTECHNIQUE**

**DE THIES** Gm. 0245

**PROJET DE FIN D'ETUDES**

**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR DE CONCEPTION**

**TITRE : DIMENSIONNEMENT , CONSTRUCTION ET  
IMPLANTATION DES TRANSFORMATEURS  
DE PUISSANCE**

**DATE: JUIN 1988**

**Auteur : SERIGNE TAHIROU DIAGNE**

**Directeur : IGOR SABATIN**

— A MES PARENTS —

## TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
i) Remerciements	
ii) Sommaire	
iii) Introduction	
<u>CHAPITRE I</u> - Calcul des transformateurs	1
1) données du problème	1
2) Grandeur de base du calcul : Induction maximale	1
3) Principe de la conduite du calcul	2
<u>CHAPITRE II</u> - Exemple de dimensionnement d'un transformateur	6
1) Section du noyau	6
2) Nombre de spires du primaire et du secondaire	8
3) Bobinage basse tension	9
4) Bobinage	12
5) Circuit magnétique	16
<u>CHAPITRE III</u> - Construction des circuits magnétiques	
1) - Circuit magnétique du transformateur monophasé	21
2) - Circuit magnétique du transformateur triphasé	24
<u>CHAPITRE IV</u> - Construction des bobinages BT et MT	25
1) enroulements électriques	25
2) Pièces constructives du transformateur	27

<u>CHAPITRE V</u> - Cuve de transformateur et refroidissement	30
1) Cuve de transformateur et ses accessoires	30
2) Systèmes de refroidissement des transformateurs	31
3) Traitement de l'huile des transformateurs	33
<u>CHAPITRE VI</u> - Essais	36
1) essais individuels	36
2) essais de type	42
<u>CHAPITRE VII</u> - Protection	44
- Conclusion	49
- Bibliographie	50
- Annexes	

## Remerciements

Tous nos remerciements et toute notre gratitude à :

- Monsieur IGOR SABATIN professeur à l'EPT et directeur du projet.
- Monsieur Mamadou N'Diaye , ingénieur à la centrale de BEL-AIR - SENELEC .
- Aux travailleurs de l'atelier d'entretien des transformateurs à la centrale de BEL-AIR .

Enfin , nos remerciements à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail , d'une manière ou d'une autre .

## Sommaire

Cette étude traite du calcul et de la construction des différents éléments d'un transformateur. Essentiellement:

- le dimensionnement complet d'un transformateur en partant de l'induction maximale comme grandeur de base.
- la technologie des circuits magnétiques, des bobinages et de la cuve d'un transformateur
- l'huile et son entretien, les essais et la protection

## Introduction

L'énergie électrique produite aux centrales équipées d'alternateurs et de génératrices, est transformée aux sous-stations à l'aide d'appareils électriques pour être transportée par des lignes de réseaux électriques. Elle est ensuite retransformée et distribuée aux récepteurs.

L'utilisation de transformateurs de distribution touchant tous les secteurs de la consommation de puissance électrique, nous nous proposons de faire une étude pratique de la conception des transformateurs servant de prélude à la conception d'un atelier de réparation à la SENELEC, vu qu'elle ne dispose qu'un atelier pour le retraitement d'huile des transformateurs.

## CHAPITRE I - Calcul des transformateurs

### 1%. Données du problèmes

a) Les données fondamentales sont :

- le type du transformateur
- la puissance nominale
- les tensions primaires et secondaires
- la fréquence

b) S'il s'agit d'un transformateur polyphasé, chaque paire d'enroulements et le noyau sur lequel il est placé se traite comme s'il s'agissait d'un transformateur monophasé. Alors la puissance se partage également entre les phases et c'est la puissance apparente totale qu'on indique.

### 2%. Grandeur de base du calcul : Induction maximale

Si, pour réduire la section du noyau ou le nombre des spires et par conséquent la résistance des enroulements, il y a intérêt à augmenter l'induction, on ne peut aller trop loin dans cette voie à cause des pertes dans le fer qui prennent des valeurs prohibitives. En effet on peut les représenter approximativement par une relation de la forme  $P_f = k B_m^2$ ; ainsi elles deviennent quatre fois plus grandes quand  $B_m$  double.



De plus, la perméabilité diminue quand l'induction croît au delà d'une certaine valeur, le fer "se sature"; bref, pour des tôles de composition déterminée, il ne faut pas dépasser une certaine valeur de  $B_m$  et dans la pratique,  $B_m$  varie, pour les transformateurs industriels de puissance de 1 à 1,5 Tesla, suivant le mode de refroidissement, la valeur de la puissance apparente.

On doit donc retenir que : La valeur maximale  $B_m$  de l'induction dans les tôles est pratiquement imposée et domine le calcul d'un transformateur.

### 3% Principe de la conduite du calcul

Après le choix de  $B_m$ , le calcul repose sur la relation qui relie la tension primaire  $U_1$  à la fréquence et au flux, soit :

$$U_1 = 4,44 f N_1 \Phi_m$$

Comme  $U_1$  (en volts) et  $f$  (en hertz) sont données, on aura  $N_1$  si l'on connaît  $\Phi_m$  (en webers)

#### a) Calcul du nombre de spires du primaire

La relation précédente donne  $N_1$  si l'on connaît  $\Phi_m$ , c'est à dire la surface  $s$  de fer du noyau puisqu'on connaît  $B_m$ .

Dans les bureaux d'études ; on dispose de tableaux établis par la comparaison des résultats obtenus sur les très nombreux transformateurs déjà construits et qui donnent la section  $s$  à adopter pour la puissance apparente  $S$  qu'on veut obtenir. Quand on ne dispose pas de ce tableau, il est commode d'employer une formule empirique ; c'est à dire basée sur les résultats d'une longue expérience, qui permet d'obtenir  $\Phi_m$  pour une puissance apparente  $S$  déterminée.

Elle est de la forme  $\Phi_m = A\sqrt{S}$

Dans laquelle  $A$  est une "constante" qui dépend des unités employées pour évaluer  $\Phi_m$  et  $S$ , du type de transformateur et qu'on peut choisir entre deux valeurs extrêmes.

La valeur de  $\Phi_m$  qu'on obtient ainsi permet de calculer la section de fer ( $s$ ) puis le nombre de spires du primaire ( $N_1$ ).

$$s = \Phi_m : B_m$$

$$N_1 = U_1 : 4,44 f \Phi_m$$

b). Calcul du rapport de transformation et du nombre de spires du secondaire

Par analogie avec d'autres transformateurs, on se donne la chute relative  $\epsilon$ , par exemple  $\epsilon \approx 5\%$ , ce qui permet de calculer le rapport de transformation :  $k = U_{20} : U_1$

où  $U_{20}$  représente la tension à vide

On peut calculer donc le nombre de spires du secondaire :  $N_2 = k \cdot N_1$

La tension secondaire et la puissance apparente permettent de calculer le courant secondaire :

$$I_2 = S : U_2$$

et une valeur approchée du courant primaire :

$$I_1 = I_2 : k$$

Avec le choix des densités de courant acceptables (1,5 à 3,5 A/mm<sup>2</sup>), on a donc, en première approximation, les sections des conducteurs et cela permet de choisir la longueur du noyau en tenant compte de la disposition qu'on veut donner aux enroulements.

La section du noyau est fixée, mais on dispose de différentes formes ; la circulaire serait la plus

avantageuse mais sa réalisation est encore technique-  
-ment à peu près impossible ; celle en croix donne  
un bon remplissage avec des bobines cylindriques  
faciles à exécuter.

On calcule alors les bobinages, on détermine  
leur mise en place et l'on a tout ce qu'il faut  
pour calculer leurs résistances  $R_1$  et  $R_2$ , les effets  
Joule à pleine charge, mais on doit vérifier que la  
surface libre des enroulements permet une évacuation  
suffisante des calories produites, ce qui exige une  
surface minimale de  $20 \text{ cm}^2/\text{W}$  dans les conditions  
ordinaires d'un refroidissement naturel, à l'air. Si cette  
surface est insuffisante, on doit modifier la longueur  
des bobines.

Les dimensions définitives des enroulements donnent  
celles des noyaux, des culasses et l'on peut alors, du  
volume du fer, déduire les pertes dont il est le siège.  
Cela permet de déterminer le rendement à pleine charge  
et la chute de tension, compte tenu des fuites  
magnétiques.

## CHAPITRE II - Exemple de dimensionnement d'un transformateur

Dans ce chapitre, on fera le calcul d'un transformateur monophasé de 4 kVA, 3170 - 120 V, 50 Hz avec circuit magnétique à colonnes, refroidissement à air libre et enroulements concentriques.

### 17- Section du noyau

Puisque le refroidissement du transformateur est à l'air libre, l'induction dans les noyaux ne doit pas avoir une valeur trop élevée.

Nous choisirons  $B_n = 1,18 \text{ T}$

Une valeur approchée du flux maximal dans chacun des noyaux est donnée par la relation empirique  $\Phi_n = A\sqrt{S}$ .

Si  $\Phi_n$  est en webbers et  $S$  en kVA, il faut que :

$$22 \cdot 10^{-4} < A < 35 \cdot 10^{-4}$$

Les valeurs élevées de  $A$  convenant aux petits transformateurs, nous prenons  $A = 28 \cdot 10^{-4}$

$$\text{il vient } \Phi_n = 28 \sqrt{4} : 10^4 = 56 \cdot 10^{-4} \text{ Wb}$$

$$\text{d'où la section nette de fer } s' = 56 \cdot 10^{-4} : 1,18 = 47,5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$s' = 47,5 \text{ cm}^2$$

La section géométrique est un peu supérieure par suite de l'isolement entre tôles :

$$s_g = s' / m$$

Le coefficient  $m$ , appelé coefficient d'utilisation, est fonction de l'épaisseur des tôles et de leur isolant, il a pour valeur 0,86 pour la qualité de tôles utilisées ici, d'où :

$$s_g = 47,5 / 0,86 = 55,2 \text{ cm}^2$$

Cette section étant approchée, on se fixe la forme du noyau (section à gradins) et ses dimensions, puis on calcule la section définitive :

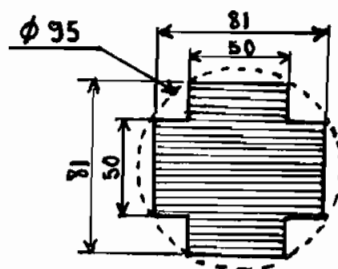


FIG 1

$$s_g = 5 \times 3,1 + 5 \times 8,1 = 56 \text{ cm}^2$$

d'où  $s = 56 \times 0,86 = 48,2 \text{ cm}^2$  (section nette)

Comme cette valeur est un peu différente de la valeur  $s'$  calculée précédemment, on doit vérifier si le coefficient  $A$  est encore acceptable.

$$\Phi_n = 1,18 \times 48,2 \cdot 10^{-4} = 57 \cdot 10^{-4} \text{ Wb}$$

$$A = 57 \cdot 10^{-4} / \sqrt{4} = 28,5 \cdot 10^{-4} \text{ qui est voisin de } 28 \cdot 10^{-4}$$

27. Nombre de spires du primaire et du secondaire

$$N_1 = U_1 : (4,44 f \Phi_m)$$

$$N_1 = 3170 : (4,44 \times 50 \times 0,0057) = 2520$$

Soit  $2520 : 2 = 1260$  spires par noyau.

Calculons maintenant le rapport de transformation puis le nombre de spires de l'enroulement secondaire

$$k = U_{20} / U_1$$

Si on admet une chute de tension relative de 5%, on a :

$$\frac{U_{20} - U_2}{U_{20}} = 0,05 \quad \text{d'où} \quad U_2 = 0,95 U_{20}$$

et par conséquent  $k = \frac{U_2}{0,95 U_1}$

$$k = \frac{120}{0,95 \times 3170} = 0,04$$

$$N_2 = k N_1 = 0,04 \times 2520 = 100,8$$

Soit 50 spires par noyau

### 37. Bobinage basse tension

En se reportant aux transformateurs déjà construits, on peut se fixer une hauteur approximative de l'enroulement basse tension, valeur qu'il sera peut-être nécessaire de modifier si, d'après les calculs, la surface de refroidissement est insuffisante ou si, au contraire, elle apparaît comme trop large.

$$\text{Soit : } H'_2 \approx 150 \text{ mm}$$

Proposons-nous de réaliser un enroulement à une seule couche. L'espace libre par spire en hauteur est alors

$$a = 150 / 50 = 3 \text{ mm}$$

En tenant compte d'une épaisseur de 0,6 mm pour l'isolement du conducteur, l'épaisseur du conducteur nu est de  $3 - 0,6 = 2,4 \text{ mm}$

Intensité du courant secondaire

$$I_2 = 4000 / 120 = 33,4 \text{ A}$$

Puisque le refroidissement est à l'air libre, on admet une densité de courant relativement faible, soit  $\delta'_2 = 1,8 \text{ A/mm}^2$   
d'où la section du conducteur :

$$s'_2 = 33,4 / 1,8 = 18,5 \text{ mm}^2 \text{ (section nette)}$$

On choisit un fil de cuivre à section rectangulaire de dimensions  $s_2 = 2,4 \times 8 = 19,2 \text{ mm}^2$ , ce qui conduit



à une densité de courant plus faible :

$$\delta_2 = 33,4 / 19,2 = 1,74 \text{ A/mm}^2 \text{ (valeur acceptable)}$$

Le conducteur isolé a pour dimensions :

$$(2,4 + 0,6)(8 + 0,6) = 3 \times 8,6 = 25,8 \text{ mm}^2$$

La hauteur réellement bobinée  $H_2 = 3 \times 50 = 150 \text{ mm}$   
correspond à la hauteur choisie au début de ce calcul.

