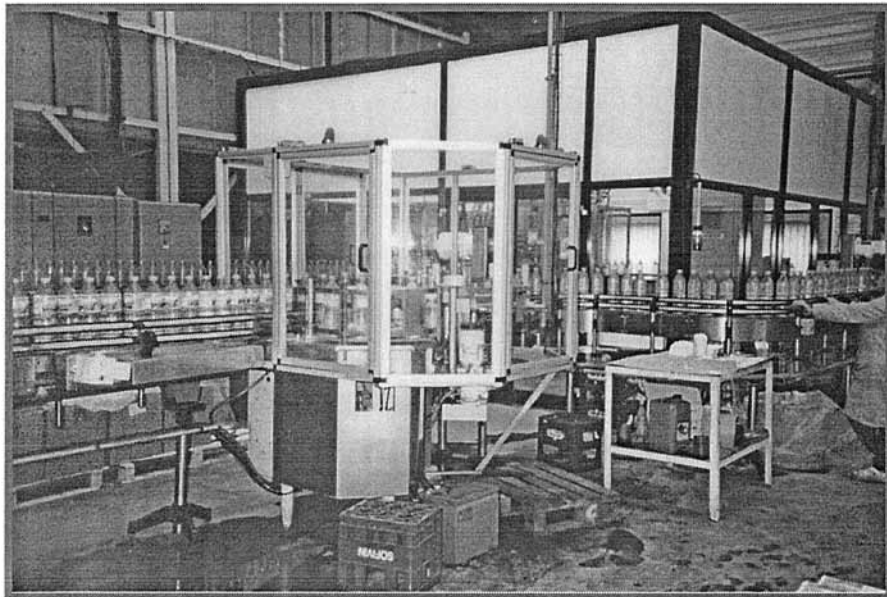
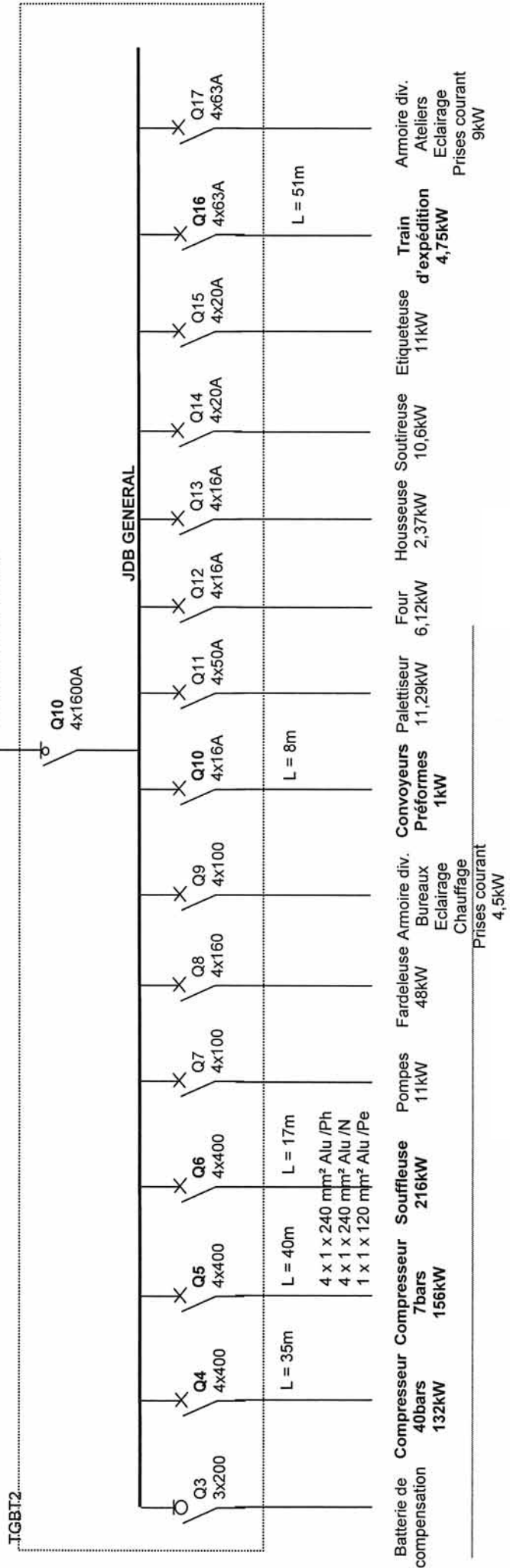
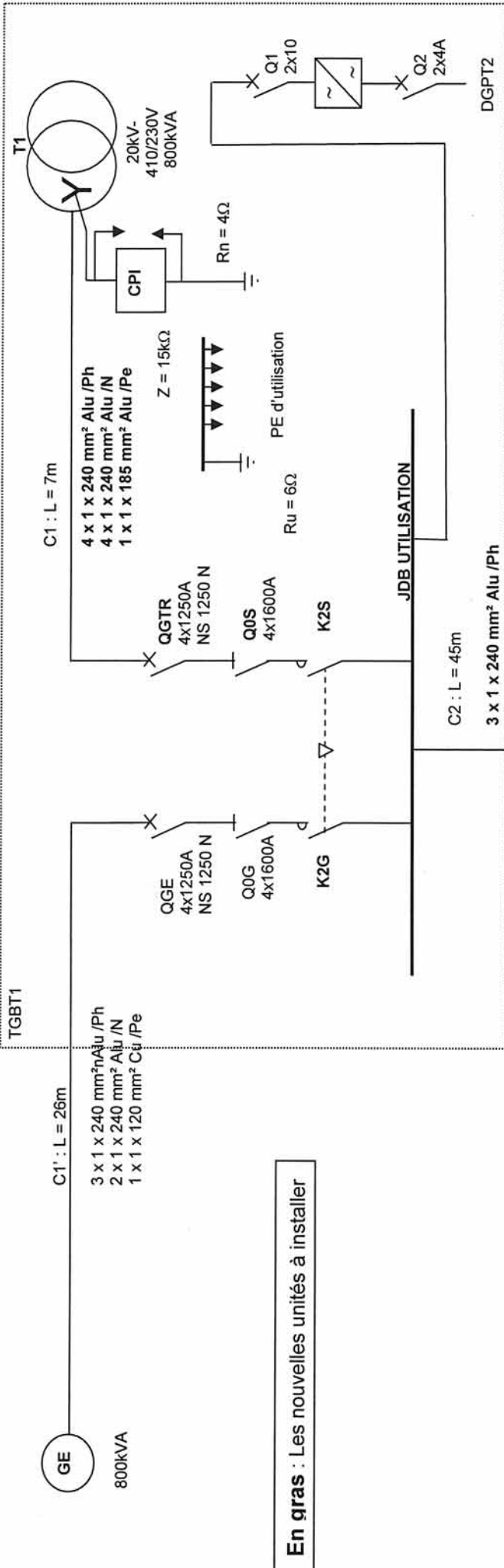


