

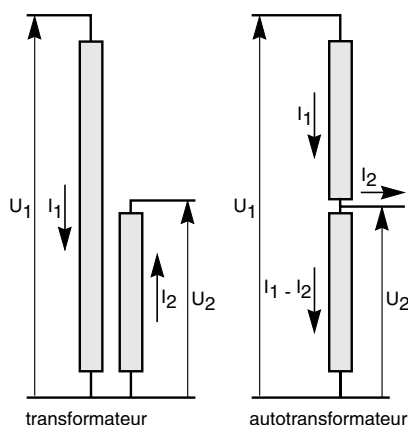
---

**1****étude d'une installation****1p Transformateurs HTA/BT**

page

Définitions et paramètres caractéristiques	K348
Principaux paramètres	K349
Choix du diélectrique et de la technologie	K350
Détermination de la puissance optimale	K353
Surcharges	K356
Transformateurs associés en parallèle	K357
Transformateurs bi-tension et élévateurs	K359
Générateurs homopolaires	K360
Protection des transformateurs	K361
Ventilation, normes de construction	K362
Refroidissement, isolation, textes officiels	K363

# Définitions et paramètres caractéristiques



## Définitions

### Transformateur

Un transformateur comporte généralement deux enroulements :

- primaire, de tension  $U_1$  et parcouru par un courant  $I_1$
- secondaire, de tension  $U_2$  et parcouru par un courant  $I_2$ .

Ces deux enroulements sont galvaniquement séparés et parcourus par des courants  $I_1$  et  $I_2$  conventionnellement de sens inverse.

### Autotransformateur

Un autotransformateur ne comprend qu'un seul enroulement dont un point intermédiaire est sorti. La totalité de l'enroulement peut jouer le rôle de primaire et la partie de l'enroulement jusqu'au point intermédiaire le rôle de secondaire. Le courant circulant dans le secondaire (enroulement commun) est alors la différence entre les deux courants  $I_1$  et  $I_2$ .

Il résulte de cette conception une dimension réduite par rapport à un transformateur, ainsi qu'un meilleur couplage que celui d'un transformateur équivalent. La tension de court-circuit d'un autotransformateur est donc plus faible que celle d'un transformateur équivalent, et le courant de court-circuit plus élevé.

## Paramètres caractéristiques

Les principaux paramètres caractérisant un transformateur sont synthétisés dans le tableau de la page suivante.

On peut distinguer :

- des paramètres généraux communs à tous les transformateurs
- des paramètres plus spécifiques, qui dépendent de la technologie utilisée :
  - transformateurs de type sec enrobé, Trihal
  - transformateurs de type immergé.

La comparaison entre ces technologies est présentée en page K350.

Des explications détaillées concernant les paramètres indiqués dans ce tableau pour les deux technologies sont fournies à la page indiquée en *italique bleu* sous le paramètre considéré.

## Tableau des principaux paramètres d'un transformateur

paramètres généraux communs		toutes technologies
puissance assignée (kVA)		$P = U_1 \times I_1 \times \sqrt{3} = U_2 \times I_2 \times \sqrt{3}$ HTA/BT : 160 - 250 - 400 - 630 - 800 - 1000 - 1250 - 1600 - 2000 kVA
fréquence (Hz)		f = 50 Hz en général, 60 Hz en application particulière.
type de fonctionnement		En général abaisseur ; élévateur ou réversible sur demande.
tensions primaires	tension(s) assignée(s) $U_1$	5,5 - 6,6 - 10 - 15 - 20 - 33 kV Pour une double tension préciser si puissance réduite ou conservée.
	niveau d'isolement	7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 kV
tensions secondaires	tension(s) assignée(s) $U_2$	BT : 237 - 410 - 525 - 690 V Pour une double tension préciser si puissance réduite ou conservée.
	niveau d'isolement	BT : 1,1 kV
	tension de court-circuit (%)	Pourcentage de la tension nominale à appliquer au primaire pour avoir $I_1$ au primaire lorsque le secondaire est en court-circuit. Trihal : 6 % quelle que soit la puissance. Immergé : 4 % pour $P \leq 630$ kVA et 6 % au-delà.
réglage hors tension	par prises de réglage	Prises manœuvrables hors tension agissant sur la plus haute tension pour adapter le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation. Standard = $\pm 2,5$ %, autres valeurs sur demande.
couplage (transformateur élévateur voir K358)	transformateur abaisseur	Dyn 11 - Yzn 11 - Y(N) y(n) Majuscule = couplage HT, minuscule = couplage BT, D, d = triangle, Y, y = étoile, Z, z = zig-zag N = neutre sorti côté HT, n = neutre sorti côté BT 11 ou 0 = indice horaire définissant le déphasage entre primaire et secondaire
marche en parallèle		voir K357
altitude d'utilisation		$\leq 1000$ m <sup>(1)</sup>
température d'utilisation	standard	-25 °C +40 °C <sup>(1)</sup>
	moy. journal. mois le plus chaud	30 °C (1)
	moyenne annuelle	20 °C (1)
mode d'installation	extérieur sur poteau	En général $P \leq 160$ kVA.
	extérieur ou intérieur en cabine	Toutes puissances
paramètres spécifiques d'une technologie		
diélectrique voir K350		<b>sec enrobé (Trihal)</b> Sec enrobé dans la résine époxy ignifugée.
type de moulage/remplissage voir K352		<b>immergé</b> Huile minérale (autre sur demande).
classe thermique et échauffement		ERT (étanche remplissage total) ou respirant
refroidissement	naturel	Classe thermique F, soit au maxi. : enroulements 100 °C.
	forcé	AN (air naturel)
raccordement MT	boulonné	AF (air forced)
	embrochable	Sur plages.
accessoires MT		Sur parties fixes embrochables HN 52 S 61.
		Système de verrouillage du panneau HTA sans serrure.
		Parties mobiles embrochables sur bornes HN 52 S 61
raccordement BT		système de verrouillage des embrochables sans serrure.
accessoires BT		Sur jeux de barres ou autre.
		Par traversées porcelaine ou passe-barres.
accessoires de protection interne voir K360		Capot BT (si prises embrochables côté HTA)
autres accessoires		DGPT2, thermostat, thermomètre, relais Buccholz + assécheur d'air.
		Doigt de gant.
		Vanne de vidange (standard si $P \geq 800$ kVA).
protection contre les contacts directs		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.
verrouillage		Panneaux mobiles et bornes embrochables

(1) valeurs standard (NF C 15-100 et CEI 76).

# Choix du diélectrique et de la technologie

Dans le choix du diélectrique de refroidissement, plusieurs paramètres sont à prendre en considération, entre autres :

- la sécurité des personnes, au niveau du transformateur ou à son voisinage (environnement), sécurité qui fait l'objet d'une réglementation et de recommandations officielles
- le bilan économique, compte tenu des avantages de chaque technique et de la gamme des matériels existante.

## Transformateurs de type sec enrobé : Trihal

L'isolation des enroulements des transformateurs de type sec enrobé (ou encapsulé) est réalisée par des isolants secs. Le refroidissement est donc assuré par l'air ambiant sans liquide intermédiaire.

Les transformateurs 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 des transformateurs Trihal.

Ce système d'enrobage à trois composants confère aux transformateurs Trihal les niveaux d'exigence les plus élevés des normes sur les transformateurs secs récemment harmonisées aux niveaux Européen et Français.

Ainsi, les normes NF C 52-115 et 52-726 définissent les types de risques et les classes de comportement suivantes :

type de risque	classes d'exigences
F : feu	F0, F1, F2.
E : environnement	E0, E1, E2
C : climatique	C1, C2

La classification E0, C1, F1 est imposée comme classe minimum par la norme NF C 52-115.

Les transformateurs Trihal répondent aux exigences les plus sévères :

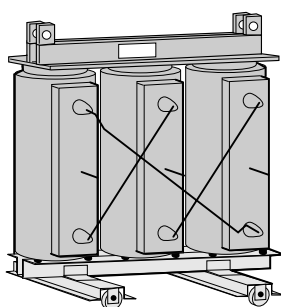
- classe **F1** de comportement au feu (NF C 52-726) (la classe F2 correspondant à un accord spécial entre constructeur et utilisateur), c'est à dire :
  - autoextinction rapide : l'enrobage des Trihal possède une excellente résistance au feu et une auto-extinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables
  - matériaux et produits de combustion non toxiques : l'enrobage des Trihal 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 C 52-726), c'est à dire résistance aux risques de :
  - condensation fréquente
  - pollution élevée.