La disposition de l'enroulement est représentée à la figure ci-dessous :

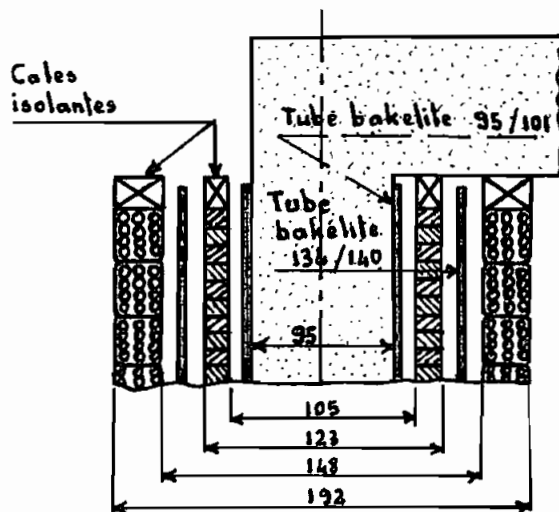


FIG 2

On met en place sur le noyau un tube de bakélite de diamètres intérieur et extérieur 95 et 101 mm

Le diamètre intérieur prévu pour l'enroulement est de 105 mm, ce qui laisse un espace entre le tube et l'enroulement pour faciliter l'évacuation des calories dégagées.

Puisque l'épaisseur de l'enroulement est de 8 mm, son diamètre moyen a pour valeur  $105 + 8 = 113$  mm et la longueur du cuivre utilisé par noyau est :

$$l = \pi \times 11,3 \times 50 = 1780 \text{ cm} = 17,8 \text{ m}$$

soit  $2 \times 17,8 = 35,6$  m pour les deux noyaux.

On peut alors calculer la résistance de l'enroulement secondaire sachant que la résistivité du cuivre à chaud est de  $2,0 \mu\Omega \cdot \text{cm}^2/\text{cm}$  :

$$R_2 = \rho \frac{l_2}{S_2}$$

$$R_2 = \frac{2 \cdot 10^{-6} \times 3560}{0,192} = 0,037 \Omega$$

Pertes Joule au secondaire :

$$R_2 I_2^2 = 0,037 \times (33,4)^2 = 41 \text{ W}$$

On prendra comme surface de refroidissement la surface intérieure seule :

$$S_2 = \pi \times 10,5 \times 15 \times 2 = 999 \text{ cm}^2$$

elle doit évacuer donc :

$$\frac{999}{41} = 24 \text{ cm}^2/\text{W}$$

Cette valeur est acceptable, elle est un peu supérieure à  $20 \text{ cm}^2/\text{W}$ . Le bobinage basse tension ne chauffera donc pas de manière exagérée et il n'y a pas lieu de modifier sa hauteur.

#### 49- Bobinage haute tension

Choisissons la même hauteur approchée pour l'enroulement haute tension, soit  $H'_1 \approx 150 \text{ mm}$

Courant primaire :  $I_1 = k I_2$

$$I_1 = 0,04 \times 33,4 = 1,34 \text{ A}$$

Prenons la même densité que pour le secondaire, soit  $\delta'_1 = 1,8 \text{ A/mm}^2$

$$\text{d'où } s'_1 = \frac{1,34}{1,8} = 0,75 \text{ mm}^2$$

Utilisons un conducteur de section circulaire :

$$\frac{\pi d_1'^2}{4} = 0,75$$

$$\text{soit } d_1' = \sqrt{(0,75 \times 4) / \pi} = 0,98 \text{ mm}$$

On choisit un fil nu de diamètre immédiatement supérieur à cette valeur, soit  $d_1 = 10/10 \text{ mm}$ .

Section du conducteur :

$$s_1 = (\pi \times 1^2) / 4 = 0,785 \text{ mm}^2$$

Densité de courant :

$$S_1 = 1,34 / 0,785 = 1,71 \text{ A/mm}^2 \quad (\text{acceptable})$$

Le conducteur émaillé et isolé d'une couche coton pour diamètre 13/10 mm.

Le nombre de spires par colonne étant égal à 1260, on peut les répartir en six bobines de 210 spires chacune.

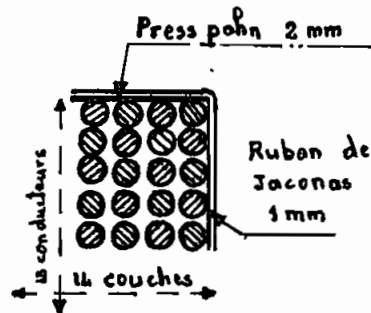


FIG 3

schema d'une bobine

Chaque bobine est protégée en dessus et en dessous par un anneau de presspahn de 2 mm, puis un ruban de jaconas enveloppe l'ensemble (épaisseur 1 mm), ce qui porte l'épaisseur d'isolant par bobine à  $2 + 2 + 1 + 1 = 6 \text{ mm}$

La hauteur disponible pour placer verticalement les spires n'est plus que de  $150 - 6 \times 6 = 114 \text{ mm}$ ,

ce qui permet de placer :  $114 / 1,3 = 86,8$  spires

soit  $86,8 / 6 = 14,6$  spires par bobine

Puisque le nombre de spires par bobine est de 210, on adopte par bobine 14 couches de 15 spires.

Ainsi, la hauteur bobinée a pour valeur :

$$H_1 = 15 \times 1,3 \times 6 + 6 \times 6 = 153 \text{ mm}$$

On doit s'assurer si la tension entre deux couches n'est pas excessive :

$$U_c = \frac{2 \times 15 \times 3170}{2520} = 38 \text{ V}$$

Un papier de  $\frac{1}{10}$  mm est alors placé entre deux couches successives pour assurer l'isolement, d'où l'épaisseur d'une bobine :

$$a_1 = 1,3 \times 14 + 0,1 \times 14 + 2 = 22 \text{ mm}$$

Entre les enroulements basse et haute tension, on met un tube bakérisé de dimension 134 / 140 (fig 2) et ainsi le diamètre intérieur des bobines peut être pris égal à 148 mm.

$$\text{Diamètre moyen : } 148 + 22 = 170 \text{ mm}$$

Longueur de l'enroulement :

$$l_1 = \pi \times 170 \times 2520 = 135 \cdot 10^4 \text{ mm} = 1350 \text{ m}$$

Résistance de l'enroulement à chaud :

$$R_1 = \frac{2 \times 10^{-6} \times 135\,000}{0,00785} = 34,4 \, \Omega$$

Pertes Joule au primaire :

$$R_1 I_1^2 = 34,4 \times 1,34^2 = 62 \text{ W}$$

Comme surface de refroidissement, on ne considère que la surface extérieure :

$$S_1 = \pi \times 19,2 \times 15,3 \times 2 = 1840 \text{ cm}^2$$

$$\text{Soit } \frac{1840}{62} = 29,7 \text{ cm}^2/\text{W} \quad (\text{valeur acceptable})$$

## 57. Circuit magnétique

Les dimensions du circuit magnétique sont maintenant faciles à déterminer. Les enroulements sont maintenus en place et isolés des culasses par des cales d'environ 20 mm de hauteur, ce qui permet d'adopter une hauteur de noyaux de  $153 + 40 = 193$  mm environ, soit 195 mm.

Si l'on admet un espace de 5 mm entre les deux enroulements, la longueur d'une culasse est :

$$l_c = \frac{2 \times 192}{2} + \frac{2 \times 95}{2} + 5 = 292 \text{ mm}$$

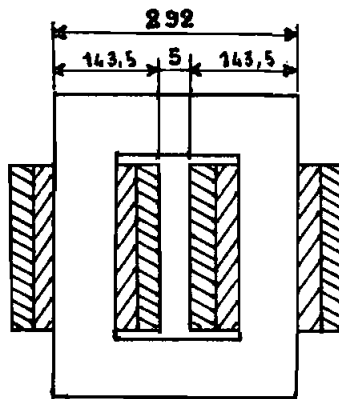


FIG 3

La section de la culasse est environ 1,3 fois la section du noyau d'où

$$s_c = 48,2 \times 1,3 = 62,5 \text{ mm}^2 \text{ (section nette)}$$

Induction dans la culasse :

$$B_c = 1,18 / 1,3 = 0,91 \text{ T}$$

masse des colonnes :

$$2 \times 0,482 \times 1,95 \times 7,6 = 14,3 \text{ kg}$$

masse des culasses :

$$2 \times 0,625 \times 2,92 \times 7,6 = 27,8 \text{ kg}$$

Les pertes fer pour la qualité de tôles utilisées sont de 1,6 W/kg et pour 1 T

Pertes dans les colonnes :

$$1,6 \times 1,18^2 \times 14,3 = 31,4 \text{ W}$$

Pertes dans les culasses :

$$1,6 \times 0,91^2 \times 27,8 = 36,8 \text{ W}$$

$$\text{Pertes fer : } 31,4 + 36,8 = 68,2 \text{ W}$$

On majore habituellement cette valeur de 10% pour



tenir compte des pertes supplémentaires que l'on n'a pas pu calculer (pertes par courants de Foucault dans les conducteurs de cuivre, les boulons, etc...);

$$\text{d'où : } P_f = 68,2 \times 1,1 = 75 \text{ W}$$

$$\text{Pertes joules : } P_j = 41 + 62 = 103 \text{ W}$$

Rendement à pleine charge pour  $\cos \alpha_2 = 1$

$$\eta = \frac{U_2 I_2 \cos \alpha_2}{U_2 I_2 \cos \alpha_2 + P_f + P_j}$$

$$\eta = \frac{4000}{4000 + 75 + 103} = 0,96 \text{ soit } 96\%$$

Chute de tension à pleine charge pour  $\cos \alpha_2 = 1$

$$\Delta U = R_s I_2 \cos \alpha_2 + \omega L_s I_2 \sin \alpha_2 = R_s I_2$$

$$R_s = R_2 + R_1 \times k^2 = 0,037 + 34,4 \times (0,04)^2$$

$$R_s = 0,092 \text{ } \Omega$$

$$\Delta U = 0,092 \times 33,4 = 3,07 \text{ V } \quad (3 \text{ V})$$

Chute de tension relative :  $\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_{20}}$

$$\varepsilon = \frac{3}{120 + 3} = 0,024 \text{ soit } 2,5\% \text{ environ}$$

On peut enfin déterminer la masse du cuivre utilisé pour chaque enroulement ; c'est une grandeur importante pour la détermination du prix de revient du transformateur :

- Basse tension :

$$M_{2, \text{cu}} = 3560 \times 0,192 \times 8,9 \times 10^{-3} = 6,1 \text{ kg}$$

- Haute tension :

$$M_{1, \text{cu}} = 135\,000 \times 0,00785 \times 8,9 \times 10^{-3} = 9,4 \text{ kg}$$

Masse totale du cuivre :

$$M_{\text{cu}} = 6,1 + 9,4 = 15,5 \text{ kg}$$

### CHAPITRE III - Construction des circuits magnétiques

Les circuits magnétiques sont constitués par des toles d'acier extra-doux de pertes spécifiques aussi réduites que possible ; celles-ci, qui dépassaient  $1 \text{ W/kg}$  pour une induction de  $1 \text{ T}$  avec les anciennes toles laminées à chaud, ont été réduites à  $0,6 \text{ W/kg}$  pour les toles laminées à froid, utilisées dans le sens du laminage concordant avec celui du flux magnétique (ce qui oblige à des dispositions spéciales pour les raccords d'angles des circuits magnétiques).

L'effet du laminage à froid consiste en effet à orienter dans un même sens, qui est celui même du laminage, les cristaux du métal, ce qui facilite le passage du flux magnétique en réduisant les pertes.

En électrotechnique des courants forts, le matériau usuel est la tôle au silicium (tôle en acier très doux avec addition de silicium jusqu'à 3 ou 4%) : les pertes diminuent lorsque la teneur en silicium augmente, mais la perméabilité décroît et la tôle devient difficile à travailler. C'est ainsi qu'il existe des toles à  $3,6$ ,  $2,5$ ,  $1,6$ ,  $0,9 \text{ W/kg}$ .

Il est nécessaire de connaître les pertes pour des inductions maximales différentes de  $1 \text{ tesla}$ . On se réfère pour cela aux

courbes que fournissent les aciéries qui fabriquent les toles.

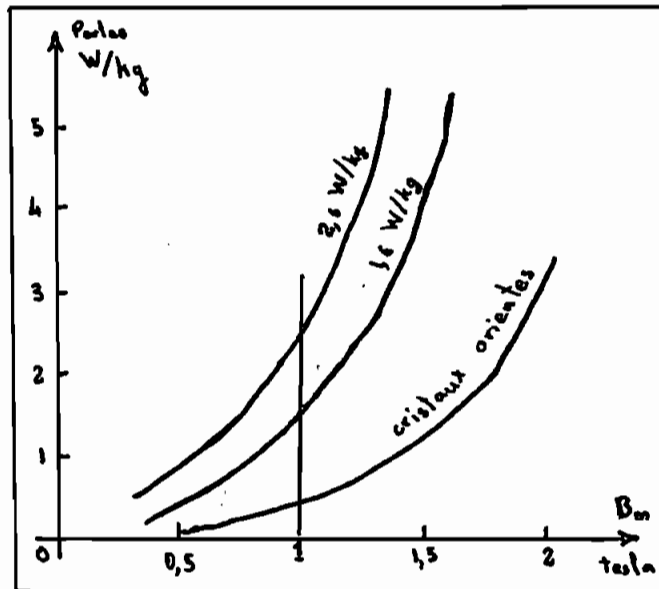


Fig III-1 - Ces courbes donnent les pertes totales pour une épaisseur de 0,35 mm à la fréquence 50 Hz

### 17- Circuit magnétique du transformateur monophasé

Au point de vue construction, les transformateurs constitués par des noyaux entourés par les enroulements et reliés entre eux par la culasse se divisent en deux catégories :

1- transformateurs à colonnes dans lesquels généralement chaque colonne porte la moitié des deux enroulements (primaire et secondaire)

2- transformateurs cuirassés dans lesquels les deux bobines sont entourées par le fer.