Evolution d'une station d'embouteillage

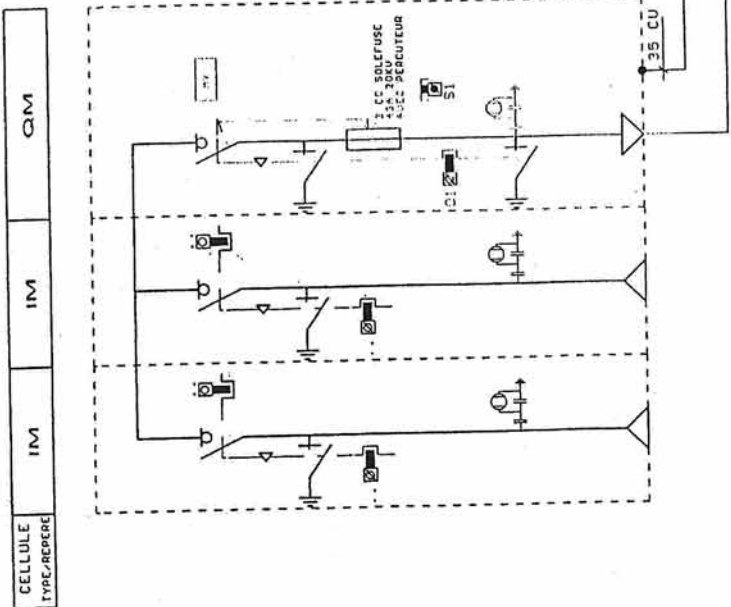
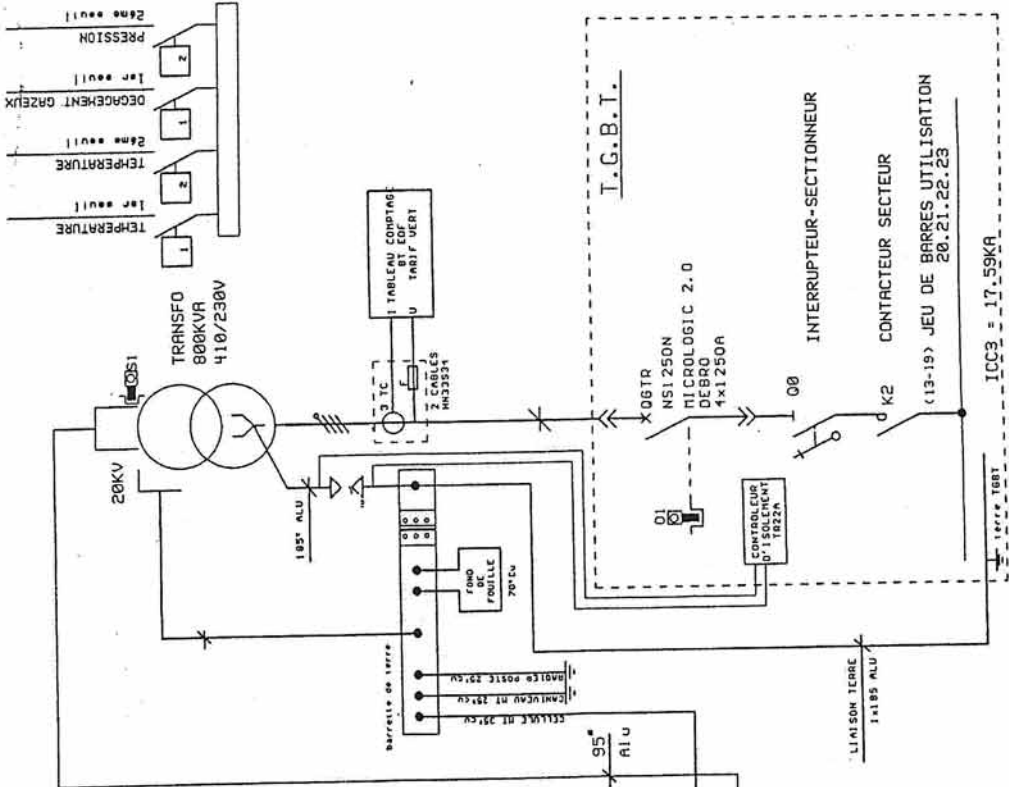
Dossier technique :