Le système d'enrobage procure en effet aux transformateurs Trihal 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

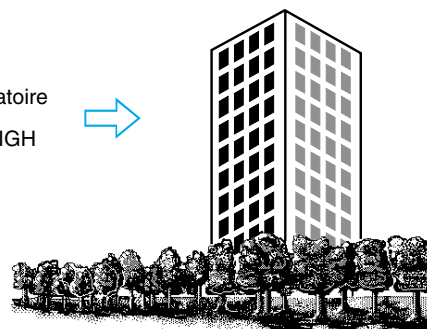
- classe **C2** climatique, c'est à dire fonctionnement transport et stockage jusqu'à - 25 °C.

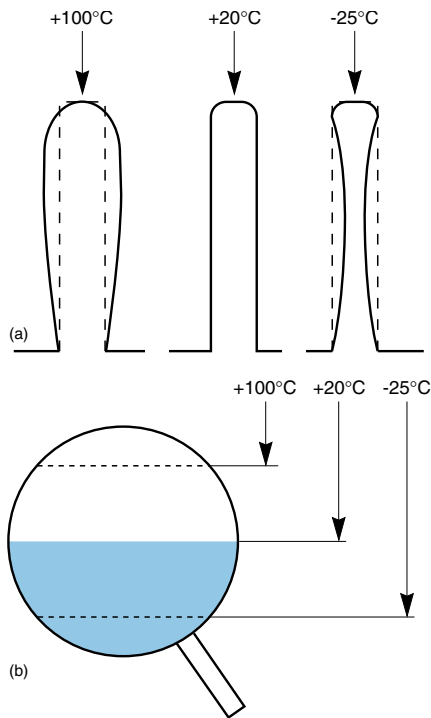
En outre les transformateurs Trihal assurent une excellente protection contre les contacts directs par une enveloppe ayant un degré de protection **IP 3X**, conforme aux exigences du décret de protection n° 88-10-56 du 14-11-88.

Cet ensemble de qualités permet l'installation de transformateurs Trihal au milieu de locaux occupés sans précaution complémentaire. En particulier, les normes sur les IGH (immeubles de grande hauteur) imposent l'utilisation de transformateurs Trihal. La gamme Trihal va, aujourd'hui, jusqu'à 10 MVA et 36 kV.



obligatoire  
pour IGH





Effet des variations de température du diélectrique sur :  
(a) la déformation élastique des ailettes de la cuve  
(b) la variation de niveau du réservoir

## Transformateurs de type immergé

Le liquide le plus souvent utilisé comme diélectrique dans les transformateurs immergés est l'huile minérale.

L'huile minérale étant inflammable, il est obligatoire de prendre des mesures de sécurité (voir "installation des transformateurs") avec une protection par relais DGPT2 (détecteur de gaz, pression et température 2 niveaux). En cas d'anomalie, il donne l'ordre de mise hors service du transformateur avant que la situation ne devienne dangereuse.

L'huile minérale est biodégradable et ne contient ni PCB (polychlorobiphényle) qui ont conduit à l'élimination des askarels (Pyralène), ni TCB (trichlorobenzènes).

Le transformateur est garanti avec un seuil de PCB-PCT  $\leq 2$  ppm, car le seuil de mesure actuel est 2 ppm.

Sur demande, l'huile minérale peut être remplacée par un autre diélectrique liquide en adaptant le transformateur et en prenant d'éventuelles précautions complémentaires.

Le diélectrique liquide sert aussi à évacuer les calories. Il se dilate en fonction de la charge et de la température ambiante. La conception des transformateurs leur permet d'absorber les variations de volume correspondantes.

Deux techniques sont employées :

### ■ étanche à remplissage total (ERT) jusqu'à 10 MVA

Mise au point par France-Transfo, la technique du remplissage total (ERT)

"sans matelas gazeux" des cuves étanches des transformateurs immergés 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).

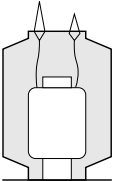
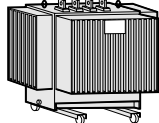
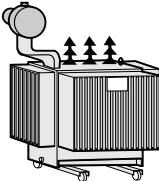
La dilatation du diélectrique est compensée par la déformation élastique des parois ondulées de la cuve, parois dont la souplesse mécanique permet une variation adéquate du volume intérieur de la cuve (figure (a))

### ■ respirants avec conservateur

La dilatation du diélectrique se fait dans un réservoir d'expansion placé au-dessus de la cuve (ou conservateur).

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 (figure (b)).

### Tableau de 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 (recommandé par France transfo)	10 ans	3 ans

## Réglementation participant au choix

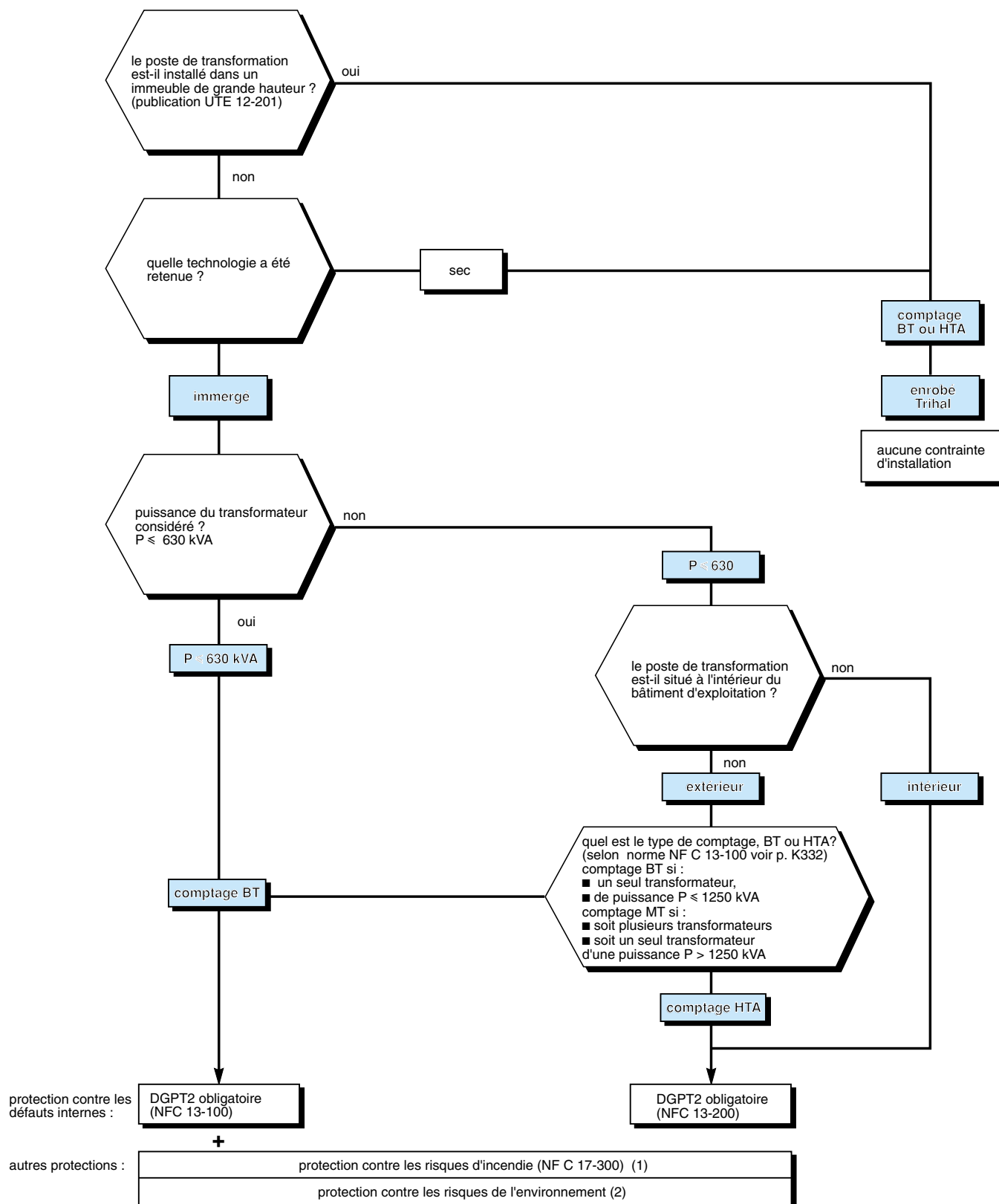
Les paramètres essentiels sont :

- installation en immeuble de grande hauteur
- type de technologie souhaitée
- puissance du transformateur
- transformateur installé à l'intérieur ou l'extérieur du bâtiment d'exploitation
- type de comptage
- utilisation d'un DGPT2.

Le logigramme de la page suivante décrit les conditions à respecter en fonction de ces paramètres.

# Choix du diélectrique et de la technologie

## Choix du transformateur



(1) Le DGPT2 installé sur un transformateur immergé dispense de toute autre disposition empêchant la propagation du feu. Son absence entraîne obligatoirement, dans un poste intérieur de puissance  $P > 630$  kVA, n'ayant pas de paroi coupe-feu de degré 2 heures, l'installation d'un autre dispositif (ex : système d'extinction automatique d'incendie).