Noyaux et culasses sont constituées par des empilages de tôles minces découpées dans des feuilles d'acier doux au silicium. Les meilleures tôles sont celles à cristaux orientés.

Pour obtenir des entrefers minimum on serre fortement les culasses contre les noyaux.

Un mode de construction très employé consiste à empiler les tôles une à une en croisant les joints comme l'indique la figure III-2

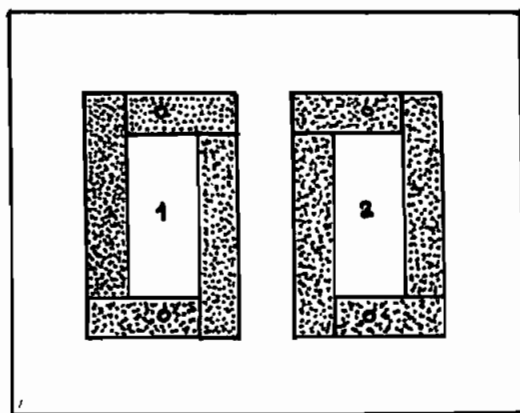


FIG III.2 - Empilage des tôles du circuit magnétique d'un transformateur en enchevêtrant les joints : 1, couches impaires ; 2, couches paires

Pour les tôles à cristaux orientés, on préfère des joints obliques : l'enchevêtrement est obtenu avec deux angles différents pour les couches successives (fig III-3).

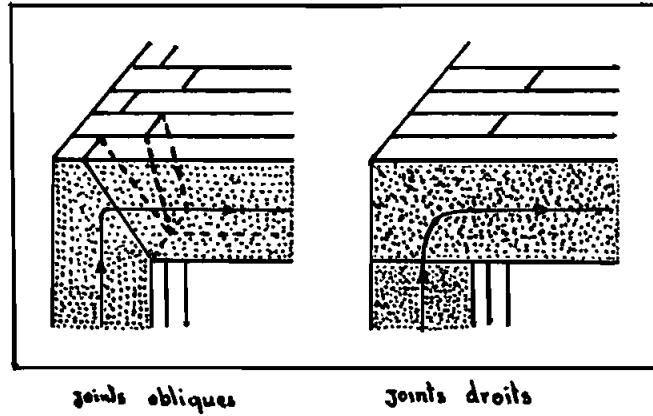


FIG III-3 - Les joints obliques sont employés avec les tôles à cristaux orientés.

## 27- Circuit magnétique du transformateur triphasé

Comme pour les transformateurs monophasés, les circuits magnétiques sont en tôles à cristaux orientés. Les joints sont enchevêtrés avec des joints obliques.

Pour mieux utiliser la surface interne des bobinages circulaires, on cherche à donner au circuit magnétique une section circulaire. Pour cela avec des tôles de largeurs différentes on réalise des noyaux en croix et parfois en gradins pour les grandes puissances.

Certains transformateurs de très grande puissance sont à cinq colonnes, les trois du centre portant les bobinages. Ce type de circuit amène à diminuer la hauteur des culasses. Le gain sensible facilite le transport.

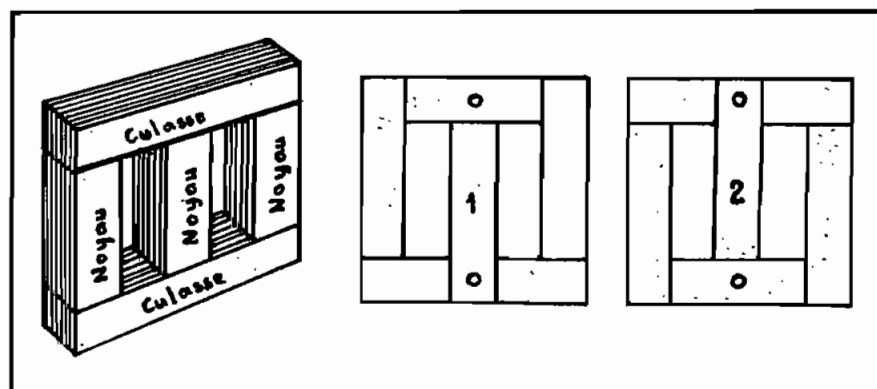


FIG III-4 - Carcasse magnétique d'un transformateur triphasé

## CHAPITRE IV - Construction des bobinages BT et MT

### 17. enroulements électriques

Dans le cas des circuits magnétiques de type classique, la forme traditionnelle et la plus ancienne des enroulements est la forme solénoïdale cylindrique. Cependant, pour les transformateurs à haute tension nécessitant un grand nombre de spires, le bobinage à une seule couche est irréalisable et serait d'ailleurs fragile pour résister aux efforts électrodynamiques.

On réalise alors les enroulements au moyen de bobines plates en forme de galettes, dans lesquelles les conducteurs sont enroulés en spirale, les différentes bobines d'un enroulement étant superposées et connectées en série. Les enroulements à différentes tensions sont disposés concentriquement, les circuits à la tension la moins élevée étant généralement placés le plus près des noyaux magnétiques, pour faciliter l'isolement des enroulements à plus haute tension en les éloignant de la masse. (fig II-1)



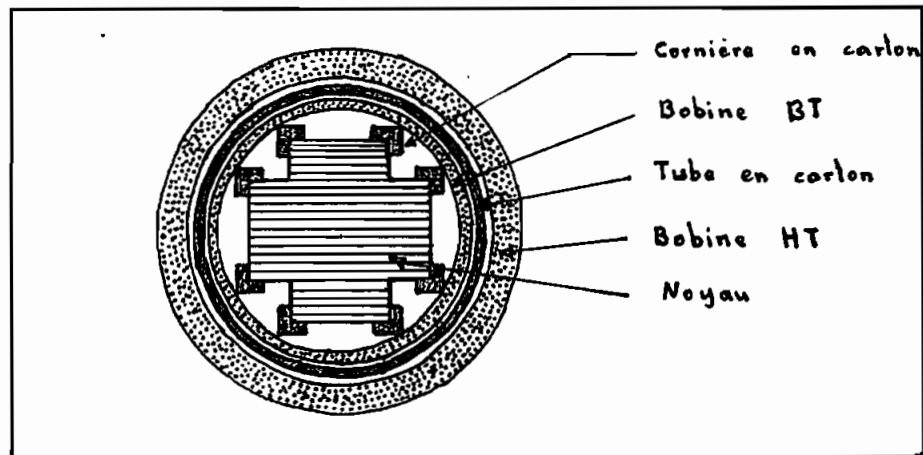


FIGURE 1. Coupe transversale d'une colonne de transformateur. Ce noyau est en croix.

Pour les transformateurs de distribution, les bobines peuvent être alternées (Haute et basse tension) dans le sens vertical pour diminuer les fuites entre enroulements. Pour les très hautes tensions, les enroulements à galettes ont conduit à une mauvaise répartition des tensions des ondes à front raide. On a alors constitué les spires extérieures et parfois même tous les enroulements à haute tension, par des couches concentriques enroulées parallèlement aux axes des circuits magnétiques, mais en prenant des dispositions très spéciales pour assurer des calages extrêmement robustes pour résister aux efforts électro-dynamiques.

Enfin, les galettes élémentaires des enroulements empilés peuvent avoir une meilleure répartition en imbriquant les conducteurs suivant des permutations appropriées, qui permettent d'uniformiser l'impédance linéaire dans laquelle interviennent les capacités entre spires, entre bobines et entre bobines et masse, tout en conservant la robustesse mécanique particulière à ce type d'enroulement.

## 27. Pièces constructives du transformateur

### a) Isolation des enroulements

Les spires des enroulements du transformateur doivent être fortement isolées électriquement les unes des autres, des spires des autres enroulements et des parties reliées à la masse.

En basse tension les fils sont émaillés, quand la tension augmente, l'isolation est constituée par des couches de coton, de soie ou de papier.

Un cylindre isolant est placé entre les enroulements BT et HT et des disques isolants s'intercalent entre les galettes constituant le bobinage HT. (fig VII-1)

### b) - Prises et bornes

Les connexions électriques entre les enroulements HT et BT du transformateur et les réseaux électriques se font à l'aide de conducteurs de prise isolés et de bornes.

Les conducteurs de prise sont fixés à l'intérieur de la cuve de transformateur. Les bornes sont des isolateurs de traversée en porcelaine dont la tige centrale est conductrice de courant. Elles permettent le passage des conducteurs à travers le couvercle de la cuve.

La tige central de la borne doit être fortement isolée du couvercle de la cuve. Avec l'élevation de la tension, les dimensions des bornes augmentent et leur construction devient plus compliquée.

Par exemple, pour une tension de 15 kV, la partie d'une borne située au dessus de la cuve mesure 15 cm environ ; mais pour une tension de 220 kV, la même partie est de l'ordre de 2 m, la partie située à l'intérieur mesurant environ 1 m.

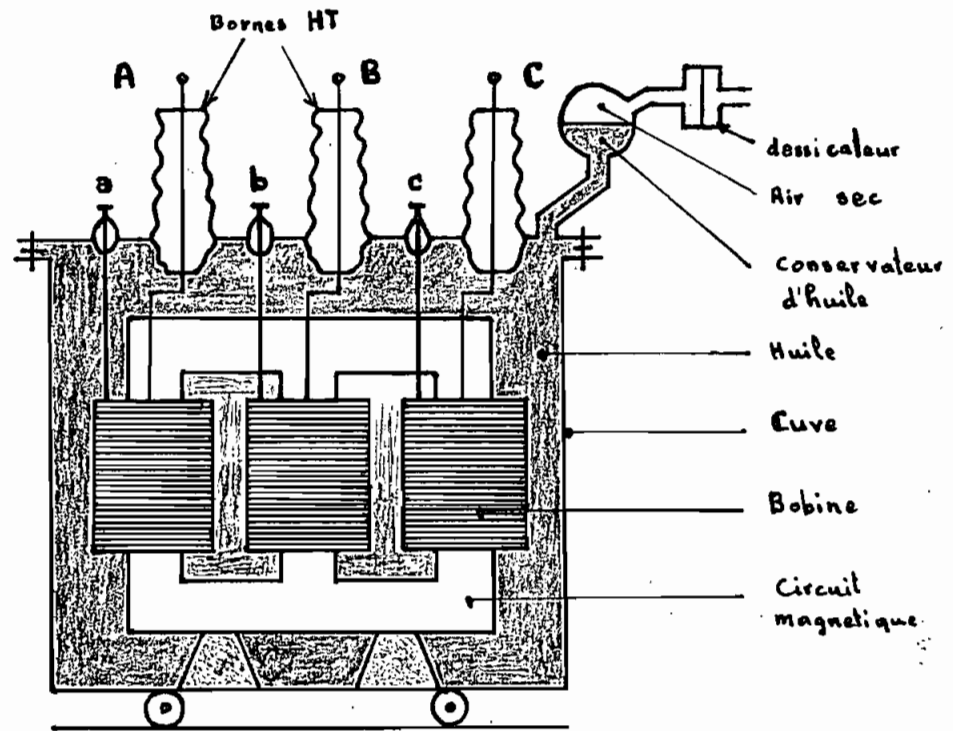


FIG II-2 - Vue schématique d'un transformateur triphasé de moyenne puissance .

## CHAPITRE V - Cuve de transformateur et refroidissement

### 17. Cuve de transformateur et ses accessoires

La cuve de transformateur ne doit pas être complètement remplie d'huile et hermétiquement fermée, sinon elle serait inévitablement détruite par la pression qui s'y développe par suite de l'augmentation du volume d'huile lors des variations de la température. Pour cette raison on laisse au-dessus du niveau d'huile un espace d'air qu'on met en communication avec l'atmosphère ambiante. Au contact de l'air ambiant, l'huile remplissant le transformateur s'altère : elle s'oxyde et prend de l'humidité de sorte que ses qualités diélectriques se dégradent. Pour diminuer la surface de contact entre l'huile et l'air et rendre stables les propriétés isolantes de l'huile, les cuves de transformateurs sont munies de conservateurs d'huile (voir fig ). Les transformateurs comportant un conservateur d'huile nécessitent beaucoup plus rarement le séchage, la purification, la régénération ou le changement de l'huile.

Les accessoires indispensables du conservateur d'huile sont :

- le verre indicateur pour le contrôle du niveau d'huile
- le décanteur pour les impuretés et l'humidité

Pour le contrôle de la température de l'huile, on prévoit dans la partie supérieure de la cuve des thermomètres à mercure et, dans des transformateurs plus puissants, des thermomètres manométriques

Dans la tubulure, entre le couvercle de la cuve et le conservateur d'huile, est placé un relais Buchholz qui sert à la détection des défauts internes.

## 27- Systèmes de refroidissement des transformateurs

Les plus répandus sont des transformateurs à refroidissement naturel avec de l'huile (ONAN) ou des transformateurs secs.

Dans les transformateurs à refroidissement naturel par circulation d'huile, les parties actives, sources de chaleur, sont plongées dans une cuve pleine d'huile pour transformateurs. La chaleur qui se dégage dans les enroulements et dans le circuit magnétique est transmise à travers leur surface extérieure à l'huile de refroidissement. L'huile échauffée présente une densité plus faible que celle de l'huile froide se

trouvant près des parois de la cuve. Il en résulte une circulation par convection de l'huile dans la cuve. Près des parties chaudes, l'huile se déplace vers le haut en s'échauffant progressivement ; près des parois de la cuve elle se déplace vers le bas, en cédant la chaleur reçue à l'air ambiant à travers les parois de la cuve.