DT1 – Schéma de distribution simplifié (Nouveau schéma)



REGIME IT



DEPART / ARRIVEE	CELLULE INTERRUPTEUR	CELLULE INTERRUPTEUR	PROTECTION TRANSFO T1
TYPE	INTER HTA 5M6 1000-CIT	INTER HTA 5M6 1000-CIT	PROTECTION SM6 200A-C11
ENCL.	MANUEL	MANUEL	MANUEL
DECL.			1 BOBINE MX 230VAC

SERRURE Repère 01 :
SERRURE Repère 02 :

E3 LAPEYRE
ENTRÉE DU GROUPE ETDE
63 ALENÇON
TEL: 02.33.03.24.24

SYNOPTIQUE HT/BT
TGBT 800KVA

DOSSIER : Q40020
Date: 04-04-2006
PLAN N° : 01

01 FOLIO

Lorsqu'une installation est alimentée par un réseau de distribution publique, les caractéristiques de la protection générale et du comptage doivent être définies en accord avec le distributeur.

Norme NF C 13-100 - poste de livraison

($1\text{kV} \leq U_n \leq 33\text{ kV}$; $I_n \leq 400\text{ A}$) La norme s'applique aux installations électriques qui constituent le poste de livraison de l'énergie électrique à un utilisateur.

Le poste de livraison est raccordé au réseau de distribution publique sous une tension nominale comprise en pratique entre 1 kV et 24 kV (33 kV au sens de la norme) en courant alternatif. Le courant assigné de l'équipement MT du poste est $\leq 400\text{ A}$.

Norme NF C 13-200 - installations électriques HT

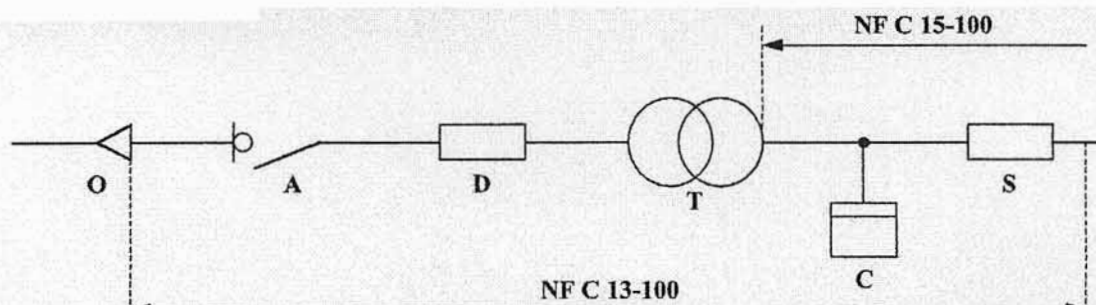
($1\text{kV} \leq U_n \leq 63\text{ kV}$) La norme s'applique aux installations électriques alimentées en courant alternatif sous une tension nominale comprise entre 1 kV et 63 kV, pour une fréquence inférieure à 100 Hz.

Ces installations peuvent être alimentées :

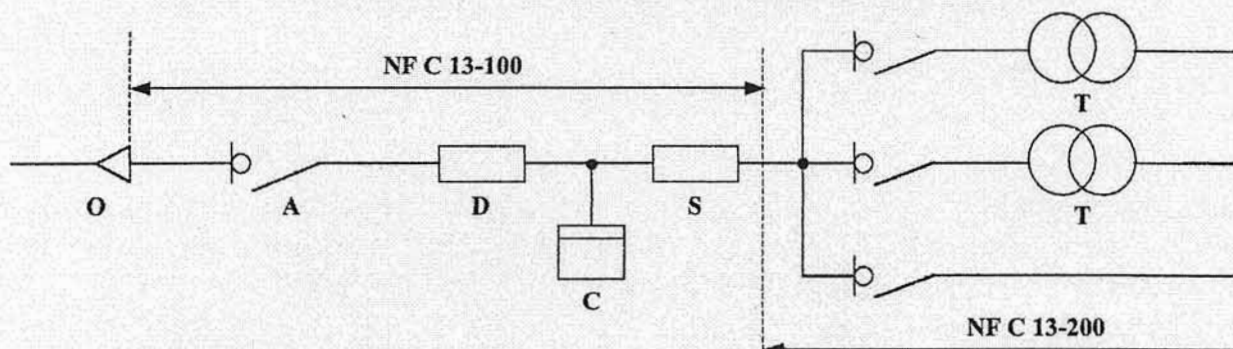
- par un réseau de distribution publique par l'intermédiaire d'un poste de livraison
- par une source autonome d'énergie
- par un réseau de distribution publique et une source autonome d'énergie.

Limites d'application

Les normes définissent les conditions qui doivent être établies et maintenues pour assurer la sécurité des personnes, la conservation des biens et pour limiter les perturbations dans le fonctionnement du réseau lorsque les installations sont raccordées à un réseau de distribution publique.



Poste de livraison à comptage en BT, n'alimentant qu'un seul transformateur MT/BT de puissance inférieure ou égale à 1250KVA.



Poste de livraison à comptage en MT, alimentant plusieurs transformateurs MT/BT ou desservant une installation privée MT.