Dans un poste de transformation extérieur, l'installation ou non d'un écran pare-flammes dépend de la distance d'entre le bâtiment et le poste :

- si  $d \geq 8$  m : écran non obligatoire
- si  $4 \text{ m} < d < 8 \text{ m}$  : écran de degré 1 obligatoire
- si  $d < 4 \text{ m}$  : écran de degré 2 obligatoire.

(2) Moyen de rétention du diélectrique liquide.

Surdimensionner le transformateur entraîne un investissement excessif et des pertes à vide inutiles. Mais la réduction des pertes en charge peut être très importante.

Sous-dimensionner le transformateur entraîne un fonctionnement quasi permanent à pleine charge et souvent en surcharge avec des conséquences en chaîne :

- rendement inférieur (c'est de 50 à 70 % de sa charge nominale qu'un transformateur a le meilleur rendement)
- échauffement des enroulements, entraînant l'ouverture des appareils de protection et l'arrêt plus ou moins prolongé de l'installation
- vieillissement prématuré des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur ; la norme CEI 354 signale qu'un dépassement permanent de température du diélectrique de 6 °C réduit de moitié la durée de vie des transformateurs immergés. Aussi, pour définir la puissance optimale d'un transformateur, il est important de connaître le cycle de fonctionnement saisonnier ou journalier de l'installation alimentée : puissance appelée simultanément ou alternativement par les récepteurs dont les facteurs de puissance peuvent varier dans des proportions considérables d'un récepteur à l'autre et selon l'utilisation.

## Détermination de la puissance

La méthode d'estimation de la puissance optimale du transformateur peut être plus ou moins sophistiquée. On procède en général de la manière suivante.

### Première partie

On établit un bilan des puissances pour déterminer la puissance appelée (ou absorbée) sur le réseau. On calcule successivement :

- la puissance installée **Pi** (somme des puissances actives en kW des récepteurs de l'installation)
- la puissance utilisée **Pu** (partie de la puissance **Pi** en kW réellement utilisée) en tenant compte :
  - des coefficients d'utilisation maximale des récepteurs (car ils ne sont pas en général utilisés à pleine puissance)
  - des coefficients de simultanéité par groupes de récepteurs (car ils ne fonctionnent pas en général tous ensemble)
- la puissance appelée **Sa** correspondant à **Pu** (car la puissance assignée des transformateurs est une puissance apparente en kVA alors que **Pu** est en kW) en tenant compte :
  - des facteurs de puissance
  - des rendements.

### Deuxième partie

On détermine, pour la journée la plus chargée de l'année la valeur **Pc** en kW de la puissance maximale consommée en la ramenant à une puissance apparente **Sc**.

La comparaison entre **Sa** et **Sc** décide de la puissance à retenir.

## Première partie : détermination de **Pi**, **Pu** et **Sa** (puissances installée, utilisée et appelée)

### Liste des récepteurs de l'installation

Il faut prendre en compte tous les récepteurs installés alimentés par le transformateur, sans oublier les prises de courant sur lesquelles peuvent être raccordés des récepteurs mobiles

### Calcul de la puissance installée **Pi**

La somme des puissances **Pr** en kW des récepteurs listés précédemment donne la valeur de la puissance installée.

$$P_i \text{ (kW)} = \sum P_r \text{ (kW)}$$

Si ce calcul n'est pas réalisable, notamment pour un poste de transformation desservant plusieurs utilisateurs (ateliers et bureaux), le tableau ci-après donne des ordres de grandeur statistiques des puissances normalement installées suivant les types d'installation (voir également les normes NF C 63-410 et NF C 15-100).

Tableau de calcul approché de la puissance installée

type de distribution	type d'exploitation	puissance installée estimée*
éclairage fluorescent	bureaux**	25 W/m <sup>2</sup>
	ateliers**	15 W/m <sup>2</sup> - hauteur plafond 6 m 20 W/m <sup>2</sup> - hauteur plafond 9 m
force motrice	bureaux	25 W/m <sup>2</sup>
	atelier peinture	350 W/m <sup>2</sup>
	atelier chaudronnerie	450 W/m <sup>2</sup>
	atelier usinage	300 W/m <sup>2</sup>
	atelier montage	70 W/m <sup>2</sup>
	atelier expédition	50 W/m <sup>2</sup>
	traitement thermique	700 W/m <sup>2</sup>
	chauffage	23 W/m <sup>2</sup> (ateliers)
	conditionnement air	22 W/m <sup>2</sup> (bureaux)
	compresseur d'air pompe	4 W/m <sup>2</sup>

\* dans l'ignorance des puissances réellement installées, on peut se baser sur les estimations ci-dessous.

\*\* dans le cas le plus courant d'une installation d'éclairage compensée (cos φ = 0,86).

### Calcul de puissance utilisée **Pu**

#### (prise en compte des facteur d'utilisation maximale et/ou de simultanéité des récepteurs)

La puissance installée donne en général une valeur trop élevée par rapport au besoin réel, car tous les récepteurs ne fonctionnent pas en même temps ni à pleine charge. Aussi, on applique aux puissances des récepteurs des coefficients qui tiennent compte de leur régime de fonctionnement :

■ facteur d'utilisation maximale (**ku** < 1) qui correspond à la fraction de la puissance totale du récepteur utilisée. Il s'applique toujours aux récepteurs à moteur pouvant fonctionner en dessous de la pleine charge.

■ facteur de simultanéité (**ks** < 1) qui tient compte du fait que des groupes de récepteurs ne fonctionneront pas forcément simultanément. Déterminer des facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et des conditions d'exploitation. On ne peut donc pas donner de valeurs générales. Les normes UTE 63-410 et NF C 15-100 donnent cependant quelques valeurs, indiquées dans le tableau ci-contre.

On calcule la puissance utilisée totale à partir des valeurs de puissance installées des divers récepteurs corrigées de ces coefficients :

$$P_u \text{ (kW)} = \sum P_r \text{ (kW)} \times K_u \times K_s$$

Tableau de coefficients de simultanéité

équipements industriels ou tertiaires	
éclairage (attention : à vérifier pour les lampes à décharge)	1
ventilation	1
conditionnement d'air	1
four	1
prises de courant (cas où 6 prises sont sur le même circuit)	0,25
machines-outils	0,75
compresseurs	0,75
équipements ménagers	
éclairage	1
chauffage électrique	1
conditionnement d'air	1
chauffe-eau (sauf si la mise sous tension n'a lieu qu'à certaines heures)	1
appareils de cuisson	0,7
ascenseur et monte-charge	
à 1 seul moteur*	1
à 2 moteurs*	0,75
moteurs suivants*	0,6

\* Le courant à considérer est le courant nominal du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.



# Détermination de la puissance optimale

## Calcul de la puissance appelée Sa (suite)

(prise en compte des rendements et des facteurs de puissance et des récepteurs)  
La puissance appelée du transformateur correspondante à  $P_u$  (kW) s'exprime par une puissance apparente  $S_a$  en kVA.

Cette puissance est évaluée en prenant en compte le rendement et facteur de puissance, soit des divers récepteurs ou groupes de récepteurs, soit de l'installation

### ■ prise en compte du $\cos \varphi$ et du rendement au niveau des récepteurs

La puissance apparente  $S_r$  (kVA) de chaque récepteur ou groupe de récepteurs, s'obtient en divisant la valeur de sa puissance active  $P_r$  (kW), éventuellement corrigée du rendement et du facteur de simultanéité, par le produit  $\eta \times \cos \varphi$  (ou FP)  
 $S_r$  (kVA) =  $P_r$  (kW) / ( $\eta \times \cos \varphi$ ) avec :

- $\eta$  rendement du récepteur
- $\cos \varphi$  du récepteur (ou FP, facteur de puissance, pour un récepteur non linéaire).

On appliquera le  $\cos \varphi$  :

- directement s'il n'est pas envisagé de compensation de l'énergie réactive
- pour la valeur obtenue après compensation si une compensation de l'énergie réactive est prévue.

Pour cela, les tableaux de la [page K355](#) indiquent :

- tableau 1 : des valeurs pour la prise en compte directe de  $\cos \varphi$  (ou de FP)
- tableau 2 : des valeurs de  $\cos \varphi$  relevé après compensation avec, en fonction des  $\cos \varphi$  d'origine, les kvar nécessaire pour réaliser la compensation.

La puissance appelée  $S_a$  s'exprime par :

$$S_a$$
 (kVA) =  $\sum S_r$  (kVA) =  $\sum (P_r$  (kW)  $\times K_u \times K_s) / (\eta \times \cos \varphi)$

égalité vectorielle car portant sur des puissances apparentes à déphasages différents.