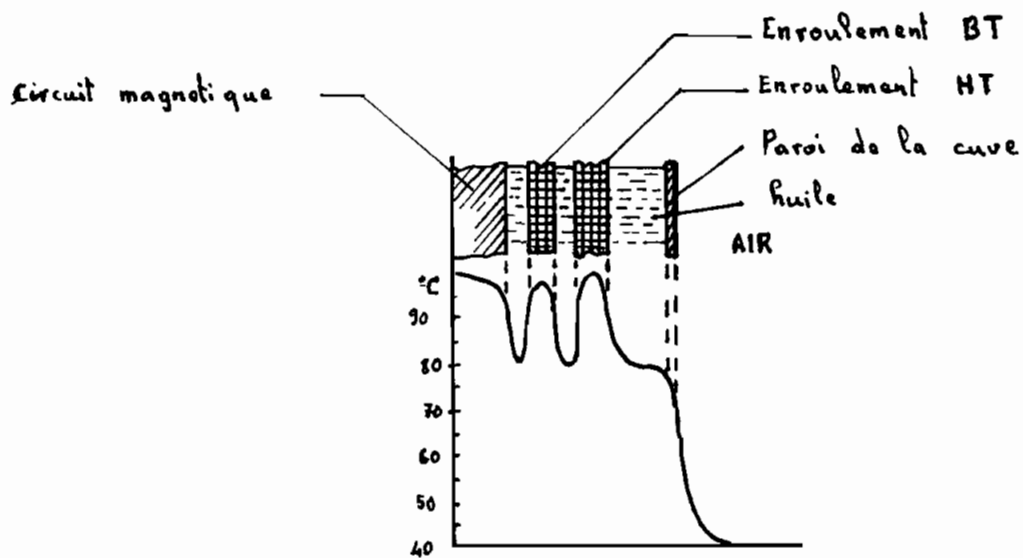


FIG I-1 - Répartition de la température dans la section horizontale d'un transformateur à bain d'huile à refroidissement naturel.

### 37 - Traitement de l'huile des transformateurs

Au cours de son fonctionnement, l'huile s'altère peu à peu par suite de :

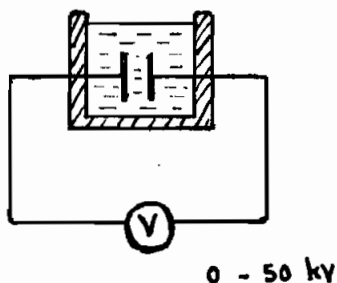
- la condensation d'humidité à l'intérieur de la cuve
- Sa décomposition au contact de l'air qui donne lieu à des dépôts.

On effectuera alors les tests suivants conseillés par l'ASTM (American Society for testing materials).

Si l'état de l'huile est jugé mauvais, on procédera à un filtrage en circuit fermé au cours duquel l'huile sera rechauffée pour permettre la régénération.

#### a) Rupture du diélectrique

Ce test permet de vérifier la présence d'eau dans l'huile



Note : jusqu'à 30 kV, le diélectrique ne doit pas être rompu.

#### b) - Neutralisation

Ce test permet de vérifier l'acidité de l'huile.

NN : nombre de milligramme de KOH (hydroxyde de potassium) nécessaire pour neutraliser 1 gramme d'huile.



c) - tension de surface (Interfacial Tension) IFT

Ce test permet de vérifier les dépôts de boue. La mesure est faite à l'aide d'une balance.

(Cenco Dunuoy Tensiometer)

Huile propre I.F.T > 40 dynes/cm

Huile détériorée I.F.T < 18 dynes/cm

d) - Couleur

L'huile qui se détériore change de couleur

e) - Indice de qualité de l'huile

(Myers Index Number)

On définit : 
$$MIN = \frac{I.F.T}{NN}$$

Huile propre MIN = 1500

Tableau récapitulatif des différents états de l'huile  
des transformateurs en fonction des paramètres NN et IFT

NN	I.F.T	MIN	COULEUR	QUALITE	DECISION
0,00 à 0,10	30,0 à 45,0	300 à 1500	Jaune pâle	excellente	pas d'entretien pour l'huile
0,05 à 0,11	27,1 à 29,9	271 à 600	Jaune	Bonne	Nécessité d'entretien preventif Filtrer   eau solide
0,11 à 0,15	24 à 27	160 à 318	Jaune vif	moyenne	Nécessité d'entretien preventif Filtrer   eau solide
0,16 à 0,40	18,0 à 23,9	45 à 159	Brune	mauvaise	Filtrer + Fuller's Earth et faire circuler huile chaude 75 à 80° c dans le transfo. pour déloger les boues
0,41 à 0,65	14,0 à 17,9	22 à 44	Brune	tres mauvaise	même traitement que précédemment si N.N > 0,50, jeter l'huile
0,66 à 1,50	9,0 à 13,9	6 à 21	Brune sombre	extrêmement mauvais	même traitement que ce qui précède
- > 151 -	-	-	Noir	absolument mauvais	Remplacer le transformateur

## CHAPITRE VI - ESSAIS

Les transformateurs sont soumis à différents types d'essais. Les essais sont effectués, en principe, dans les ateliers du constructeur. La température ambiante doit être comprise entre  $10^{\circ}\text{C}$  et  $40^{\circ}\text{C}$  et celle de l'eau de refroidissement (s'il y a lieu) ne doit pas dépasser  $25^{\circ}\text{C}$ . Tous les éléments constitutifs et les accessoires extérieurs susceptibles d'influer sur le fonctionnement du transformateur doivent être en place.

### 17- essais individuels

- mesure de la résistance des enroulements
- mesure du rapport de transformation et contrôle de la polarité ou du symbole de couplage.
- mesure des tensions de court-circuit
- mesure des pertes dues à la charge
- mesure des pertes et du courant à vide
- essai par tension induite

a) - Mesure de la résistance des enroulements

On doit noter la résistance de chaque enroulement, les bornes entre lesquelles elle est mesurée et la température des enroulements. La mesure doit être effectuée en courant continu.

On doit veiller, dans toutes les mesures de résistance, à réduire autant que possible les effets de self-induction.

b) - Mesure du rapport de transformation et contrôle de la polarité ou du symbole de couplage

On mesure le rapport de transformation sur chaque prise. On contrôle la polarité des transformateurs monophasés et le symbole de couplage des transformateurs triphasés.

(Voir annexe 1)

## Annexe 1 - Vérification de l'indice horaire de couplage d'un enroulement de transformateur

La vérification de l'indice horaire de couplage d'un enroulement de transformateur par rapport à l'enroulement à la plus haute tension est effectuée selon l'un des deux procédés suivants :

- Vérification en courant continu
- Vérification en courant alternatif

### 17- Vérification en courant continu

On applique entre deux des bornes, a et b par exemple, de l'un des enroulements, une différence de potentiel continu  $U$  de valeur convenable, en notant à laquelle de ces deux bornes est connecté le pôle positif de la source.

On branche, d'autre part entre deux des bornes A, B, C de l'autre enroulement un voltmètre gradué de part et d'autre du zéro. On note le sens de la déviation de ce voltmètre à la fermeture de la source continue sur l'enroulement alimenté.

Dans le cas des transformateurs dont les couplages donnent, pour les déphasages entre forces électromotrices induites entre

bornes homologues de deux enroulements, des écarts angulaires multiples de  $30^\circ$ , l'application de cette méthode fait correspondre à chaque indice horaire une distribution caractéristique des polarités obtenues et permet par suite la vérification de l'indice.

Ces distributions de polarités sont données dans le tableau ci-dessous dans l'hypothèse où la tension continue est appliquée entre deux bornes de l'enroulement basse tension.

TRANSFORMATEURS	Polarités obtenues entre paires de bornes						Indice Horaire de couplage N
	AB		AC		BC		
	Borne A	Borne B	Borne A	Borne C	Borne B	Borne C	
Monophasés	+	-					0
	-	+					6
Triphasés	+	-	+	-	-	+	0
	+	-	+	-	0	0	1
	+	-	+	-	+	-	2
	0	0	+	-	+	-	3
	-	+	+	-	+	-	4
	-	+	0	0	+	-	5
	-	+	-	+	+	-	6
	-	+	-	+	⊙	0	7
	-	+	-	+	-	+	8
	0	0	-	+	-	+	9
	+	-	-	+	-	+	10
+	-	0	0	-	+	11	

## 27- Vérification en courant alternatif

On utilise un pont potentiométrique donnant à l'équilibre le rapport :

$$\frac{U_{AB}}{U_{ab} \cos (U_{AB} U_{ab})}$$

en grandeur et en signe (le signe négatif est indiqué par l'obligation dans laquelle on est d'inverser un des circuits).

Dans le cas des transformateurs monophasés, la mesure des rapports et des couplages s'effectue simultanément.

Dans le cas des transformateurs triphasés, on peut, de la même façon que dans le cas de la mesure en courant continu, faire les mesures en alternatif monophasé, étudier les polarités respectives de certains enroulements et déduire des résultats l'indice horaire.

Il est plus rapide d'opérer de la façon suivante :

- alimenter les bornes ABC de la haute tension de l'appareil par un système de tensions triphasées équilibré ;
- mesurer successivement, à l'aide du pont défini ci-dessus, les rapports :

$$\frac{U_{AB}}{U_{ab} \cos (U_{AB} U_{ab})} \quad \text{et} \quad \frac{U_{AB}}{U_{ac} \cos (U_{AB} U_{ac})}$$

En rapprochant les résultats de ces mesures et les indications données par le tableau ci-dessous, on trouve l'indice horaire.

Tableau : Verification, en courant alternatif de l'indice horaire de couplage d'un transformateur

Indice Horaire	$\frac{U_{AB}}{U_{ab} \cos(U_{AB} U_{ab})}$	$\frac{U_{AB}}{U_{ac} \cos(U_{AB} U_{ac})}$
0	+ n	+ 2 n
1	$+\frac{2n}{\sqrt{3}}$	$\infty$
2	+ 2 n	- 2 n
3	$\infty$	$-\frac{2n}{\sqrt{3}}$
4	- 2 n	- n
5	$-\frac{2n}{\sqrt{3}}$	$-\frac{2n}{\sqrt{3}}$
6	- n	- 2 n
7	$-\frac{2n}{\sqrt{3}}$	$\infty$
8	- 2 n	+ 2 n
9	$\infty$	$+\frac{2n}{\sqrt{3}}$
10	+ 2 n	+ n
11	$+\frac{2n}{\sqrt{3}}$	$+\frac{2n}{\sqrt{3}}$

n indique le rapport de transformation  $(n = \frac{U_{1n}}{U_{2n}})$



## 27. essais de type

### Essai de choc en onde pleine

forme de l'onde

$$t_f(\text{front}) = 1,2 \mu\text{s} \pm 30\%$$

$$t_q(\text{queue}) = 50 \mu\text{s} \pm 20\%$$

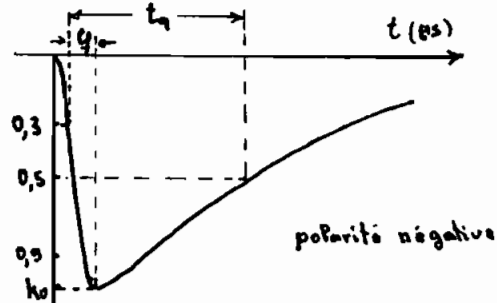


schéma de l'essai

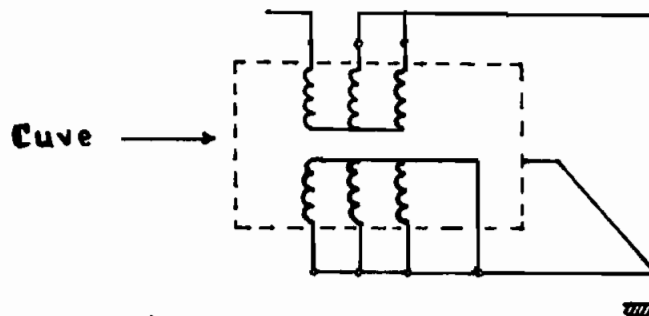


schéma courant pour l'essai MT d'un transformateur de distribution

### modalités de l'essai

- essais effectués successivement sur chaque borne de ligne
- enregistrement de l'onde de tension appliquée et d'une autre grandeur significative telle que :
  - o courant passant par l'extrémité mise à terre de l'enroulement
  - o courant entre cuve et terre
  - o courant d'écoulement à la terre de l'enroulement non attaqué

- essais appliqués sur chaque borne de ligne :
  - o 1 essai de référence à une tension comprise entre 50 et 70% de la tension d'essai prescrite .
  - o 3 essais à la tension d'essai prescrite

### interprétation des résultats

L'indication d'un défaut est donnée par :

- des variations notables des formes d'onde entre l'essai de référence et l'essai à la tension prescrite en dehors de celles résultant des modifications intentionnelles d'amplitude
- un bruit marqué à l'intérieur du transformateur

## CHAPITRE VII - PROTECTION

### 17. Raccordement

Le choix du système de raccordement est important. Les bornes HT isolantes embrochables verrouillables sur demande par un dispositif spécial, associées à un caisson BT du type passe câbles facilitent les raccordements. Ils permettent également de faire l'économie d'une cellule, aucune pièce sous tension n'étant accessible.

### 27. Protection des transformateurs

Par sa situation de jonction entre HT et BT, le transformateur subit toutes les perturbations des réseaux auxquels il est raccordé. Une protection efficace doit le mettre à l'abri de tout incident.

Des appareils aux fonctions les plus diverses permettent:

- d'écouler les surtensions d'origine atmosphérique ou de coupure de lignes, ce sont les parafoudres, ou autres dispositifs.

- d'éliminer courts circuits ou surintensité dangereuse sur le réseau d'utilisation, ce sont les fusibles ou disjoncteurs BT.

- de détecter une baisse éventuelle du niveau du diélectrique ou signaler un dégagement gazeux, c'est le Buchholz ou le détecteur de gaz, la protection est alors reportée côté primaire (généralement MT)

- d'informer l'utilisateur ou de stopper l'exploitation en cas d'échauffement anormal du diélectrique, c'est le thermostat.