Légendes des schémas

- O - Point de raccordement du poste au réseau de distribution MT.
- C - Comptage.
- A - Appareil de sectionnement (sectionneur ou interrupteur-sectionneur).
- D - Dispositif de protection MT
- S - Dispositif de sectionnement ou de mise à la terre.
- T - Transformateur MT/BT

transformateurs de distribution HTA/BT

type cabine, immergés dans de l'huile minérale
de 50 à 2500 kVA

tension d'isolement ≤ 24 kV – NF EN 50464-1, pertes **B₀** **B_k** (Haut rendement)



normes

Transformateurs conformes aux normes :

- NF EN 50464-1
- NF EN 60076-1 à 10

Produits constitués de composants neufs garantis exempts de PCB

description

Transformateurs de distribution triphasés, 50 Hz, immergés dans de l'huile minérale, présentant les caractéristiques suivantes :

- étanche à remplissage total (ERT)
- couvercle boulonné sur cuve
- refroidissement naturel type ONAN
- type intérieur - type extérieur (selon équipements et options sélectionnées)
- traitement de surface anticorrosion : classe de corrosivité C3, durabilité " Moyenne " (selon ISO 12944-2)
- teinte finale RAL 7033
- indice de protection IP00 (version sans capot)

diélectrique liquide

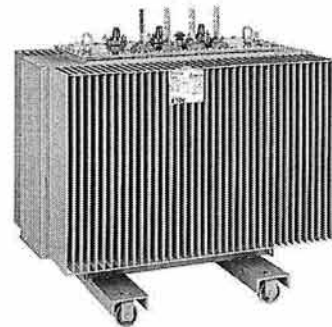
- huile minérale isolante neuve
- testé selon CEI 60296
- compatible avec tous les composants du transformateur

équipements de base

- 1 commutateur de réglage sur couvercle à 3 ou 5 positions, manœuvrable hors tension et cadenassable
- 3 traversées embrochables HTA 250 A / 24 kV sur couvercle
- 4 traversées passe-barres BT (à partir de 250 kVA)
- 4 traversées porcelaine BT (de 50 à 160 kVA)
- 4 galets de roulement plats et orientables
- 2 anneaux de levage et de décuvage
- 2 œillets de tirage sur châssis
- 2 bornes de terre sur couvercle (goujons M12)
- 1 orifice de remplissage
- 1 dispositif de vidange (type A22 jusqu'à 1000 kVA, type A31 au-delà de 1000 kVA)
- 1 plaque signalétique en aluminium

options

- relais de protection (DMCR[®] ou DGPT2[®]) sur orifice de remplissage
- 1 doigt de gant libre
- dispositif de contrôle dans doigt de gant (thermomètre 0 ou 2 contacts à aiguille à maxi., thermostat 2 contacts, etc...)
- 3 traversées porcelaine HTA 250 A
- 4 traversées porcelaine BT (à partir de 250 kVA)
- capot BT plombable type IP21 ou IP54 (uniquement avec traversées embrochables côté HTA)



- système de verrouillage des traversées embrochables (avec ou sans serrure)
- 3 connecteurs séparables pour traversées embrochables - droits ou en équerre (caractéristiques du câble à préciser)
- bac de rétention

Performance en pertes à vide Transformateurs immergés Minera selon NF EN 50464-1					Performance en pertes en charge Transformateurs immergés Minera selon NF EN 50464-1				
Rendement optimum					Rendement optimum				
A ₀	B ₀	C ₀	D ₀	E ₀	A _k	B _k	C _k	D _k	
Rendement standard					Rendement standard				

caractéristiques électriques

puissance assignée (kVA)		50	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	
tension assignée	primaire	15 et/ou 20 kV														
	secondaire à vide	410 V entre phases, 237 entre phases et neutre														
niveau d'isolement assigné ⁽¹⁾	primaire	17,5 kV pour 15 kV 24 kV pour 20 kV														
		± 2,5 % et/ou ± 5 %														
réglage (hors tension)		Yzn 11 (version 50 kVA uniquement) Dyn 11														
pertes (W)	à vide	110	180	260	360	440	520	610	730	800	940	1150	1450	1800	2150	
	dûes à la charge à 75°C	875	1475	2000	2750	3250	3850	4600	5400	7000	9000	11000	14000	18000	22000	
	combinaison de pertes selon NF EN 50464	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	B ₀ B _k	
tension de court-circuit (%)		4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
courant à vide (%)		1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
courant d'enclenchement	I _e /I _n valeur crête	10	9	9	8	8	8	8	8	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	
	constante de temps	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,35	0,4	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	
chute de tension à pleine charge (%)	cos φ = 1	1,81	1,54	1,32	1,17	1,11	1,04	1,00	0,93	1,05	1,08	1,06	1,05	1,08	1,06	
	cos φ = 0,8	3,57	3,43	3,31	3,22	3,17	3,13	3,10	3,06	4,35	4,37	4,35	4,35	4,37	4,35	
rendement (%)	charge	cos φ = 1	98,07	98,37	98,61	98,77	98,84	98,92	98,97	99,04	99,03	99,02	99,04	99,04	99,02	99,04
		cos φ = 0,8	97,60	97,97	98,27	98,47	98,56	98,65	98,71	98,80	98,80	98,77	98,80	98,81	98,78	98,81
	charge	cos φ = 1	98,42	98,67	98,86	98,99	99,05	99,11	99,15	99,21	99,22	99,21	99,22	99,23	99,21	99,23
		cos φ = 0,8	98,03	98,35	98,58	98,74	98,81	98,89	98,95	99,01	99,02	99,01	99,03	99,04	99,02	99,04
bruit dB(A) ⁽²⁾	puissance acoust. L _{WA}	42	44	47	50	52	53	54	55	56	58	59	61	63	66	
	pression acoust. L _{PA} à 1 m	33	35	37	40	42	42	43	44	45	47	47	49	51	54	

(1) rappel sur les niveaux d'isolement :

niveau d'isolement assigné (kV)	7,2	12	17,5	24
kV eff, 50 Hz - 1 mn	20	28	38	50
kV choc, 1,2/50 μs	60	75	95	125

(2) mesures selon CEI 60076-10.