### ■ approximation

- Un calcul précis de  $S_a$  nécessiterait la sommation vectorielle de Fresnel des diverses puissances apparente  $S_r$  (kVA)
- En pratique une sommation arithmétique donnera le plus souvent un ordre de grandeur suffisant de  $S_a$  :

$$S_a$$
 (kVA) =  $\sum [(P_r$  (kW)  $\times K_u \times K_s) / (\eta \times \cos \varphi)]$

Cette puissance appelée correspond au fonctionnement normal de l'installation.

### ■ prise en compte directe du $\cos \varphi$ et du rendement au niveau de l'installation

Moyennant certaines précautions et une expérience d'installation similaire il peut être suffisant d'estimer  $S_a$  en appliquant à la valeur de  $P_u$  un rendement global et un facteur de puissance global pour l'installation.

$$S_a$$
 (kVA) =  $P_u$  (kW) /  $\eta \cos \varphi$

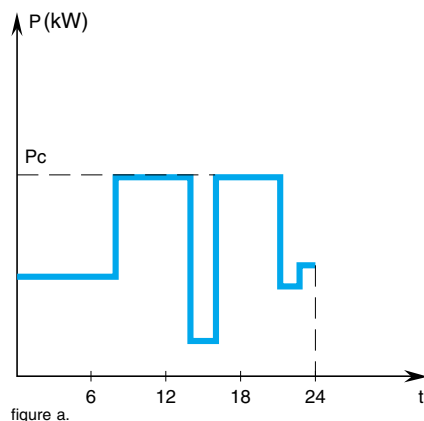


figure a.

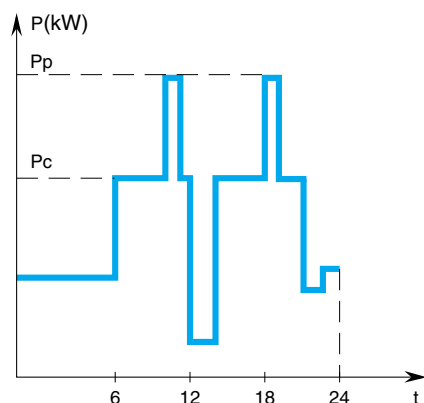


figure b.

## Deuxième partie : détermination de $P_c$ (puissance maximale consommée) et $P_m$ (puissance maximale retenue)

### Détermination de $P_c$ puissance consommée de la tranche horaire de la journée la plus chargée de l'année

Pour tenir compte des pics de consommation éventuels, il faut déterminer la journée la plus chargée de l'année, c'est-à-dire celle où, en plus des récepteurs habituels, viennent s'ajouter des appareils de chauffage et/ou de climatisation à leur charge maximum.

Il convient de découper cette journée en différentes tranches horaires et, pour chaque tranche horaire ainsi définie, de faire le bilan de la puissance des récepteurs fonctionnant simultanément pendant cette période. D'où la courbe de fonctionnement de l'installation (exemples de courbes : figure a et figure b).

La lecture de la courbe de fonctionnement détermine la puissance maximale consommée  $P_c$ , exprimée en kW.

Si la puissance maximale consommée correspondait à un pic passager de courte durée (entre quelques minutes et 2 heures maximum), il serait possible de la considérer comme une surcharge passagère (cf. courbes de surcharges admissibles du transformateur) de façon à ne pas surcalibrer inutilement la puissance.

Ceci apparaît dans la figure b.

### Détermination de $P_m$

Si  $P_u$ , la puissance maximale utilisée, et  $P_c$ , la puissance maximale consommée ont des valeurs du même ordre de grandeur, on choisit la valeur la plus élevée, soit  $P_m$ . Si  $P_u$  et  $P_c$  ont des valeurs très différentes, il est souhaitable de vérifier depuis le début les estimations faites.

### Passage à la puissance appelée correspondante

La puissance appelée maximale correspondante est obtenue en calculant pour  $P_m$  retenu les kVA correspondant, par l'une des deux manières suivantes :

■ soit :

$$S_m$$
 (kVA) =  $P_m$  (kW) /  $\cos \varphi$

ou  $\cos \varphi$  est le facteur de puissance moyen estimé de l'installation, éventuellement déjà utilisé à l'étape précédente

■ soit :

$$S_m$$
 (kVA) =  $S_a$  (kVA)  $\times P_m/P_u$

$P_m/P_u$  coefficient correspondant à la prise en compte du surplus de puissance nécessaire par rapport à la consommation normale.



### Choix final de la puissance du transformateur

On choisira en principe le transformateur de puissance apparente  $S(kVA)$  normalisée immédiatement supérieure à  $S_m$  déterminé précédemment.

Néanmoins, il faut prendre en compte pour ce choix les éléments suivants :

■ sûreté de fonctionnement : si l'installation ne comprenait qu'un seul transformateur, il serait prudent de surcalibrer  $P_m$  de l'ordre de 25 %

■ influence de la température : conformément à la CEI 76, la méthode de calcul précédente n'est valable que lorsque la température ambiante ne dépasse pas 30 °C en moyenne journalière et 20 °C en moyenne annuelle avec un maximum de 40 °C (au delà il faut déclasser le transformateur)

■ extension ultérieure : si elle est prévue, en tenir compte dans la détermination de  $P_m$

■ facteur de puissance : il doit être ramené, côté entrée réseau, à 0,928 pour éviter les pénalités appliquées par le distributeur d'énergie :

$$S_{kVA} = P_{kW} / 0,928.$$

Il faut noter, à ce sujet, que la puissance déterminée pour le transformateur s'exprime en kVA (puissance apparente) alors que la puissance souscrite auprès du distributeur d'énergie s'exprime en kW (puissance active).

A noter également que l'abonné dispose d'un an pour modifier le contrat passé avec le distributeur d'énergie

■ puissance de transformateur normalisées.

Les puissances habituelles de transformateurs sont :

160 - 250 - 400 - 630 - 800 - 1000 - 1250 kVA.

**Tableau 1 : Coefficients pour prise en compte du facteur de puissance**

	cos φ	coefficient 1/cos φ
fours à induction	0,02	50
fours à arc	0,20	5
postes de soudure	0,25	4
	0,30	3,33
	0,35	2,86
moteurs	0,40	2,50
	0,45	2,22
	0,50	2
	0,55	1,84
	0,60	1,57
	0,65	1,54
	0,70	1,43
	0,75	1,33
	0,80	1,25
	0,82	1,22
	0,84	1,20
	0,86	1,16
	0,88	1,14
transformateurs	0,90	1,11
	0,92	1,08
	0,94	1,06
	0,96	1,04
	0,98	1,02

**Tableau 2 : Détermination du nombre de kvar à prévoir en cas de compensation**

cos φ du récepteur	nombre de kvar à prévoir par kW de charge pour relever le cos φ à						
	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98
0,40	1,688	1,750	1,805	1,861	1,924	1,998	2,085
0,41	1,625	1,687	1,742	1,798	1,860	1,935	2,021
0,42	1,564	1,626	1,681	1,738	1,800	1,874	1,961
0,43	1,507	1,569	1,624	1,680	1,742	1,816	1,903
0,44	1,441	1,503	1,558	1,614	1,677	1,751	1,837
0,45	1,380	1,442	1,501	1,561	1,626	1,695	1,784
0,46	1,329	1,391	1,446	1,502	1,567	1,636	1,725
0,47	1,280	1,342	1,397	1,454	1,519	1,588	1,677
0,48	1,226	1,288	1,343	1,400	1,464	1,534	1,623
0,49	1,180	1,242	1,297	1,355	1,420	1,489	1,578
0,50	1,182	1,194	1,248	1,303	1,369	1,441	1,529
0,51	1,086	1,148	1,202	1,257	1,323	1,395	1,483
0,52	1,044	1,106	1,160	1,215	1,281	1,353	1,441
0,53	1,000	1,062	1,116	1,171	1,237	1,309	1,397
0,54	0,959	1,021	1,076	1,130	1,196	1,268	1,356
0,55	0,919	0,981	1,035	1,090	1,156	1,228	1,316
0,56	0,885	0,947	0,996	1,051	1,117	1,189	1,277
0,57	0,842	0,904	0,958	1,013	1,079	1,151	1,239
0,58	0,805	0,867	0,921	0,976	1,042	1,114	1,202
0,59	0,768	0,830	0,884	0,939	1,005	1,077	1,165
0,60	0,734	0,796	0,849	0,905	0,971	1,043	1,131
0,61	0,699	0,761	0,815	0,870	0,936	1,008	1,096
0,62	0,665	0,727	0,781	0,836	0,902	0,974	1,062
0,63	0,633	0,695	0,749	0,804	0,870	0,942	1,030
0,64	0,600	0,662	0,716	0,771	0,837	0,909	0,997
0,65	0,569	0,631	0,685	0,740	0,806	0,878	0,966
0,66	0,538	0,600	0,654	0,709	0,775	0,847	0,935
0,67	0,508	0,570	0,624	0,679	0,745	0,817	0,905
0,68	0,479	0,541	0,595	0,650	0,716	0,788	0,876
0,69	0,449	0,511	0,565	0,620	0,686	0,758	0,840
0,70	0,420	0,482	0,536	0,591	0,657	0,729	0,811
0,71	0,392	0,454	0,508	0,563	0,629	0,701	0,783
0,72	0,363	0,425	0,479	0,534	0,600	0,672	0,754
0,73	0,336	0,398	0,452	0,507	0,573	0,645	0,727
0,74	0,309	0,371	0,425	0,480	0,546	0,618	0,700
0,75	0,282	0,344	0,398	0,453	0,519	0,591	0,673
0,76	0,255	0,317	0,371	0,426	0,492	0,564	0,652
0,77	0,229	0,291	0,345	0,400	0,466	0,538	0,620
0,78	0,203	0,265	0,319	0,374	0,440	0,512	0,594
0,79	0,176	0,238	0,292	0,347	0,413	0,485	0,567
0,80	0,150	0,212	0,266	0,321	0,387	0,459	0,541
0,81	0,124	0,186	0,240	0,295	0,361	0,433	0,515
0,82	0,098	0,160	0,214	0,269	0,335	0,407	0,489
0,83	0,072	0,134	0,188	0,243	0,309	0,381	0,463
0,84	0,046	0,108	0,162	0,217	0,283	0,355	0,437
0,85	0,020	0,082	0,136	0,191	0,257	0,329	0,417
0,86		0,062	0,109	0,167	0,230	0,301	0,390
0,87			0,083	0,141	0,204	0,275	0,364
0,88			0,054	0,112	0,175	0,246	0,335
0,89			0,028	0,086	0,149	0,230	0,309
0,90				0,058	0,121	0,192	0,281