#### a) - détermination des réglages des protections

La majeure partie des protections, commandée avec le transformateur installées au départ sont pré-réglées en usines (Buchholz, détecteur de gaz, manostat). D'autres sont équipées de réglages simples.

Quant au choix de l'appareillage de protection qui n'est pas solidaire du transformateur, il doit tenir compte de la perturbation transitoire provoquée sur le réseau amont par la mise sous tension du transformateur.

#### b) - Courant d'enclenchement

La mise sous tension d'un transformateur fait apparaître une surintensité importante pouvant dépasser 10 fois l'intensité nominale de l'appareil. Ce courant s'amortit

selon une loi sensiblement exponentielle dont la constante de temps dépend de la résistance de l'enroulement et de la charge secondaire.

c) - Valeurs des courants d'enclenchement et constante de temps

P (kVA)	enclenchement côté HT		enclenchement côté BT	
	$n_e = \frac{I_{encl. crête}}{I_{nom. transp}}$	cte de tps (sec)	$n_e = \frac{I_{encl. crête}}{I_{nom. transp}}$	cte de tps (sec)
50	15	0,10	30	0,07
100	14	0,15	28	0,10
160	12	0,20	24	0,13
250	12	0,22	24	0,15
400	12	0,25	24	0,17
630	11	0,30	22	0,20
800	10	0,30	20	0,20
1000	10	0,35	20	0,23
1600	9	0,45	18	0,27

toute protection ament par surintensité doit donc tenir compte de cet effet transitoire pour éviter un déclenchement à la mise sous tension si le réglage ou le calibrage des appareils est mal déterminé.

#### d) - fonctionnement sans protection amont

Le transformateur est uniquement protégé contre les surcharges ou court-circuits côté utilisation par un disjoncteur ou des fusibles BT

#### e) - protection par fusibles MT

Les indications portées sur le tableau montrent que le calibre du fusible devra être déterminé pour "laisser passer" la surintensité d'enclenchement.

Le type de protection ne pouvant être temporisé, le "surcalibrage" auquel on est conduit diminue la sensibilité de la protection générale de l'installation.

#### f) - protection par déclencheurs directs sur interrupteur MT

Ce dispositif permettant à la fois un réglage d'intensité et de temporisation s'adapte mieux aux conditions exigées. toutefois, en cas de court-circuit sur jeu de barres MT par exemple, on peut atteindre des intensités nettement supérieures à celle déterminée pour un fonctionnement normal ( $100 I_n$  par exemple pour  $3, 10$  ou  $20 I_n$ ).

Si le fonctionnement de l'appareil reste assuré, il est à craindre que les efforts mis en jeu ne faussent le

système de transmission (à contrôler en cas d'accident grave).

### g) - protection par déclencheurs indirects

L'utilisation de transformateurs de courant et de relais appropriés rend cette protection adaptable à toutes les exigences.

L'emploi des réducteurs d'intensité permet en effet :

- d'alimenter les relais par des courants faibles en basse tension
- d'effacer les pointes d'intensité par saturation magnétique.
- de concevoir donc des relais à larges plages de réglage, tant en intensité qu'en temporisation avec combinaison possible de plusieurs fonctions.

## Conclusion

• Le calcul et la construction des transformateurs traités ici, servira surtout pour l'entretien et la réparation à la SENELEC.

• L'entretien préventif des transformateurs doit être fait périodiquement afin d'assurer leur fiabilité de fonctionnement et la durée normale qu'on peut en attendre et d'éviter certains dommages qui peuvent engendrer d'énormes dépenses. Pour les transformateurs à huile, on a montré que certaines analyses faites sur l'huile peuvent à priori donner une idée de l'état de ces mêmes transformateurs.

• Le choix d'un système de protection d'un transformateur mérite d'être étudié avec soin pour ne pas avoir d'échauffement anormal des enroulements.

• L'implantation du transformateur influe beaucoup sur sa durée de vie, son rendement et la continuité de service de l'installation.



## Bibliographie

- [1] Cours de machines électriques et d'installations électriques dispensés par N. Toor Sabatin , EPT , 1987
- [2] Technical information from independant test report
- [3] Donald BEEMAN , industrial power systems handbook  
Mc Graw - Hill Book Company
- [4] Practical Grounding , Copperweld industries  
international inc , New York
- [5] Encyclopédie de l'électricité - Tome 1 Larousse
- [6] A. IVANOV - SMOLENSKI , Machines Electriques  
Volume I - Editions de Moscou
- [7] Normes Françaises NF C 52 - 100 - Juin 1970  
Transformateurs de puissance
- [8] Electrotechnique , Théodore WILD1 , ing. Quebec ,  
Canada , 1978



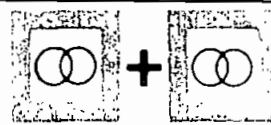
### détermination de la puissance du ou des transformateurs en fonction des exigences de continuité de service et des changements de régime éventuels (cycliques, journaliers, saisonniers)

correction éventuelle pour :

température ambiante moyenne $\neq$ de 20°C (6bis) et cycle d'utilisation p. 3-4-5-6 (7)	altitude : pour installation au-dessus de 1 000 m majorer de 1,5 % la puissance par tranche de 500 m de dénivelé	évolution prévisible des besoins
_____ %	_____ %	_____ %

**continuité de service totale**

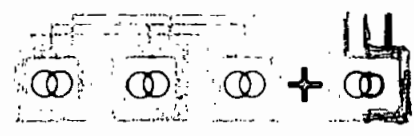
2 transformateurs, chacun de la puissance totale précédemment calculée



ou

1 batterie de transform. identiques marchant en parallèle

+ 1 transformateur de même puissance en réserve

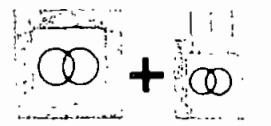


**continuité de service partielle**

1 transformateur en réserve de puissance limitée à celle des circuits prioritaires

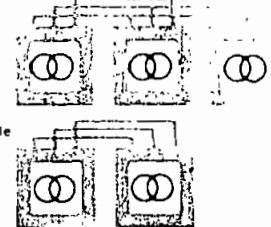
ou

1 batterie de transform. de puissance en parallèle capable d'alimenter les circuits prioritaires même en cas de défaillance d'un des appareils



ou

2 transformateurs de 1/2 puissance totale en parallèle (utilisation seul aux heures creuses (utilisation cyclique) ou alim. des circuits prioritaires en cas de défaillance d'un des appareils



### 6 puissance de la batterie à installer pour obtenir un cos. $\varphi$ déterminé

pour obtenir la puissance de la batterie de condensateurs à associer à chaque famille de récepteurs, multiplier la puissance appelée en kW par le coefficient correspondant à son cos.  $\varphi$

la compensation d'énergie réactive peut aussi se faire globalement, des systèmes de régulation permettent de ne mettre en service que les éléments nécessaires à l'instant « T » pour assurer la compensation dans ce cas partir du cos.  $\varphi$  moyen de l'ensemble des récepteurs

Puissance max. théorique (kW)  
puissance effective (kVA)

cos. $\varphi$ du récept.	nombre de kVAR à prévoir par kW de charge pour relever le cos. $\varphi$ à			
	0,88	0,88	0,90	0,92
0,40	1,688	1,750	1,805	1,861
0,41	1,625	1,687	1,742	1,798
0,42	1,564	1,626	1,681	1,737
0,43	1,507	1,569	1,624	1,680
0,44	1,441	1,503	1,558	1,614
0,45	1,380	1,442	1,501	1,561
0,46	1,328	1,391	1,448	1,502
0,47	1,280	1,342	1,397	1,454
0,48	1,228	1,289	1,343	1,400
0,49	1,180	1,242	1,297	1,355
0,50	1,182	1,194	1,248	1,303
0,51	1,088	1,140	1,202	1,257
0,52	1,044	1,106	1,160	1,215
0,53	1,000	1,062	1,116	1,171
0,54	0,959	1,021	1,075	1,130
0,55	0,919	0,981	1,035	1,090
0,56	0,885	0,947	1,000	1,051
0,57	0,842	0,904	0,958	1,013
0,58	0,805	0,867	0,921	0,976
0,59	0,768	0,830	0,884	0,939
0,60	0,734	0,796	0,849	0,905
0,61	0,699	0,761	0,815	0,870
0,62	0,665	0,727	0,781	0,836
0,63	0,633	0,695	0,749	0,804
0,64	0,600	0,662	0,716	0,771
0,65	0,569	0,631	0,685	0,740
0,66	0,538	0,600	0,654	0,709
0,67	0,508	0,570	0,624	0,679
0,68	0,479	0,541	0,595	0,650
0,69	0,449	0,511	0,565	0,620
0,70	0,420	0,482	0,536	0,591
0,71	0,392	0,454	0,508	0,563
0,72	0,363	0,425	0,479	0,534
0,73	0,338	0,399	0,452	0,507
0,74	0,309	0,371	0,425	0,480
0,75	0,282	0,344	0,398	0,453
0,76	0,255	0,317	0,371	0,426
0,77	0,229	0,291	0,345	0,400
0,78	0,203	0,265	0,318	0,374
0,79	0,178	0,238	0,292	0,347
0,80	0,150	0,212	0,266	0,321
0,81	0,124	0,186	0,240	0,295
0,82	0,098	0,160	0,214	0,269
0,83	0,072	0,134	0,188	0,243
0,84	0,046	0,108	0,162	0,217
0,85	0,020	0,082	0,136	0,191
0,86		0,056	0,110	0,165
0,87			0,084	0,139
0,88				0,118
0,89				0,096
0,90				0,074

**6bis**

température ambiante (moyenne annuelle)	puissance admissible puissance nominale
0°C	1,16
10°C	1,08
20°C	1
30°C	0,91
40°C	0,82
50°C	0,73

à égalité de consommation de vie

## marche en parallèle

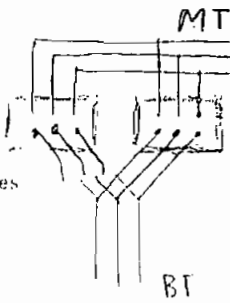
transformateurs commandés ensemble

prévenir le constructeur à la commande

transformateurs commandés isolément à coupler avec des appareils installés

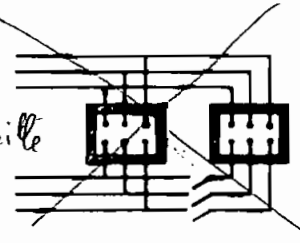
- d° -  
et lui adresser photocopie des bulletins d'essai ou au moins des plaques signalétiques des appareils installés

raccorder les appareils au même réseau BT par des connexions de longueurs et de caractéristiques très semblables



connexions de caractéristiques et de longueurs dissemblables

déconseillé



choisir de préférence dans la gamme des transt. normalisés les appareils dont les puis. sont les plus proches par excès des puissances appelées

8

## rapports de transformation ajustage de la tension d'alimentation

au primaire enquête auprès du distributeur

si un changement de tension est prévu

Commander un transt. 2 tensions primaires avec ou sans puissance conservée

si les variations de tension prévisibles dépassent

Commander un transt. pré-réglé en conséquence ou avec un commutateur de tension 3 positions : 5% ou 5 positions : 5 2.5 0 - 2.5 - 5%

au secondaire

suivant le type de récepteur il peut être intéressant de disposer sans baisse de puissance de 2 ou 3 tensions (400 et 231 V entre phases, 231 et 133 V entre phase et neutre), simultanément. prévenir le constructeur.

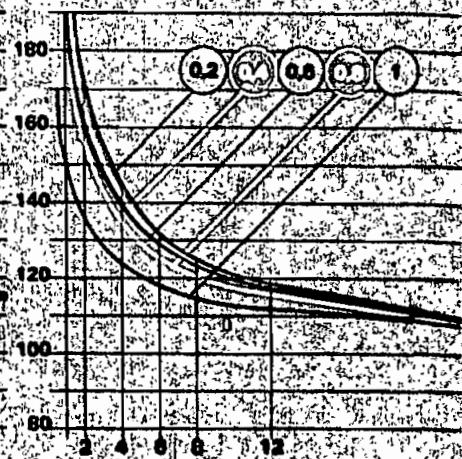
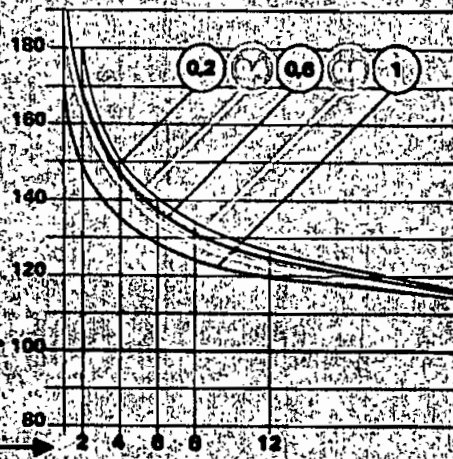
## 7 température ambiante moyenne pondérée pendant le cycle considéré



## service cyclique journalier = charges et surcharges admissibles

Note : on a précisé pour chaque courbe O le rapport charge habituelle/puissance nominale.