Réglage de tension par commutateur.

Les manœuvres des changeurs de prises ou de tension sont effectuées transformateur hors tension, et hors charge.

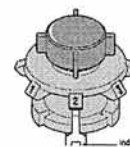
Pour ce faire :

- dévisser à fond la molette rouge de verrouillage,
- tirer la poignée, et la tourner simultanément pour l'amener sur la position choisie, face à l'index.
- repousser la poignée en vérifiant que l'index est bien engagé dans l'encoche correspondant à la position,
- revisser à fond la molette rouge.

Prises de réglage

Ajuster le changeur de prises sur la position désirée :

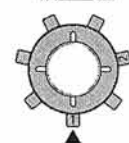
- Pos. 1 : tension primaire supérieure
- Pos. 2 : tension primaire nominale
- Pos. 3 : tension primaire inférieure



Double tension primaire

Pour les appareils à 2 tensions primaires, sélectionner la position HT1 ou HT2 désirée :

- Pos. 1 : HT1
- Pos. 2 : HT2



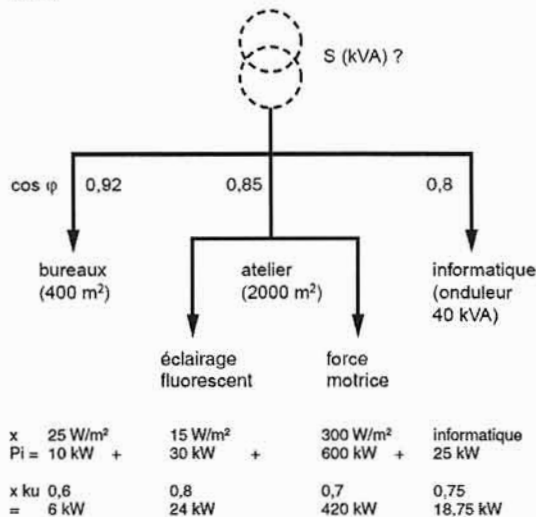
by Schneider Electric

Surdimensionner un transformateur est pénalisant financièrement, mais le sous-dimensionnement peut avoir des conséquences sur le fonctionnement de l'installation et le vieillissement du transformateur. La puissance optimale nécessite de connaître les cycles de fonctionnement de l'installation.

On détermine la puissance appelée S_a (kVA) d'après la puissance installée et l'utilisation des récepteurs.
On la compare à la puissance S_c (kVA) du pic de consommation de l'année.

Exemple : puissance du transformateur devant alimenter l'ensemble suivant. Nous supposons par simplification que toutes les charges sont assimilables à des charges linéaires (sinon il faut raisonner avec les facteurs de puissance FP et non les $\cos \varphi$).

- bureaux (400 m², $\cos \varphi = 0,92$)
- atelier (2000 m², $\cos \varphi = 0,85$)
- local informatique protégé par onduleur 40 kVA de $\cos \varphi = 0,8$ et rendement de 0,9. L'onduleur alimente une puissance de 25 kW.



Importance du dimensionnement

Il est important de déterminer la puissance optimale d'un transformateur car :

- surdimensionner entraîne un investissement excessif et des pertes à vide inutiles ; mais la réduction des pertes en charge peut être très importante.
- sous-dimensionner 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 CEI 60354 signale qu'un dépassement permanent de la température maximale du diélectrique de 6 °C réduit de moitié la durée de vie des transformateurs immergés.

Pour définir la puissance optimale d'un transformateur, il faut connaître le cycle de fonctionnement de l'installation alimentée : puissance appelée simultanément ou alternativement par les récepteurs dont les facteurs de puissance peuvent varier de façon importante d'un récepteur à l'autre et selon l'utilisation.

Méthode de dimensionnement

Première partie

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

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

Deuxième partie

On détermine, pour la journée la plus chargée de l'année, la valeur P_c (kW) du pic de puissance maximale consommée et sa durée et la puissance apparente correspondante S_c (kVA).

Choix final

La comparaison entre S_a et S_c et les aspects économiques décident de la puissance à retenir.

Première partie : bilan des puissances P_i (kW) installée, P_u (kW) utilisée, S_a (kVA) appelée

Liste des récepteurs de l'installation :

Prendre en compte tous les récepteurs installés sans oublier les prises de courant sur lesquelles peuvent être raccordés des récepteurs mobiles.

Calcul de la puissance installée P_i (kW)

La somme des puissances actives (kW) des récepteurs listés précédemment donne la valeur de la puissance installée.

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

Exemple (fig. ci-contre) : $P_i = 10 + 30 + 600 + 25 = 665 \text{ kW}$.