## Prise en compte des surcharges

Pour ne pas provoquer un vieillissement prématuré du transformateur les surcharges brèves ou prolongées que l'on peut admettre doivent être compensées par une charge "habituelle" plus faible. Les courbes qui suivent permettent de déterminer les surcharges journalières ou brèves admissibles en fonction de la charge habituelle du transformateur.

Le chiffre en regard de la flèche précise, pour chaque courbe de surcharge, le rapport souhaitable entre la charge habituelle et la puissance nominale pour pouvoir tolérer la surcharge indiquée par la courbe.

Les courbes sont données pour la température ambiante normale qui correspond selon la CEI 76 à :

- température ambiante de fonctionnement :  $-25^{\circ}\text{C}$  à  $+40^{\circ}\text{C}$
- température ambiante moyenne mensuelle du mois le plus chaud :  $30^{\circ}\text{C}$
- température ambiante moyenne annuelle :  $20^{\circ}\text{C}$ .

Dans le cas d'une température ambiante maximum différente de  $40^{\circ}\text{C}$  et communiquée au constructeur, le transformateur est calculé en conséquence et les courbes restent alors valables.

## Surcharges cycliques journalières

Suivant la température ambiante du local dans lequel sera installé l'unité de transformation une surcharge journalière importante et prolongée peut être admise sans (systématiquement) compromettre la durée de vie du ou des transformateurs en parallèle. Les courbes de surcharges cycliques journalières ci-contre correspondent aux conditions de température ambiante de la CEI 76, indiquée plus haut.

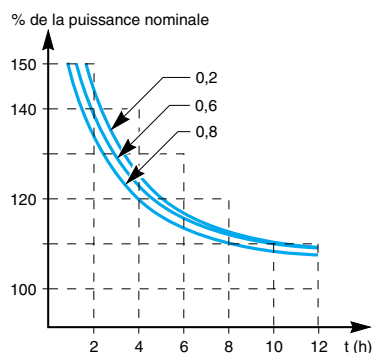
Exemple :

Pour un transformateur immergé chargé toute l'année à 80 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,8 une surcharge journalière admissible d'environ 120 % pendant 4 heures ou encore, 135 % pendant 2 heures.

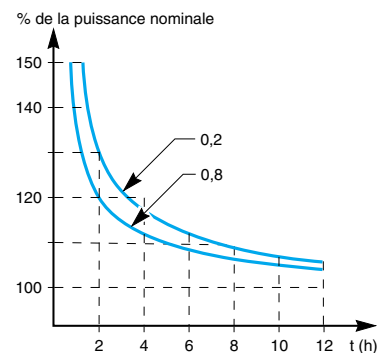
### Service cyclique journalier

Charges et surcharges temporaires admissibles en % de la puissance nominale.

#### ■ transformateurs immergés



#### ■ transformateurs Trihal



## Surcharges brèves

De même lors des manœuvres des récepteurs, des surcharges brèves mais très importantes peuvent apparaître (par exemple : démarrage de moteur). Elles sont également admissibles sous réserve qu'elles ne dépassent pas les limites indiquées par les courbes ci-contre.

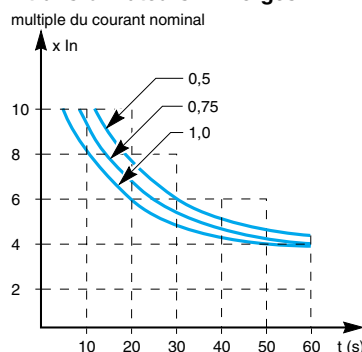
Exemple :

Pour un transformateur sec chargé toute l'année à 70 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,7 une surcharge brève admissible d'environ 10 In pendant 10 secondes ou encore, 5,2 In pendant 30 secondes.

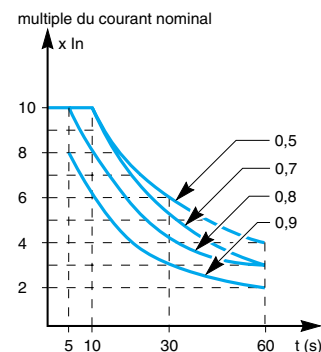
### Surcharges brèves admissibles

Valeurs approximatives de la charge en multiple du courant nominal.

#### ■ transformateurs immergés



#### ■ transformateurs Trihal



## Puissance totale

Lorsqu'on utilise plusieurs transformateurs de même puissance en parallèle, la puissance totale disponible est égale à la somme des puissances des appareils. Si les puissances sont différentes, la puissance totale disponible est inférieure 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.

## Conditions de mises en parallèle

Le courant qui s'établit entre les transformateurs mis en parallèle ne perturbe pas anormalement la répartition des charges sous réserve que :

- les différents appareils soient alimentés par le même réseau
  - 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
  - le constructeur soit prévenu dès l'offre. Il prendra alors toutes dispositions pour que :
    - les couplages (triangle étoile, étoile zig-zag, etc.) des différents transformateurs aient des indices horaires compatibles
    - les tensions de court-circuit des différents appareils soient égales à 10 % près
    - la différence entre les tensions obtenues au secondaire sur les divers appareils entre phases correspondantes ou entre ces phases et le neutre ne soit pas supérieure à 0,4 %.
- Pour ces différentes raisons, il est très important qu'il y ait une compatibilité parfaite entre les appareils montés en parallèle.
- Toutes précisions devront être données au constructeur lors de la consultation concernant les conditions d'utilisation afin d'optimiser le rendement de l'unité de transformation et d'éviter échauffements anormaux, pertes cuivre inutile, etc.

## Raisons du choix et modes d'association

Le choix d'utiliser plusieurs transformateurs plutôt qu'un seul est lié directement aux récepteurs alimentés et au besoin de continuité de service de ces récepteurs. La solution retenue dépendra du bilan technico-économique de chaque cas d'installation.

En général, chaque transformateur en parallèle peut fournir la totalité de la puissance nécessaire à l'installation.

En se basant sur le fait que deux transformateurs en parallèle ont une faible probabilité d'être indisponibles simultanément, la continuité de service sera améliorée par l'un des schémas suivants où la puissance à fournir est 100 % en service normal et x % en service secours.

## Marche alternée de deux transformateurs

Aucune marche en parallèle n'est possible. En l'absence de source auxiliaire indépendante, il est possible d'alimenter la protection du transformateur normal par le secondaire du transformateur de remplacement.

### Redondance totale

La disparition de la tension en 1 entraîne le basculement en 2, généralement après ouverture en 1, pour éviter que 2 ne réalimente le défaut éventuel en 1.

### Redondance partielle

La disparition de la tension en 1 entraîne l'ouverture du couplage du jeu de barres puis le basculement sur 2.

Les problèmes de pointes de courant de réenclenchement vont influencer sur le choix de la puissance du transformateur de remplacement et éventuellement nécessiter un automate de gestion de délestage et retestage de chacun des départs.