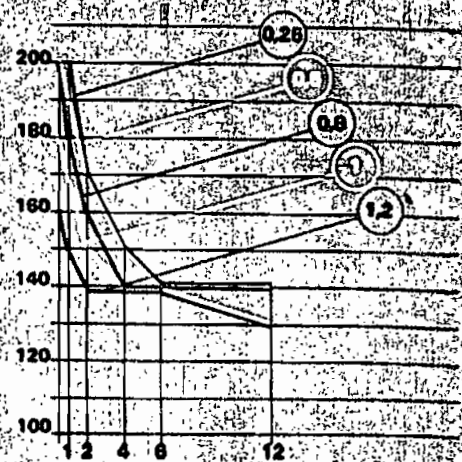
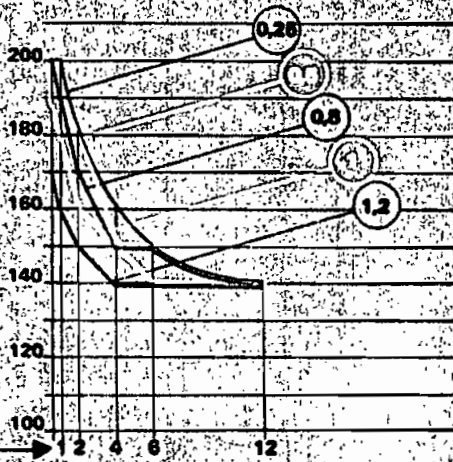
charges et surcharges temporaires en % de la puissance nominale → 100  
Il est recommandé de ne pas dépasser 150 %  
durée des charges et surcharges en heures → 2 4 6 8 12



## service de secours surcharges tolérables

Note : on a précisé pour chaque courbe O le rapport charge habituelle/puissance nominale.

charges en % de la puissance nominale → 120  
durées des surcharges en heures → 1 2 4 6 12





**installations et dispositifs de sécurité exigés par les normes CEI et C15 100 extérieur**

sur plateau  
à terre  
distribution publique

transformateurs isolés dans l'huile...

dans l'air

**raccordement des transformateurs**

en cellules préfabriquées ou maçonnées

**intérieur**

accès réservé aux électriciens

paroi coupe-feu 2 h (sans ouv.)

paroi coupe-feu 2 h (avec ouv.)

lieu de travail

fosse à huile	thermostat	thermostat commandant une alarme	relais DGP ou Buchholz commandant l'appareil de mise hors tens du transfo	détecteur d'incendie commandant mise hors tens du transfo et extinction incendie	détecteur incendie commandant fermeture automatique des ouvertures par panneaux pare-flamme 1,2 m
pas de mesures particulières					
			d°		
			d°		
■		OU	■	OU	■
■	+	■	+	■	■
■			installations existantes	OU	■
■	+	■	+	■	■
■			installations existantes	OU	■

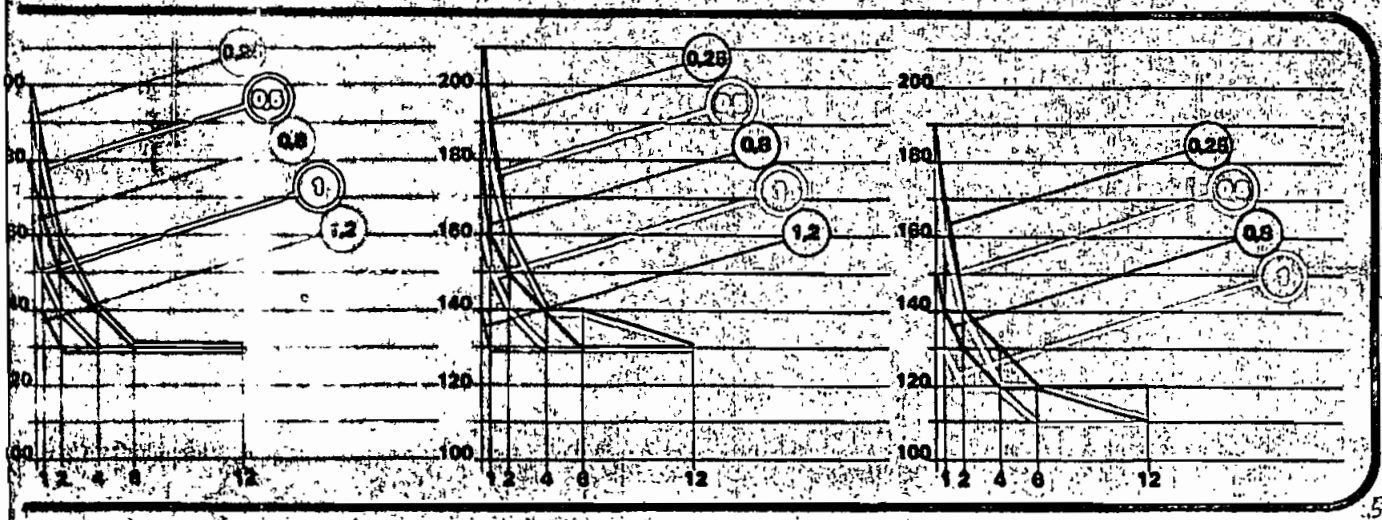
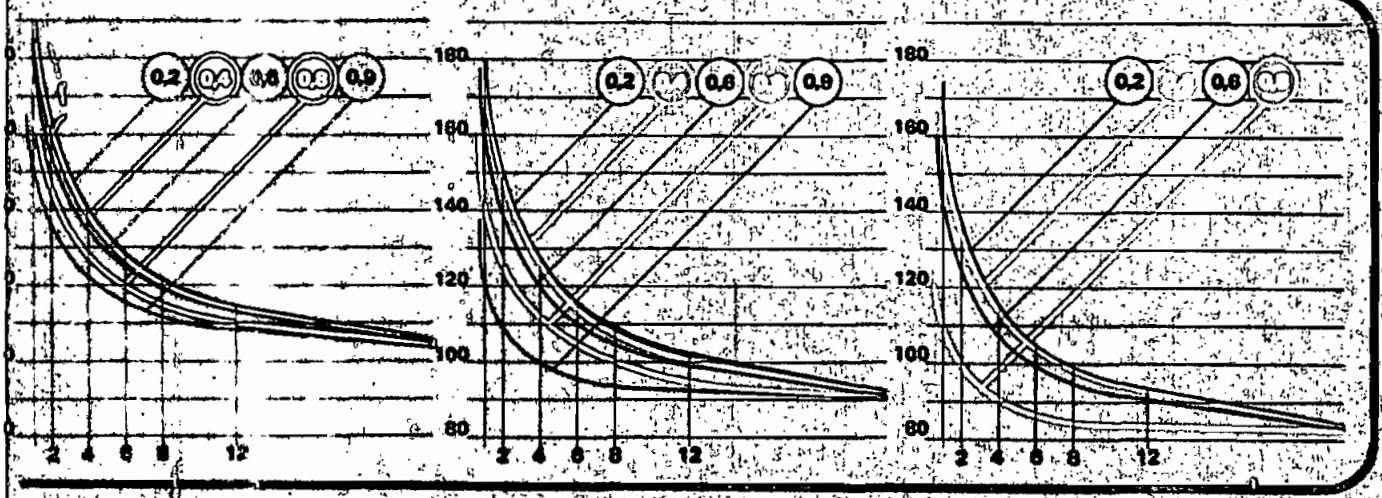
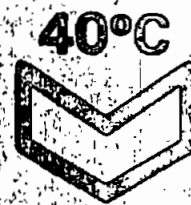
prendre les dispositions nécessaires (sol étanche, seul de rétention) pour que le liquide ne puisse se répandre au delà de l'enceinte technique

pas de mesures particulières

par bornes MT embrochantes

par prises normales ou bornes MT embrochantes raccord plus rapide

raccordements BT par passe barres ou traversées porelaine selon la puissance



## bruit 10

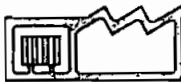
local technique indépendant

pas de mesures spéciales à prendre



local technique jouxtant bureau habitat chambre de malade

- silent bloc  
- si possible : dalle flottante + insonoris. du local et de ses ouvertures



pas de local technique ou local jouxtant atelier peu bruyant

- silent bloc  
- si possible dalle flottante



## protection des transformateurs

contre les défauts internes

baisse de niveau du diélectrique ou dégagement gazeux

détection

bloc de détection de dégagement gazeux

DG  
du dérivant

d° - + surpression dans la cuve des transfo. à remplissage total ou intégral

d° - protection automat.

- d° - + app. de coupure

DG  
du dérivant

d° - + visualisation température

d° - + pressostat  
- d° - + thermostat à 1 ou 2 contacts  
- 1 thermomètre sans contact

DGP  
du dérivant

DGPT  
du dérivant

contre les contraintes externes

surtensions d'origine atmosphérique ou de manœuvre

protection

parafoudre (HT)  
limiteur de surtension (BT)

surcharges côté utilisation

détection

thermomètre\*

d° - protection automatique

thermomètre\* ou thermostat\* à 2 contacts  
- appareil de coupure

court-circuit

protection

disjoncteurs ou fusibles

détérioration du diélectrique (transfo-respirants)

protection

assécheur d'air ou et conservateur

1. en régime transitoire, les températures indiquées ne peuvent donner l'image des températures internes des enroulements  
2. en régime établi ou en régime transitoire, l'information donnée dépend de la température ambiante.

## température ambiante (moyenne pondérée)

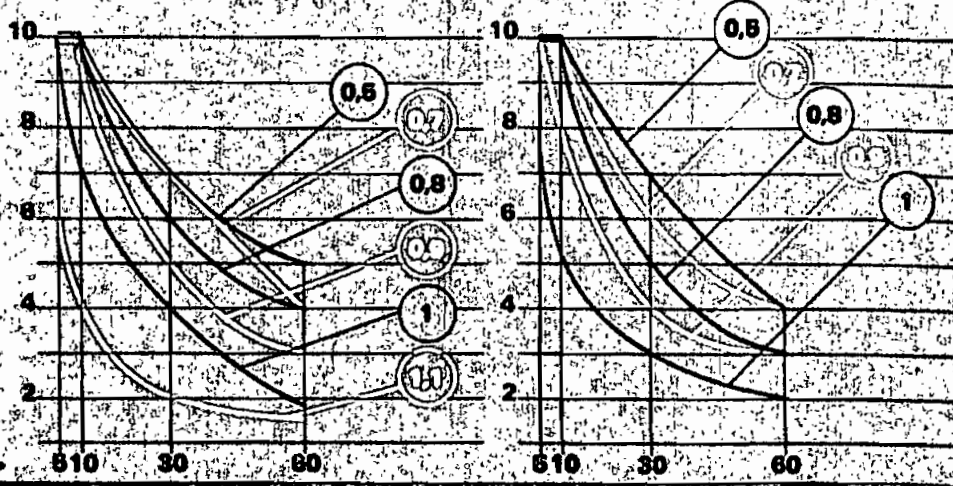


## surcharges brèves admissibles (valeurs approximatives)

Note : on a précisé pour chaque courbe O le rapport charge habituelle/puissance nominale

charges en multiples du courant nominal

durées des surcharges en secondes



### préciser à la commande

- le diélectrique choisi : huile, askarel, air ou autres
- l'installation intérieure ou extérieure
- type normal : remplissage intégral ou total.
- cas particulier : respirant avec conservateur
- la puissance effectivement appelée (puissance nominale)
- la ou les tensions primaires
- la ou les tensions au secondaire neutre sorti ou non
- le cas échéant : puissance réduite (pour la tension la plus faible) ou conservée
- les prises de réglage : normales :  $\pm 2,5 \%$  spéciales :  $\pm 5 \%$  ou à 5 positions :  $\pm 2,5 \%$ ,  $\pm 5 \%$
- les couplages
- l'altitude

- la température ambiante moyenne
- la température maximale annuelle et journalière
- la marche éventuelle en parallèle (le cas échéant, joindre à la commande photocopie des certificats d'essais)
- les dispositifs de protections à associer d'origine aux appareils :
  - détecteur de gaz DG
  - - d° - + pressostat DGP
  - détecteur de gaz + pressostat + 2 thermostats et 1 thermomètre DGPT
  - thermomètre à 1 contact
  - thermomètre à 2 contacts
- et dans le cas de transfo. respirants avec conservateur :
  - relais Buchholz
  - assécheur d'air
- le système de raccordement : normal par traversées HT, embrochables (type à préciser) par traversées BT, type passe-barres

### réception

déballer et contrôler ① le matériel en présence d'un agent qualifié du transporteur. Avant de signer l'accusé de réception, on fera toutes réserves d'usage, le cas échéant par lettre recommandée, au transporteur, avec double au constructeur ②

① caractéristiques du matériel et des accessoires conformes au bon de commande

pas de traces de choc sur la cuve ni sur les porcelaines et autres accessoires

pas de fuite de diélectrique

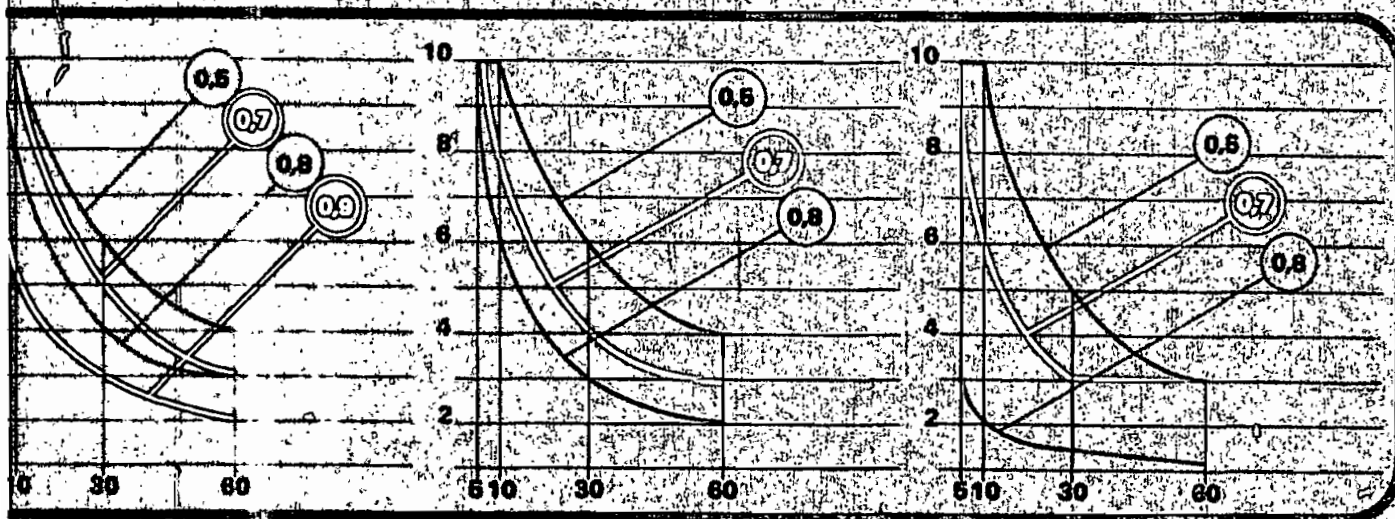
② les marchandises voyagent aux risques et périls du destinataire.