Tableau pour calcul approché de la puissance installée

type de distribution	type d'exploitation	puissance installée estimée
éclairage fluoescents	bureaux (1)	25 W/m ²
	ateliers (1)	15 W/m ² -hauteur plafond 6 m 20 W/m ² -hauteur plafond 9 m
force motrice	bureaux	25 W/m ²
	atelier peinture	350 W/m ²
	atelier chaudronnerie	450 W/m ²
	atelier usinage	300 W/m ²
	atelier montage	70 W/m ²
	atelier expédition	50 W/m ²
	traitement thermique	700 W/m ²
	chauffage	23 W/m ² (ateliers)
conditionnement air	22 W/m ² (bureaux)	
compresseur d'air pompe	4 W/m ²	

(1) Dans le cas le plus courant d'une installation d'éclairage compensée ($\cos \varphi = 0,86$)

Facteur d'utilisation maximale et/ou de simultanéité

La puissance installée est supérieure à la puissance réellement utilisée. Pour connaître cette dernière il faut appliquer aux puissances des récepteurs ou groupes de récepteurs des coefficients tenant compte de leur fonctionnement :

- facteur d'utilisation maximale ($k_u \leq 1$) qui correspond à la fraction de la puissance totale du récepteur utilisée.
- facteur de simultanéité ($k_s \leq 1$) qui tient compte du fait que des groupes de récepteurs ne fonctionnent 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 précises applicables à tous les cas. Les normes CEI 60439-1 et NF C 15-100 donnent quelques précisions sur ces facteurs, indiquées dans le tableau ci-contre.

Calcul de la puissance utilisée Pu

La somme des diverses puissances affectées des coefficients précédents donne la puissance utilisée P_u (kW), qui est une partie de la puissance installée.

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

Elle peut parfois être estimée directement par expérience.

Exemple (page précédente) : avec les valeurs de K_u indiquées, $P_u = 6 + 24 + 420 + 18,75 = 468,5$ kW (70 % de la puissance installée 664 kW).

Calcul de la puissance appelée Sa

Les puissances des récepteurs P_r , corrigées éventuellement des coefficients K_u et K_s , qui ont conduit à P_u sont des puissances actives en kW.

Les puissances appelées correspondantes S_r sont des puissances apparentes en kVA. Elles s'obtiennent à partir des valeurs P_r par :

$$S_r \text{ (kVA)} = \frac{P_r \text{ (kW)} \cdot K_u \cdot K_s}{\cos \varphi}$$

où η est le rendement du récepteur et $\cos \varphi$ son facteur de puissance.

La puissance appelée est la somme des diverses valeurs de S_r . Mais, à la différence des kW qui s'ajoutent arithmétiquement, il s'agit ici de modules de grandeurs vectorielles d'angle φ , qui doivent être sommées vectoriellement.

$$\overline{S_a \text{ (kVA)}} = \overline{S_r \text{ (kVA)}}$$

Exemple (page précédente) : Il faudrait calculer les angles correspondant à chaque $\cos \varphi$ (ex : pour 0,92 $\varphi_1 = 23^\circ$, pour 0,85 $\varphi_2 = 32^\circ$, etc.) et faire la sommation vectorielle (ex : vecteur de module 6 kW et d'angle 23° + vecteur de module 24 kW et d'angle 32° + etc.)

Approximation dans le calcul de la puissance appelée Sa

Une sommation arithmétique donne un ordre de grandeur suffisant compte tenu :

- des approximations déjà faites (valeurs statistiques et facteurs d'utilisation)
- des valeurs faibles et voisines des angles correspondant aux $\cos \varphi$.

$$S_a \text{ (kVA)} = \frac{P_u \text{ (kW)} \cdot K_u \cdot K_s}{\cos \varphi}$$

Ceci revient à appliquer aux diverses valeurs $P_r \times K_u \times K_s$ les coefficients :

- $\frac{1}{\cos \varphi}$ du au rendements des récepteurs
- $\frac{1}{\cos \varphi}$ du au facteur de puissance.

Ce dernier coefficient s'applique :

- directement s'il n'est pas envisagé de compensation de l'énergie réactive
- pour la valeur du $\cos \varphi$ obtenu après compensation si une compensation est prévue.

Exemple (page précédente) : en supposant les rendements déjà pris en compte dans les valeurs statistiques utilisées :

$$S_a = \frac{6}{0,92} + \frac{24 + 420}{0,85} + \frac{18,75}{0,8} = 553 \text{ kVA}$$

ce qui conduirait a priori à un transformateur de 630 kVA minimum.

Autre approximation possible

Moyennant certaines précautions et une expérience d'installation similaire il peut être suffisant d'appliquer à la valeur de P_u un rendement global et un facteur de puissance global $\cos \varphi_T$ pour l'installation.

$$S_a \text{ (kVA)} = \frac{P_u \text{ (kW)}}{\cos \varphi_T}$$

Exemple (page précédente) : l'approximation 553 kVA correspond à :

$$553 = \frac{468,5}{\cos \varphi_T}$$

d'où $\cos \varphi_T = 0,85$

Tableau de coefficients de simultanéité équipements industriels ou tertiaires

éclairage	1
(attention : à vérifier pour les lampes à décharge)	
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)	1
à 2 moteurs (1)	0,75
moteurs suivants (1)	0,6

(1) Pour les moteurs, le courant à prendre en considération est le courant assigné du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

Deuxième partie : pic de puissance Pc (kW) puissance maximale consommée, Sc (kVA) puissance maximale appelée

Tranche horaire de la journée la plus chargée de l'année

Le but est d'estimer le pic de consommation et de le comparer à la valeur trouvée précédemment. Pour cela :

- 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

- découper cette journée en tranches horaires et faire pour chacune le bilan de la puissance des récepteurs fonctionnant simultanément. D'où une courbe de fonctionnement de l'installation (exemple figures ci-contre).

La lecture de ces courbes donne la puissance maximale consommée P_c .

Il lui correspond une puissance appelée en S_c (kVA) qui dépend du $\cos \varphi$ global de l'installation sur la tranche horaire correspondante.