## Marche en parallèle de deux transformateurs

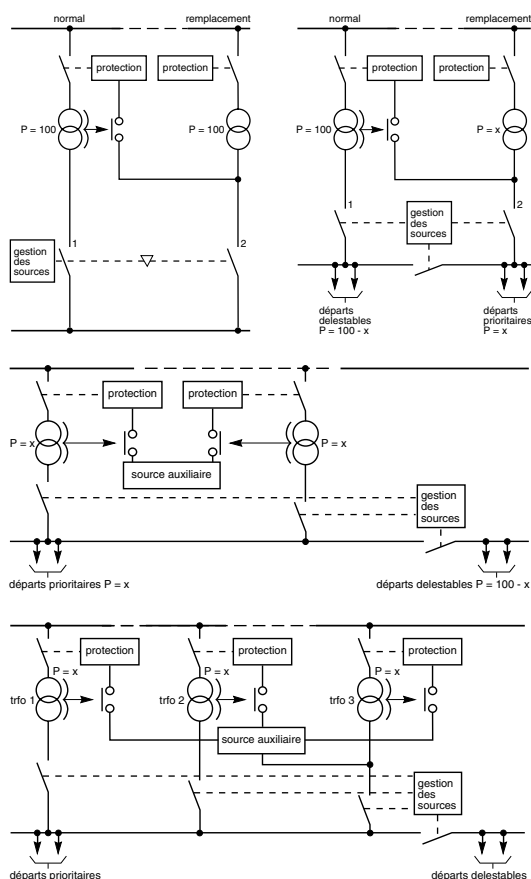
Chaque transformateur pourrait assurer l'alimentation de la protection de l'autre mais l'indisponibilité d'un transformateur va nécessiter, selon le risque encouru, de réalimenter la protection par une autre source.

La disparition de la tension issue de l'un des transformateurs va entraîner l'ouverture du couplage du jeu de barres et l'ouverture du disjoncteur aval du transformateur incriminé pour éviter de réalimenter un défaut interne éventuel.

## Deux transformateurs en parallèle, un troisième en remplacement

Les protections des transformateurs normaux 1 et 2 peuvent être alimentées par le transformateur de remplacement 3 directement ou via une source auxiliaire indépendante.

La disparition de la tension de l'un des transformateurs normaux 1 ou 2 entraîne l'ouverture du disjoncteur aval correspondant (pour éviter que les autres transformateurs n'alimentent un défaut interne éventuel), un éventuel délestage de certains départs pour éviter une surcharge et la fermeture du disjoncteur du transformateur de remplacement 3.



# Transformateurs bi-tensions et élévateurs

## Primaire bi-tension HTA

Si le distributeur d'énergie envisage à plus ou moins brève échéance un relèvement de la tension d'alimentation, il est souhaitable de prévoir un transformateur à double tension d'alimentation.

Deux cas peuvent alors se présenter :

- l'utilisateur a besoin dans l'immédiat de la pleine puissance de son appareil. Il doit alors prévoir un appareil de puissance nominale supérieure, ou à défaut demander au constructeur un **appareil à puissance conservée** sous la plus faible des deux tensions
  - l'utilisateur ne compte pas utiliser dans un premier temps la puissance totale de son appareil. Il peut alors commander simplement un **appareil à puissance réduite** qui ne donnera sa pleine puissance que lors du relèvement de la tension d'alimentation. Il lui suffira alors d'effectuer la modification.
- Le changement de tension s'effectue soit par un commutateur manœuvrable hors tension placé sur le couvercle dans le cas de transformateurs immergés, soit par changement hors tension de barrettes dans le cas des transformateurs Trihal.

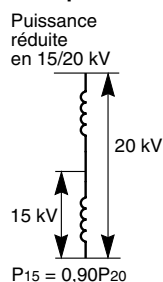
## Secondaire bi-tension

Si l'utilisateur a besoin d'alimenter des récepteurs sous des tensions différentes, il peut prévoir un transformateur à double tension d'utilisation.

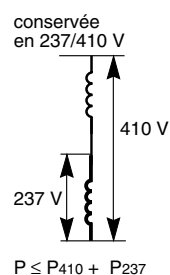
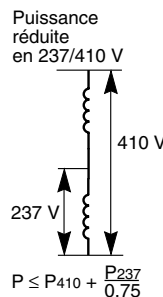
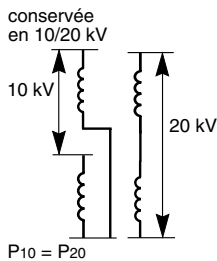
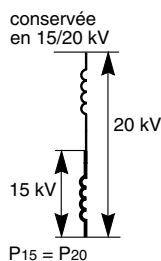
Deux cas peuvent se présenter :

- l'utilisateur a besoin de la pleine puissance dans l'une ou l'autre des tensions d'utilisation : il prendra un appareil de puissance conservée
  - l'utilisateur n'a pas besoin de la pleine puissance dans la plus petite tension d'utilisation : il prendra un appareil à puissance réduite.
- Dans les deux cas, le débit en 237 V ou en 410 V est simultané. Il y a 7 sorties sur le transformateur (2 x 3 phases et 1 neutre).

### Exemples



Les transformateurs ont alors 7 sorties (2 x 3 phases + 1 neutre).



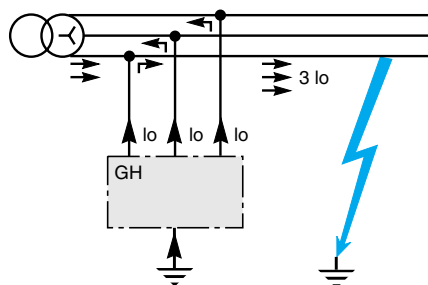
## Transformateurs élévateurs

Un transformateur élévateur élève une tension d'entrée U à une valeur U' > U. Ce type de transformateur est utilisé essentiellement pour transformer en HTA une énergie produite par un groupe de secours BT lors :

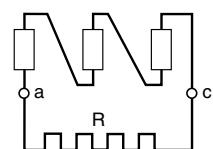
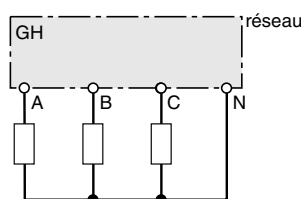
- soit d'une coupure intempestive du distributeur
  - soit de la déconnexion volontaire au réseau de distribution dans le cadre d'un contrat EJP. Dans ce type de contrat, EDF déconnecte en effet l'abonné du réseau de distribution (moyennant préavis) pendant 25 jours par an, contre un tarif réduit. La technologie utilisée est la même que celle du transformateur abaisseur. Sa particularité provient de la définition du transformateur. Il faut préciser :
    - la tension primaire générée par la source (par exemple groupe électrogène 380 ou 400 V)
    - la tension secondaire nécessaire à pleine charge, avec le cos φ bien défini (par exemple, s'il faut disposer de 20 000 V en charge à cos φ = 0,8, il y a lieu de prévoir une MT de 21 000 V à vide)
  - le couplage, qui dans sa formulation (normalisée) doit représenter :
    - en premier, et en majuscule, la plus haute tension
    - en second, et en minuscule, la plus basse tension.
- exemple :  $\overset{\uparrow}{Y}N \overset{\uparrow}{d} 11$  ou  $D Yn 11$

plus haute tension (secondaire)    plus basse tension (primaire)

- le courant d'appel, qui en valeur relative peut être plus élevé pour un fonctionnement en élévateur qu'en abaisseur.



$I_{\text{défaut "terre"}} = 3 I_0$   
schéma fonctionnel d'un générateur homopolaire.



réalisation d'un générateur homopolaire.

## Définition

Un générateur homopolaire permet de créer un neutre impédant sur un réseau électrique n'en comportant pas, et de mettre ce réseau à la terre à travers cette impédance.

L'impédance est calculée de façon à limiter le courant de défaut à une valeur déterminée.

## Réalisation

Le générateur homopolaire le plus couramment utilisé est un transformateur à deux enroulements dont le primaire HTA est couplé en étoile avec le neutre sorti et le secondaire BT couplé en triangle ouvert (2 bornes BT sorties).

Il comporte en outre une résistance :

- soit côté HTA, sur la mise à la terre du neutre primaire
- soit côté BT sur le triangle ouvert (cas de la figure ci-contre).

Dans ce dernier cas, le neutre HTA est mis directement à la terre, et c'est l'ensemble transformateur + résistance qui limite le courant de défaut à la valeur voulue.

## Paramètres de calcul

### Valeur du courant de défaut ( $I_d$ )

La valeur du courant de défaut dépend du réseau que l'on veut protéger.

Le générateur homopolaire s'impose en particulier dans les réseaux alimentant des machines tournantes, où le courant de défaut maximum admissible est de l'ordre de 20 à 25 A. Il faut que ce courant faible soit néanmoins  $> 2 I_c$  ( $I_c$  : courant de fuite capacitif naturel à la terre) pour réduire les surtensions de manœuvre et permettre une détection simple.

Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs plus élevées (100 à 1000 A) plus faciles à détecter et permettant un bon amortissement des surtensions de foudre.

### Durée du courant de défaut

La durée du courant de défaut est celle nécessaire pour détecter le défaut et faire agir les protections en fonction des critères de sélectivité choisis. En pratique on demande en général au générateur homopolaire de supporter le courant de défaut pendant 2 à 5 secondes. Une durée de défaut inutilement élevée peut coûter très cher.

### Courant permanent

La seule source de courant homopolaire est constituée par les harmoniques de rang 3 et multiples de 3.

Il est difficile de connaître la valeur de ce courant homopolaire permanent. Pourtant, c'est lui qui dimensionne l'appareil, à commencer par les enroulements dont la section des conducteurs est surdimensionnée par rapport à ce qui serait nécessaire pour tenir le courant de défaut pendant la durée du défaut.

Si ce courant de défaut permanent est supérieur à une valeur comprise entre 6 et 10 % du courant de défaut, il devient nécessaire de faire un circuit magnétique cuirassé (à 5 colonnes) pour permettre au flux homopolaire de se refermer ailleurs qu'à l'extérieur du transformateur.

Aussi, on choisit en général une tenue permanente égale à 0,10  $I_d$  (10 % du courant de limitation du défaut).

La valeur du courant permanent sert aussi de seuil de réglage de la détection (seuil bas).

Tout défaut de valeur supérieure sera détecté et entraînera une action, tout défaut de valeur inférieure sera supporté sans problème par le système.

Afin d'assurer un déclenchement des protections à maximum de courant terre, on prendra un courant de réglage  $I_r \leq 0,8 I_d$  (seuil haut).

### Seuils de détection de protections

On aura en général 2 seuils de détections au minimum :

- seuil bas avec temporisation très longue pour la protection du générateur homopolaire
- seuil haut pour assurer la sélectivité des protections.

## Généralités

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.

D'autre part, dans le cas de transformateurs immergés, la réglementation française impose des dispositifs prévenant et/ou limitant les conséquences d'un incident (voir logigramme [page K352](#)).

Les systèmes de protection sont :

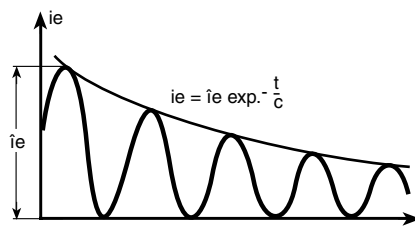
- les appareils de protection contre les défauts situés en amont, généralement sur le réseau du distributeur d'énergie (parafoudres et limiteurs de surtensions)
- les cellules de protection par fusible ou par disjoncteur contre les courts-circuits.
- les DGPT2, appareils de protection spécifiques aux transformateurs immergés. Ils ont pour mission non seulement de signaler toute anomalie, mais aussi de donner l'alarme et de provoquer le déclenchement dès qu'ils détectent un dégagement gazeux ou une élévation de température anormale du diélectrique.
- les sondes PTC placées entre le circuit magnétique et les enroulements BT des transformateurs Trihal. Elles détectent des seuils de température pour donner l'alarme et provoquer le déclenchement.

## Protections communes à toutes les technologies

### Pointes d'enclenchement

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. Elles peuvent dépasser 10 fois son intensité nominale.

Ce courant s'amortit suivant une loi exponentielle dont la constante de temps ( $\tau$ ) dépend de la résistance de l'enroulement et de la charge au secondaire (courbe ci-dessous).



Courant d'enclenchement à vide d'un transformateur immergé.

### Fonctionnement sans protection amont

Certains transformateurs sont uniquement protégés contre les surcharges ou courts-circuits côté utilisation par un disjoncteur ou des fusibles BT.

Cette disposition est employée lorsque de petites puissances sont en jeu (cas de l'électrification rurale - postes haut ou bas de poteau). Mais elle présente l'inconvénient, en cas de défaut interne, d'amener un déclenchement général de la première protection amont qui verra le défaut.

### Protection "masse-cuve"

Cette disposition est recommandée par la NF C13-200 dès que la puissance du transformateur atteint 5 MVA, quelle que soit la technologie de transformateur 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. Des précautions particulières doivent être prises pour éviter la mise à la masse intempestive par les galets, départ gaine....

### Protection par déclencheurs indirects

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

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

- d'alimenter les relais par des courants faibles
- de concevoir des relais à larges plages de réglage tant en intensité qu'en temporisation avec combinaison possible de plusieurs fonctions.



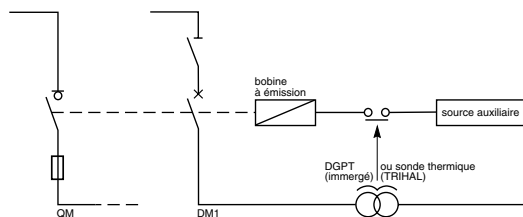


schéma de principe d'action d'un DGPT2 ou d'une sonde sur les protections HTA.

## Transformateurs immergés : DGPT2

Le bloc relais DGPT2 (Détection Gaz, Pression, Température, à 2 niveaux) est un dispositif qui détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide des transformateurs immergés étanches "à remplissage total" : baisse de niveau ou émission de gaz, élévation de pression et de température. Ce relais ferme un contact qui va donner un ordre d'ouverture à la cellule de protection (QM ou DM1) du transformateur, assurant la mise hors tension du transformateur (exigée par les normes).

Cette protection repose sur :

■ **la détection des 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

■ **la détection d'une 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.

■ **la détection d'une pression excessive dans la cuve du transformateur à l'aide d'un pressostat à contact électrique**

pré-réglé en usine à 0,2 bars conformément à la NF C 13-200

■ **la détection d'une 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).

Le DGPT2 répond aux normes NF C 13-200 et NF C 17-300.

## Transformateurs sec Trihal : protection thermique

La protection du transformateur **sec enrobé Trihal** contre tout échauffement nuisible peut être assurée, sur demande et en option, par un contrôle de température des enroulements. Deux dispositifs sont possibles suivant la tension de l'enroulement surveillé :

■ **protection thermique directe par sonde PTC et convertisseur Z**

Principalement utilisé pour les transformateurs Trihal HTA/BT, ce type de sonde à coefficient de température positif (CTP ou PTC en Anglais) possède une résistance qui accuse une forte pente à partir d'une température nominale de seuil prédéterminée lors de sa fabrication et non réglable (figure).

Le principe est le suivant :

Deux ensembles de 3 sondes PTC sont installées dans la partie active du transformateur Trihal à raison d'une sonde alarme 1 (150 °C) et d'une sonde alarme 2 (160 °C) par phase, reliées au convertisseur électronique Z. Celui-ci comporte 2 circuits de mesure indépendants, contrôlant la variation de résistance d'un ensemble de sonde.

Les sondes sont placées au cœur du transformateur et voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur température de seuil prédéterminée. Cet accroissement est transformé par le convertisseur Z en inversion de contact. Ces sondes sont placées dans un tube-guide, ce qui permet leur remplacement éventuel

■ **protection par image thermique**

Principalement utilisé pour les transformateurs Trihal HTB/HTA, l'image thermique reproduit l'échauffement de l'enroulement secondaire (au lieu d'une mesure directe difficile dans ce cas) par l'intermédiaire d'un transformateur de courant alimenté par ce secondaire.

Cette image thermique reçoit les sondes PTC, reliées au convertisseur Z, comme pour la protection directe.

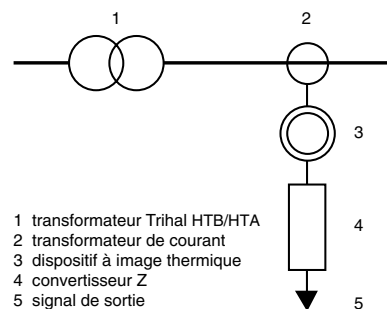
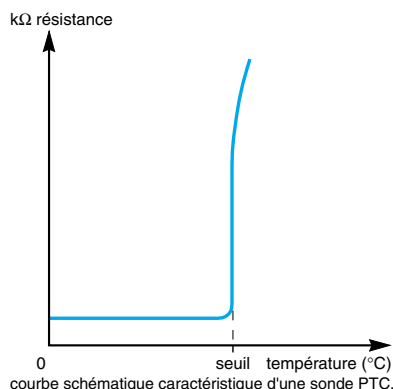
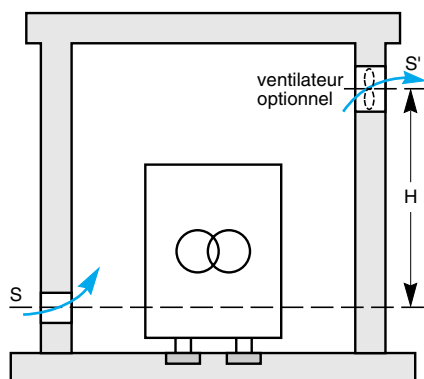


schéma de principe de fonctionnement de la protection par image thermique. Cet ensemble permet la mesure de la température la plus élevée de l'enroulement. Il comprend un équipement thermo-magnétique associé à une résistance chauffante parcourue par un courant proportionnel à celui traversant l'enroulement dont on veut contrôler la température.