### garantie

elle ne joue que si le plombage n'a pas été enlevé

### manutention

utiliser les anneaux de levage et fixer les galets orientables





## 7 mise en service

Contrôler :

- que les caractéristiques de l'appareil correspondent à celles de l'installation
- le cas échéant, que le commutateur de tension primaire est en bonne position
- que le niveau du diélectrique correspond bien au repère pour les transformateurs respirants, ou que le flotteur est en position haute (transformateurs étanches avec détecteur de gaz)\*

diélectriques conformes à la norme NFC 27101

huiles miscibles ESSO UNIVOLT 62  
(liste non limitative) SHELL DIALA  
ANTAR T 40

askarel : PRODELEC PYRALENE T 2

après un stockage prolongé, que la qualité du diélectrique est satisfaisante dans le cas de transformateurs respirants \*

à l'ohmmètre la continuité des enroulements (pour chaque position du commutateur) au mégohmmètre l'isolement des enroulements : valeurs à froid... acceptables... mesures

... mesures entre	huile	askarel
BT et masse	75 M Ω	mesures non significatives
HT et BT	150 M Ω	
HT et masse	200 M Ω	

### ATTENTION

Pendant ces mesures les traversées des enroulements, opposés à ceux testés, doivent être protégées par des plaques isolantes (bakélite prespane, etc.) contre tout contact. Placer le commutateur de réglage dans la position adéquate.

### ATTENTION

Cette manœuvre doit toujours se faire hors tension. Eliminer toutes traces de poussières et d'humidité sur isolateurs et passe-barres.

ATTENTION : après un stockage prolongé dans le cas de transformateurs étanches à remplissage total ne pas démonter les pièces pouvant rompre l'étanchéité (orifice de remplissage, bornes, doigt de gant, etc.) sauf dans le cas où un prélèvement d'échantillon du diélectrique est nécessaire. La effectuer qu'à une température du diélectrique de l'ordre de 20°C.

## 8 puissances et tensions normalisées

(autres sur demande)

transformateurs sur poteau :

25 kVA 100 kVA  
50 180\*

transformateurs en cabine :

25 kVA 500 kVA\*  
50 630  
100 800  
180 1000  
200\* 1250  
250 1600  
315\* 2000  
400

tensions primaires :

5,5 kV  
10  
15  
20  
30  
10/20  
15/20

tensions secondaires à vide :

231 V  
400

\* puissances non préférentielles

## 10 nombre de décibels

kVA	décibels (A)	pression acoustique* ramenée à une surface hémisphérique de rayon 3 m
25	30	NIVEAUX LIMITES * compris tolérance 2 dB pour erreur de mesure transfo. type cabine seulement
50	34	
100	38	
180	41	
250	44	
400	47	
630	48	

## 9 ventilation

Pour définir la surface « S » de l'ouverture basse, grillage déduit, multiplier la surface donnée par la courbe ci-dessous, par le total des pertes à vide et en charge du transformateur : P (cf. fiches techniques)

La surface de l'ouverture haute « S' » sera de 10% supérieure à « S ».

Une ventilation forcée du local est souvent souhaitable en cas d'ambiance supérieure à 20°C, local exigü, mal ventilé, surcharges. Le ventilateur peut être commandé par thermostat.

débit m<sup>3</sup>/seconde conseillé :

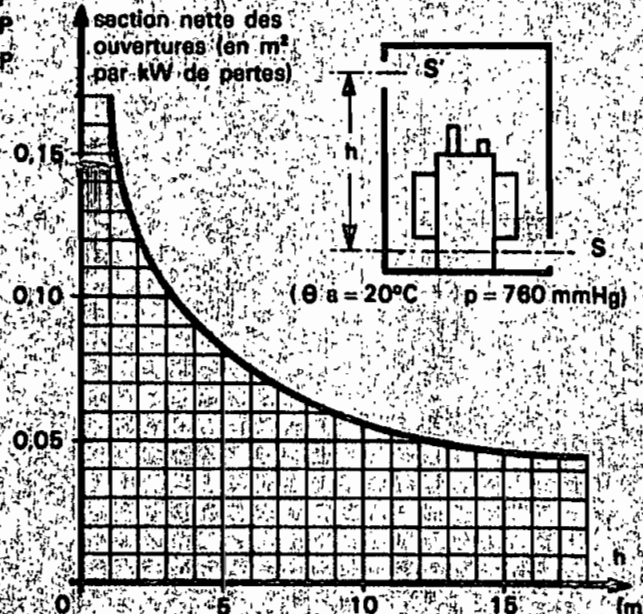
transfo. immergé - 0,08° P  
sec classe F - 0,05° P  
H - 0,04° P

La courbe ci-contre est donnée pour une température ambiante θ<sub>a</sub> de 20°C et une pression atmosphérique p de 760 mm Hg nous avons :

$$S = 0,18 \frac{P}{\sqrt{h}}$$

P = pertes totales en kW

h = hauteur en m



### Installation en cellule étanche en tôle d'acier

(appareils de faible puissance et avec réduction de la puissance disponible)

ne sont pas à prendre comme surface de refroidissement

- le toit, s'il n'est pas à plus de 1 m du plafond
- les parties adossées au mur
- la partie de cellule située en dessous du 1/3 de la hauteur du transfo.

pour une ambiance moyenne de 20°C et une pression atmosphérique de 760 mm Hg, surface effective de refroidissement à prévoir : 6,3 m<sup>2</sup> par kW de pertes totales.





### **maintenance normale**

tous les ans :

- nettoyer porcelaines et passe-barres
- contrôler serrage des traversées
- contrôler niveau du diélectrique (cf. mise en service)
- contrôler visuellement sa qualité (huile foncée - vieillissement prématuré) (askarel coloré - impuretés)
- le fonctionnement des dispositifs de protection
- retouches éventuelles de peinture

Tous les 4 ans seulement (transformateurs respirants)

- prélever au moyen de la vanne de vidange, ou avec une pipette plongée au fond de la cuve (transformateur dans l'huile) ou à la surface (transformateur dans l'askarel), 1dm<sup>3</sup> de diélectrique, et en faire contrôler la rigidité diélectrique\*
- le cas échéant, confier l'épuration du diélectrique à un organisme spécialisé

Tous les 10 ans seulement (transformateurs étanches à remplissage intégral ou total) :

- ramener la température du diélectrique aux environs de 20° C
- prélever un échantillon pour contrôle (à l'aide d'une pipette ou d'un siphon)

### **exceptionnelle**

à la suite d'échauffement anormal ou de surcharges, procéder aux contrôles prévus ci-dessus.

### **anomalies éventuelles de fonctionnement cf. : « Comment choisir un transformateur 202 A »**

- \* valeurs mesurées selon norme NFC 27-221 : rigidité  $\geq 30$  kV = bon, 20 à 30 kV = acceptable ;  $\leq 20$  kV = à traiter.

### **utilisation optimale**

dans certains cas tels :

factures importantes d'énergie réactive

échauffement anormal dû aux surcharges ou puissance disponible insuffisante

améliorer le facteur de puissance ( $\cos \phi$ ) par adjonction de batteries de condensateurs

- augmenter la puissance disponible par :
- adjonction de batteries de condensateurs relevant le  $\cos \phi$
  - un transformateur d'appoint desservant directement certains récepteurs
  - un transformateur supplémentaire de mêmes caractéristiques en parallèle
  - remplacement du transformateur par un autre de puissance supérieure

# mémento

## rapports de transformation (à vide)

N1 = nombre de spires d'une phase primaire  
 N2 = nombre de spires d'une phase secondaire (étoile)  
 nombre de spires d'une demi phase secondaire (zig-zag)

monophasé

triphasé (couplage étoile/étoile, neutre sorti)

triphasé couplages triangle/étoile, neutre sorti

étoile/zig-zag, neutre sorti

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{U_1}{U_2}$$

$$\frac{N_1}{N_2\sqrt{3}} = \frac{U_1}{U_2}$$

## calcul des pertes

Il peut être intéressant de prendre en compte le coût des pertes consommées par les transformateurs :

- pour guider le choix de la puissance nominale.
- pour comparer des techniques différentes (ex. : sec/immergé)

Il faut donc prendre en considération les éléments suivants :

### pertes à vide

Il s'agit des pertes actives consommées par le transformateur alimenté sous sa tension nominale ; circuit secondaire ouvert. (voir fiches techniques).

### pertes dues à la charge (W)

Ce sont les pertes actives consommées dans les enroulements du transformateur - elles sont mesurées en court-circuit et varient comme le carré de la charge :

- calcul des pertes dues à la charge à partir de la mesure en court-circuit à froid :

- données de mesure

#### • pertes à froid

- résistance de l'enroulement primaire mesurée entre 2 bornes, mesurée entre 2 phases R1 ; secondaire mesurée entre 2 phases R2

- (Wj1)<sub>0</sub> pertes joule dans l'enroulement primaire à t<sub>0</sub> (°C) = 3R1 I<sub>1</sub><sup>2</sup>

- (Wj2)<sub>0</sub> pertes joule dans l'enroulement secondaire à t<sub>0</sub> (°C) = 3R2 I<sub>2</sub><sup>2</sup>

- pertes supplémentaires (courants de Foucault) (Wf)<sub>0</sub> à t<sub>0</sub> (°C) (Wf)<sub>0</sub> ≃ (Wc)<sub>0</sub> · [(Wj1)<sub>0</sub> + (Wj2)<sub>0</sub>]

- pertes à chaud Wc

$$W_c = [(Wj1)_0 + (Wj2)_0] \frac{235 + t^*}{235 + t_0} + (Wf)_0 \frac{235 + t_0}{235 + t^*}$$

pertes à 1/4 de charge	} = pertes à pleine charge ×	(1/16)
1/2 charge		1/4
3/4 de charge		(9/16)
k × charge nominale		k <sup>2</sup>

## capitalisation des pertes

soit :

durée (ans)	loyer de l'argent				
	5 %	6 %	8 %	10 %	12 %
20	12,5	11,5	9,8	8,5	7,5
30	14,1	12,8	10,7	9,1	7,8
35	15,4	13,8	11,3	9,4	8,1

C ≃ coût actualisé de la transformation de l'énergie (en F.F.)

P ≃ prix d'achat du transformateur (en F.F.)

p ≃ prix moyen du kWh (0,18 F.F. à titre indicatif en 1977)

k ≃ coefficient fonction de la durée d'utilisation du transformateur et du loyer de l'argent

t<sub>0</sub> ≃ durée annuelle en heures de mise sous tension

t<sub>c</sub> ≃ durée annuelle en heures de fonctionnement en charge

W<sub>0</sub> ≃ pertes à vide

W<sub>c</sub> ≃ pertes dues à la charge

q ≃ coefficient de charge

Nous pouvons connaître le coût actualisé de la transformation de l'énergie à partir de la formule C = P + p × k (W<sub>0</sub> t<sub>0</sub> + W<sub>c</sub> t<sub>c</sub> q<sup>2</sup>)

dans laquelle p × k (W<sub>0</sub> t<sub>0</sub> + W<sub>c</sub> t<sub>c</sub> q<sup>2</sup>) représente la valeur actuelle du coût des pertes annuelles pendant la durée d'utilisation du transformateur

## exemple

Pour 630 kVA, sous tension 24/24 h, toute l'année, chargé à 80 % pendant 8 heures par jour ouvrable à raison d'une capitalisation sur 20 ans avec un loyer de l'argent de 6 % nous avons le choix entre :

Malgré un prix d'achat plus faible de 7,1 % le transformateur N° 2 entraîne un coût actualisé de la transformation de l'énergie sur 20 ans supérieur de 7,5 %

$$C_1 = 28000 + 0,15 \times 11,5 (1,3 \times 8760 + 6,5 \times 1840 \times (0,8)^2) = 60850 \text{ F}$$

$$C_2 = 26000 + 0,15 \times 11,5 (1,6 \times 8760 + 7,5 \times 1840 \times (0,8)^2) = 65410 \text{ F}$$

	appareil N°1	appareil N°2
pertes à vide (en kW)	1,3	1,6
pertes dues à la charge (kW)	6,5	7,5
prix d'achat (F)	28000	26000

## courant à vide (% du courant nominal) (cf. fiches techniques)

Ce courant, appelé aussi courant magnétisant, est très fortement déphasé

## tension de court-circuit (en % de la tension nominale)

Elle est mesurée à froid en court-circuit = (U<sub>cc</sub>)<sub>0</sub> → L<sub>wl</sub> = √((U<sub>cc</sub>)<sub>0</sub><sup>2</sup> - (W<sub>c0</sub> / P × 100)<sup>2</sup>) → (P = puissance nominale en VA)

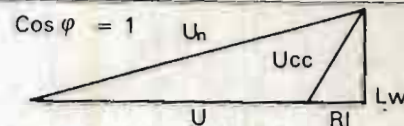
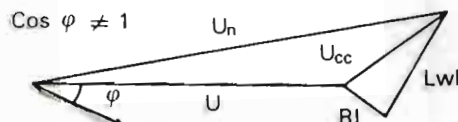
tension de court-circuit à la température conventionnelle U<sub>cc</sub> = √((W<sub>c</sub> / P × 100)<sup>2</sup> + (L<sub>wl</sub>)<sup>2</sup>) = √e<sub>r</sub><sup>2</sup> + e<sub>s</sub><sup>2</sup>

## chutes de tension

U<sub>n</sub> = tension nominale à vide

U = tension nominale en charge

$$\Delta U \approx e_r \cos \varphi + e_s \sin \varphi, \text{ pour } \cos \varphi = 1 \Rightarrow \Delta U \approx e_r + \frac{e_s^2}{200}$$



## rendement

k = coefficient de charge

W<sub>0</sub> = pertes à vide (W)

r à pleine charge (k = 1) = voir fiches techniques

$$r \% = \frac{kP \cos \varphi \times 100}{kP \cos \varphi + W_0 k^2 W_c}$$



# 3

## marche en parallèle des transformateurs

### variation cyclique de charges

Dans certaines installations il y a de fortes variations cycliques de charges (industries saisonnières par ex.). Il est donc souvent intéressant d'utiliser des transformateurs en parallèle, ce qui permet aux périodes creuses de ne mettre en service qu'un seul appareil et de réduire ainsi la consommation d'énergie due aux pertes à vide.