Pour une installation existante dont on veut changer le transformateur ou faire évoluer la puissance, les centrales de mesure Power Logic System permettent l'enregistrement direct et l'analyse de ces données.

Exemple

On a trouvé précédemment $P_u = 468,5$ kW et $S_a = 553$ kVA.

Si pour la journée la plus chargée on trouve une pointe de 520 kW sur une durée 8 heures, en supposant que $\cos \varphi$ global soit de 0,9 sur cette période :

$$S_c = \frac{520}{0,9} = 578 \text{ kVA}$$

Puissance maximale appelée à retenir

Si la puissance maximale consommée correspond à un pic passager de courte durée (ex : pic P_p courbe (a)), il est possible de la considérer comme une surcharge passagère. Dans le cas d'une durée plus longue (ex : P_c courbe (b)) il faut s'assurer que cette valeur est compatible avec les surcharges cycliques journalières (voir courbes de surcharges admissibles page ci-contre).

Exemple

$S_a = 553$ kVA et $S_c = 578$ kVA

Un transformateur 630 kVA sera chargé toute l'année à $553/630 = 0,88$. Cette valeur est un peu forte (0,8 souhaitable).

Néanmoins, la pointe d'appel, de $\frac{S_c}{S_a} = \frac{578}{553} = 4,5\%$ pendant 8 h est compatible

avec les surcharges cycliques admissible.

Si l'on avait trouvé 15 % pendant 8 h, la surcharge n'était pas admissible et il aurait fallu un transformateur plus puissant.

Choix final de la puissance du transformateur

Le choix final (voir type et puissances des transformateurs disponibles au chapitre B) doit prendre en compte les éléments suivants :

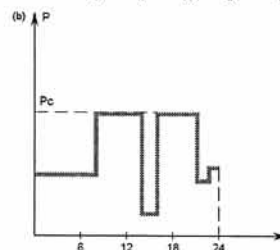
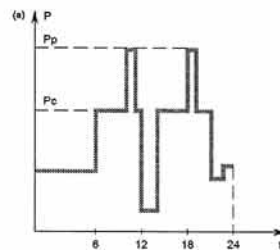
- sûreté de fonctionnement : si l'installation ne comprend qu'un seul transformateur, il peut être prudent de surcalibrer la puissance S_a de l'ordre de 25 %.
- influence de la température : conformément à la CEI 60076, la méthode de calcul précédente n'est valable que lorsque la température ambiante ne dépasse pas 30°C en moyenne journalière et 20°C en moyenne annuelle avec un maximum de 40°C . Au-delà, nous consulter pour déclasser le transformateur.
- extension ultérieure : si elle est prévue, en tenir compte dans la détermination de la puissance S_a .
- facteur de puissance : il doit être ramené à 0,928 pour éviter les pénalités appliquées par le distributeur d'énergie :

$$S_{\text{kVA}} = \frac{P_{\text{kW}}}{0,928}$$

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).

Noter également que l'abonné dispose d'un délai (en principe un an) pour modifier son contrat avec le distributeur d'énergie pour une installation nouvelle.

Des systèmes évolués de mesure (exemple les centrales de mesure Power Logic System) permettent de connaître les courbes de fonctionnement des installations.



Exemples de courbes de fonctionnement d'installation.



Le guide UTE C 15-105 propose une méthode de calcul rigoureuse appelée "méthode des impédances" et deux méthodes approchées appelées respectivement "méthode conventionnelle" et "méthode de composition".

- La méthode des impédances consiste à totaliser les résistances et réactances des boucles de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et à en calculer l'impédance équivalente. Les différents courants de court-circuit et de défaut sont alors déduits par l'application de la loi d'Ohm. Cette méthode est utilisable lorsque toutes les caractéristiques des éléments constituant les boucles de défaut sont connues.
- La méthode conventionnelle est basée sur l'hypothèse que durant un défaut la tension à l'origine du circuit est égale à 80 % de la tension nominale de l'installation. Elle est utilisée lorsque le court-circuit à l'origine du circuit et les caractéristiques amont de l'installation ne sont pas connus. Elle permet de déterminer les courts-circuits minimaux et d'établir les tableaux des longueurs maximales protégées (voir pages 290 et 298). Elle est valable pour les circuits éloignés de la source et n'est pas applicable pour les installations alimentées par des alternateurs.
- La méthode de composition est utilisée lorsque le court-circuit à l'origine du circuit est connu mais que les caractéristiques amont de l'installation ne le sont pas. Elle permet de déterminer les courts-circuits maximaux en un point quelconque de l'installation.

La détermination des valeurs de courts-circuits en tous points d'une installation est essentielle au choix des matériels. Elle commence par l'estimation de cette valeur à l'origine de l'installation, puis en n'importe quel point selon plusieurs méthodes dont le choix dépend de l'importance de l'installation, des données disponibles, du type de vérification à effectuer ...

1 VALEUR DE COURT-CIRCUIT A L'ORIGINE DE L'INSTALLATION

Les tableaux ci-dessous fournissent les valeurs de résistances, réactances et courts-circuits triphasés maximaux (impédances HT nulle) pour les transformateurs immergés et secs. Ces valeurs ont été calculées en fonction des éléments fournis dans le guide UTE C 15-105.

NB : Les valeurs de court-circuit données dans les catalogues constructeurs peuvent être légèrement inférieures car généralement calculées pour une tension de 410V.