## Ventilation

### Détermination de la hauteur et des sections des orifices de ventilation

Dans le cas général du refroidissement naturel (AN), la ventilation du poste a pour but de dissiper par convection naturelle les calories produites par les pertes totales du transformateur en fonctionnement, ainsi que pour tous les équipements en service dans le local.

Une bonne ventilation sera constituée par un orifice d'entrée d'air frais de section S dans le bas du local et un orifice de sortie d'air S' situé en haut, sur la paroi opposée du local à une hauteur H de l'orifice d'entrée.

Il faut noter qu'une circulation d'air restreinte engendre une réduction de la puissance nominale du transformateur.

### Formules de calcul de ventilation naturelle

$$S = \frac{0,18 P}{\sqrt{H}} \text{ et } S' = 1,10 \times S$$

P = somme des pertes à vide et des pertes dues à la charge du transformateur exprimée en kW.

S = surface de l'orifice d'arrivée d'air frais (grillage éventuel déduit) exprimée en mm<sup>2</sup>.

S' = surface de l'orifice de sortie d'air (grillage éventuel déduit) exprimée en mm<sup>2</sup>.

H = hauteur entre les deux orifices exprimée en m.

Cette formule est valable pour une température ambiante moyenne de 20 °C et une altitude de 1 000 m.

### Ventilation forcée du local

Une ventilation forcée du local est nécessaire en cas de température ambiante supérieure à 20 °C, de local exigu ou mal ventilé, de surcharges fréquentes.

Débit conseillé (m<sup>3</sup>/seconde) à 20 °C :

$$0,10 P.$$

P = pertes totales en kW générées dans le local.

L'extracteur devra être positionné en partie haute (S') et pourra être commandé par thermostat.

## Références des normes de construction

Le tableau ci-après donne les normes pour les transformateurs standards destinés au marché Français hors EDF, ou à l'exportation vers des pays avec spécifications Françaises.

Les spécifications techniques HN-52-S 20, HN-52-S 23, etc. qui sont des documents de normalisations propres à EDF ne sont pas citées ici.

Des transformateurs immergés ou Trihal pourront être réalisés suivant des normes étrangères. Nous consulter.

Chaque norme ayant ses spécificités et son domaine d'application, il est utile d'en connaître l'essentiel car elles définissent et indiquent de nombreux paramètres caractérisant les spécificités du transformateur demandé.

Elles définissent entre autres :

- les symboles de refroidissement afin d'identifier rapidement la technologie d'un appareil
- les niveaux d'isolement
- les conditions normales de service
- les limites d'échauffement, etc.

Le tableau ci-contre récapitule l'essentiel des normes concernant les transformateurs immergés et secs.

transformateurs immergés	normes applicables
puissance : 50 à 3 150 kVA tensions : HTA ≤ 36 kV 213 ≤ BT ≤ 1 100 V	NF C 52-100, NF C 52-112, CEI 76
puissance : > 3 150 kVA tensions : HTB > 36 kV 213 ≤ BT ≤ 1 100 V et autres cas	NF C 52-100, CEI 76
<b>transformateurs Trihal</b>	NF C 52-100, NF C 52-115, NF C 52-726 CEI 76, CEI 726

Les normes des transformateurs secs enrobés (type Trihal) ont été récemment harmonisées aux niveaux Européen et Français. La norme NF C 52-726 définit ainsi des types de risques et des classes de comportement correspondant à des essais précis.

type de risque	classes comportement
F : feu	F0, F1, F2.
E : environnement	E0, E1, E2
C : climatique	C1, C2

Les transformateurs Trihal répondent aux exigences les plus sévères :

- classe **F1** de comportement au feu (F2 correspond à un accord spécial entre constructeur et distributeur)
- classe **E2** de comportement vis à vis de l'environnement
- classe **C2** climatique.

La norme NF C 52-115 impose la classe F1 et précise notamment les performances électriques et le niveau de décharges partielles.

Les transformateurs de type Trihal font ainsi l'objet d'une normalisation harmonisée, précisée qui va dans le sens d'un renforcement de la sécurité d'utilisation.

Ce type de transformateur est devenu ainsi obligatoire pour les postes d'intérieur des immeubles de grande hauteur (IGH).

## Symboles du mode de refroidissement

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

■ la première indique le fluide de refroidissement en contact avec les enroulements ; ainsi **O** correspond à l'huile (**Q**il en Anglais)

■ la seconde, le mode de circulation de ce fluide ; deux modes sont possibles : **N** pour ventilation **N**aturelle (Natural), **F** pour ventilation **F**orcée (Forced)

■ la troisième, le fluide de refroidissement externe ; ainsi **A** correspond à **A**ir  
■ la quatrième, le mode de circulation de cet agent extérieur, de type **N** ou **F**.

Seuls les transformateurs de type sec pour lesquels les parties actives sont directement refroidies par l'air extérieur sont définis par deux lettres.

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\***.

Un transformateur Trihal (type sec enrobé) à refroidissement naturel est du type **AN**.

Si l'on ajoute des ventilateurs, il devient de type **AF**.

Dans le cas de fonctionnement possible avec ou sans ventilateur, il est précisé type **AN/AF\***.

\* Dans ce cas la puissance du transformateur en **ONAN** ou **AN** est inférieure à celle en **ONAF** ou **AF**.

**première lettre : fluide de refroidissement interne en contact avec les enroulements**

**O** huile minérale ou liquide isolant de synthèse de point de feu  $\leq 300^{\circ}\text{C}$

**K** liquide isolant avec point de feu  $> 300^{\circ}\text{C}$

**L** liquide isolant à point de feu non mesurable

**deuxième 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

**troisième lettre : fluide de refroidissement externe**

**A** air

**W** eau

**quatrième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement externe**

**N** convection naturelle

**F** circulation forcée (ventilateurs, pompes)

## Niveaux d'isolement

Ces niveaux sont les mêmes que pour l'appareillage électrique :

tension la plus élevée pour le matériel (kV eff)	7,2	12	17,5	24	36	52	72,5
tension de tenue à fréquence industrielle à 50 Hz-1 mn (kV eff)	20	28	38	50	70	95	140
tension assignée de tenue au choc 1,2/50 ms (kV crête)	60	75	95	125	170	250	325

Un transformateur immergé dans l'huile minérale ou Trihal avec une tension primaire de 20 kV sera défini par une tension la plus élevée de : 24 kV (125/50 kV).

## Textes officiels, normes de sécurité et d'exploitation

### Ministère du travail

■ décret N° 88-1056 du 14 novembre 1988 pour la protection des travailleurs  
□ arrêté du 8 décembre 1988 (paru au JO du 20 décembre 1988) : dispositions assurant la mise hors de portée des parties actives au moyen d'obstacles dans les locaux et emplacements de travail autres que ceux à risques particuliers de choc électrique (impose un IP 3. pour la HTA)

□ section V article 42 du décret N° 88-1056 et arrêté du 17 janvier 1989 (paru au JO du 2 février 1989) : mesure de prévention des risques d'incendie présentés par l'épandage et l'inflammation des diélectriques liquides inflammables utilisés dans les matériels électriques.

Cet arrêté est harmonisé avec les normes NF C 27-300 et NF C 17-300 ; seuls les liquides isolants halogénés pour transformateurs (LIHT) n'apparaissent pas dans l'arrêté

■ NF C 27-300 (août 1988) : "classification des diélectriques liquides d'après leur comportement au feu" : huile minérale classée O1 (huile silicone classée K3)

■ NF C 17-300 (août 1988) : "conditions d'utilisation des diélectriques liquides" ; première partie : risques d'incendie : cette norme donne les mesures de protection minimales contre les risques d'incendie.

### Ministère de l'environnement

■ décret 77-254 du 8 mars 1977 et décret 85-387 du 29 mars 1985 modifiant le décret 79-981 du 21 novembre 1979 portant réglementation sur la récupération des huiles usagées

■ décret 92-1074 titre 6 du 2 octobre 1992 abaissant la teneur admissible des PCB (Polychlorobiphényle) de 100 à 50 PPM

■ directive des communautés Européennes du 18 juin 1991 qui permet aux états membres d'interdire sur le territoire l'emploi des transformateurs Ugilec. Cette vente a été interdite en France, même pour des matériels d'occasion à partir du 18 juin 1994.