La continuité de service ou l'évolution des besoins justifient souvent également la marche en parallèle de certains transformateurs.

La puissance totale disponible est alors égale à la somme des puissances des appareils de même puissance. Si les puissances sont différentes, la puissance totale disponible est légèrement inférieure (au maximum 10 %) à la somme des puissances des appareils couplés. Toutefois la puissance du plus gros transformateur ne doit pas dépasser deux fois celle du plus petit.

En effet le courant qui s'établit entre les appareils ne perturbe pas anormalement la répartition des charges sous réserve :

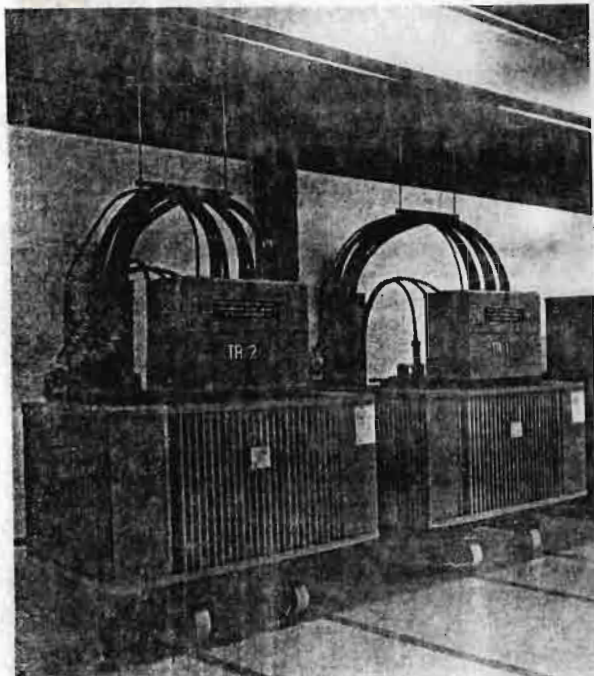
- que les différents appareils soient alimentés par le même réseau
- que l'on s'efforce d'avoir entre les bornes BT des différents appareils et le disjoncteur de couplage des connexions de même longueur et de mêmes caractéristiques.
- que le constructeur soit prévenu à la commande (cf § préciser à la commande). Il prendra alors toutes dispositions pour :
  - que le couplage (triangle étoile, étoile zig zag, etc...) des différents transformateurs ait le même indice horaire\*
  - que les tensions de court circuit des différents appareils soient égales à 10 % près.
  - que la différence entre les tensions obtenues au secondaire sur les divers appareils entre phases correspondantes ou entre ces phases et le neutre ne soient pas supérieure à 0,4 %.

\* On peut distinguer 4 groupes de couplage :

Groupe 1	indices horaire	0 - 4 - 8
2	" "	6 - 10 - 2
3	" "	1 - 5
4	" "	7 - 11

Il existe des possibilités de couplage en parallèle de transformateurs d'indices horaires différents.

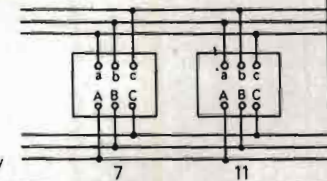
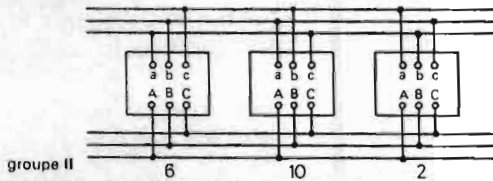
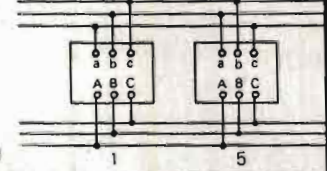
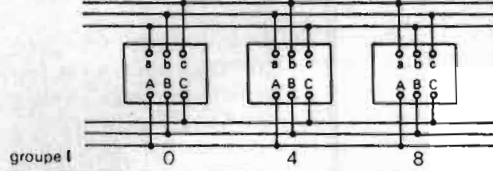
Sous réserve qu'ils appartiennent aux mêmes groupes ou aux groupes III et IV (voir schémas p. 9).



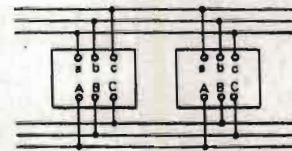
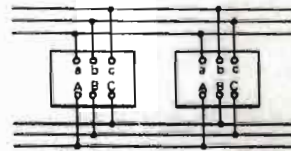
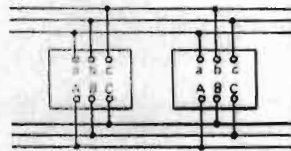
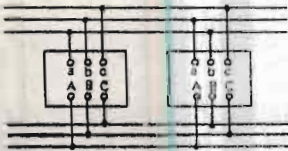
ANNEXE 3

marche en parallèle des transformateurs

marche en parallèle de transformateurs de même groupe



marche en parallèle de transformateurs appartenant aux groupes III et IV



1 (groupe III)  
ou  
7 (groupe IV)

7 (groupe IV)  
ou  
1 (groupe III)

5 (groupe III)  
ou  
7 (groupe IV)

7 (groupe IV)  
ou  
5 (groupe III)

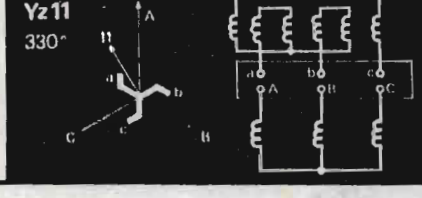
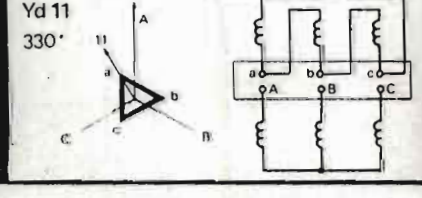
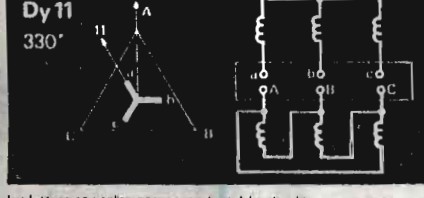
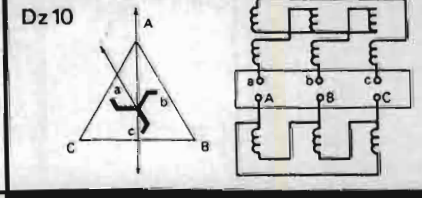
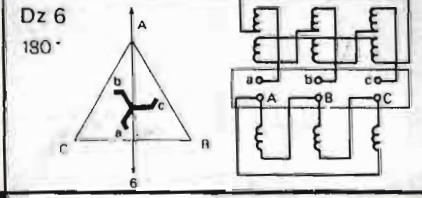
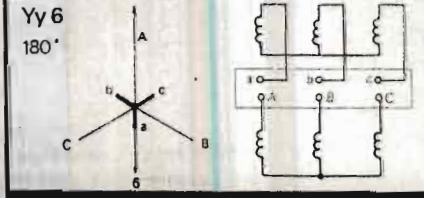
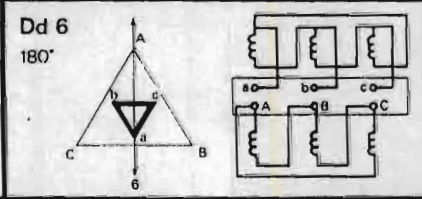
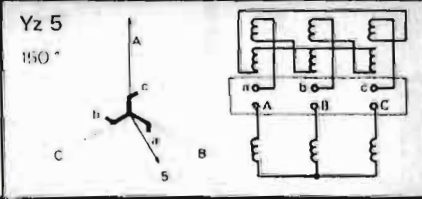
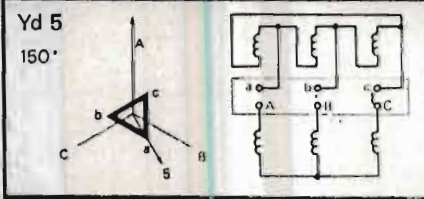
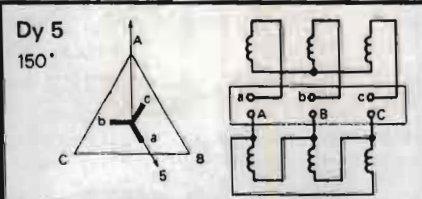
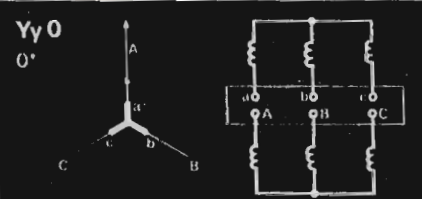
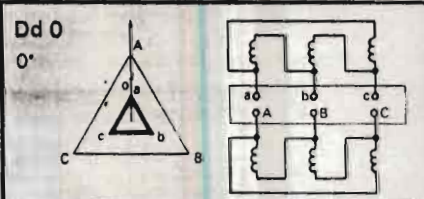
1 (groupe III)  
ou  
11 (groupe IV)

11 (groupe IV)  
ou  
1 (groupe III)

5 (groupe III)  
ou  
11 (groupe IV)

11 (groupe IV)  
ou  
5 (groupe III)

couplages usuels d'indices 0, 5, 6, 11, des transformateurs triphasés



les lettres capitales correspondent à la plus haute tension



# choix des rapports de transformation

## tension primaire

La tension d'alimentation (tension primaire) est déterminée par le distributeur d'énergie. Cependant il est bon de lui demander :

1° - si cette tension doit être modifiée à plus ou moins brève échéance ; dans ce cas on choisira un transformateur à double tension primaire. Au moment du changement de tension on peut disposer selon les cas d'un relèvement de la puissance du transformateur. Cependant le constructeur peut livrer sur demande un appareil à puissance conservée, c'est-à-dire délivrant la même puissance qu'il soit alimenté sous tension réduite ( $U_1$ ) ou sous tension plus élevée ( $U_2$ ) (voir tableau ci-dessous).

2° - si cette tension, compte tenu de la longueur de la ligne et de la charge du réseau, ne doit pas être sujette à des variations supérieures à  $\pm 2,5\%$ .

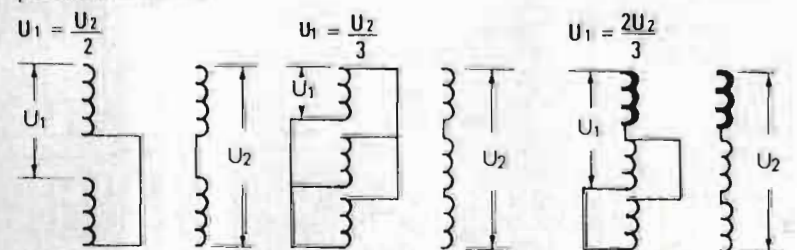
Dans ce cas demander au constructeur soit un réglage de base correspondant à la baisse de tension constante prévue, soit un commutateur de réglage de la tension d'alimentation à 3 positions ( $-5\% \ 0 \ +5\%$ )

ou à 5 positions, à savoir : ( $-5\% \ -2,5\% \ 0 \ +2,5\% \ +5\%$ ) au lieu de 3 ( $-2,5\% \ 0 \ +2,5\%$ )

Le marquage des positions du commutateur est indiqué par des nombres croissants correspondant à une élévation de la tension secondaire.

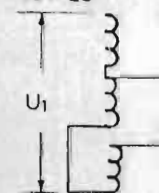
$U_2/U_1$	exemple de tension	couplage		prises de réglage	puissance
$\sqrt{3}$	$U_1 \ 6000$ $U_2 \ 10400$	$\Delta$	$\lambda$		
2	$U_1 \ 10000$ $U_2 \ 20000$	$\Delta$ $\Delta$	ou $\lambda$ $\lambda$	% identique pour $U_1$ et $U_2$	conservée
4	$U_1 \ 5000$ $U_2 \ 20000$	$\Delta$ $\Delta$	ou $\lambda$ $\lambda$		
4/3	$U_1 \ 15000$ $U_2 \ 20000$	$\Delta$ $\Delta$	ou $\lambda$ $\lambda$	% $\sim 3,33\%$ % $\sim 2,5\%$	réduite ou conservée
quelconque	$U_1 \ 17500$ $U_2 \ 2000$	$\Delta$ $\Delta$	ou $\lambda$ $\lambda$	% $\sim 2,86\%$ % $\sim 2,5\%$	

### puissance conservée

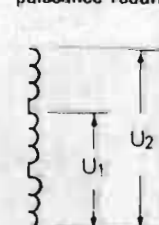


### puissance faiblement réduite

$$U_2 > 2U_1$$



### puissance réduite



disposition des enroulements primaires de chacune des phases  
 $U_1$  = tension la plus faible -  $U_2$  = tension la plus forte