Transformateurs triphasés immergés dans un diélectrique liquide,
conformes à la norme NFC 52-112 Valeurs calculées pour une tension à vide de 420 V

S (kVA)	50	100	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
In (A)	69	137	220	275	344	433	550	687	866	1100	1375	1718	2200	2749	3437
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
Ik3 (kA)	1,81	3,61	5,78	7,22	9,03	11,37	14,44	18,05	22,75	19,26	24,07	30,09	38,52	48,15	60,18
R _{TR} (mΩ)	43,75	21,9	13,7	10,9	8,75	6,94	5,47	4,38	3,47	4,10	3,28	2,63	2,05	1,64	1,31
X _{TR} (mΩ)	134,1	67	41,9	33,5	26,8	21,28	16,76	13,41	10,64	12,57	10,05	8,04	6,28	5,03	4,02

Transformateurs secs triphasés, conformes à la norme NFC 52-115
Valeurs calculées pour une tension à vide de 420 V

S (kVA)	100	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
In (A)	137	220	344	344	433	550	687	866	1100	1375	1718	2199	2479	3437
Ucc (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Ik3 (kA)	2,41	3,85	4,81	6,02	7,58	9,63	12,04	15,17	19,26	24,07	30,09	38,52	48,15	60,18
R _{TR} (mΩ)	32,8	20,5	16,4	13,1	10,42	8,2	6,52	5,21	4,10	3,28	2,63	2,05	1,64	1,31
X _{TR} (mΩ)	100	62,8	50,3	40,2	31,9	25,1	20,11	15,96	12,57	10,05	8,04	6,28	5,03	4,02

Tous les disjoncteurs Compact NS800-3200, Masterpact NT et NVY sont équipés d'une unité de contrôle Micrologic interchangeable sur site. Les unités de contrôle sont conçues pour assurer la protection des circuits de puissance et des récepteurs.

Micrologic 2.0 A

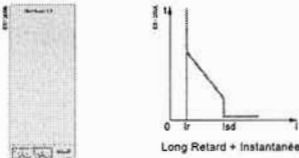
X
Y
Z

X : type de protection :
 ■ 2 pour une protection de base
 ■ 5 pour une protection sélective
 ■ 6 pour une protection sélective + Terre
 ■ 7 pour une protection sélective + Différentielle.

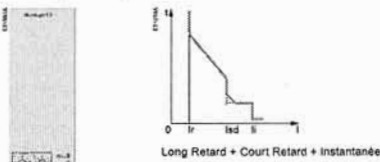
Y : version de l'unité de contrôle :
 Identification des différentes générations d'unités de contrôle : 0 pour la 1^{ère} version.

Z : type de mesure :
 ■ A pour "ampèremètre"
 ■ P pour "puissance"
 ■ H pour "harmonique"
 ■ sans : aucune mesure.

Micrologic 2.0 : protection de base



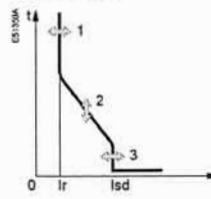
Micrologic 5.0 : protection sélective



Paramètres de réglage des protections

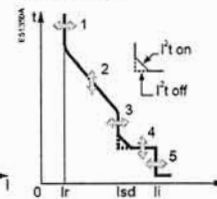
En fonction de votre type d'installation, vous avez la possibilité de paramétrer la courbe de déclenchement de votre unité de contrôle en intégrant les paramètres suivants.

Micrologic 2.0



- 1 : seuil Ir (Long Retard)
- 2 : temporisation tr (Long Retard) exprimée à 6 x Ir
- 3 : seuil Isd (Instantané)

Micrologic 5.0



- 1 : seuil Ir (Long Retard)
- 2 : temporisation tr (Long Retard) exprimée à 6 x Ir
- 3 : seuil Isd (Court Retard)
- 4 : temporisation tsd (Court Retard)
- 5 : seuil Ii (Instantané)

Protection Long Retard

La protection Long Retard protège les câbles (phases et neutre) contre les surcharges. La mesure est du type efficace vraie (RMS).

Mémoire thermique

La mémoire thermique représente de façon permanente l'état d'échauffement des câbles avant et après déclenchement de l'appareil, quelle que soit la valeur du courant (surcharge ou non). La mémoire thermique optimise le temps de déclenchement Long Retard de votre disjoncteur en fonction de l'état d'échauffement des câbles.

Le temps de refroidissement des câbles pris en compte par la mémoire thermique est de l'ordre de 15 mn.

Protection Court Retard

- la protection Court Retard protège le réseau contre les courts-circuits impédants
- le paramétrage de la temporisation Court Retard permet d'assurer la sélectivité avec un disjoncteur aval
- la mesure est du type efficace vraie (RMS).

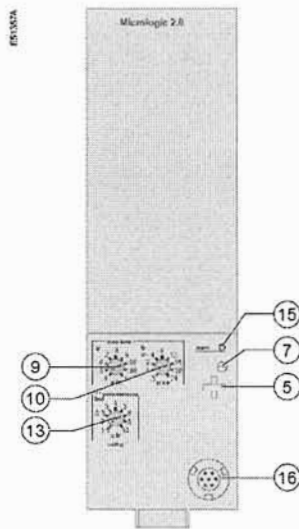
- le choix I²t ON et I²t OFF permet d'améliorer la sélectivité avec les protections aval
- sélection des courbes I²t en protection Court Retard
- I²t OFF sélectionnée : la protection est à temps constant
- I²t ON sélectionnée : la protection est à temps inverse en I²t jusqu'à 10 Ir. Au delà, elle est à temps constant.

Protection Instantanée

- la protection Instantanée protège le réseau contre les courts-circuits francs. Contrairement à la protection Court Retard, la protection Instantanée ne possède pas de réglage de temporisation. L'ordre d'ouverture est donné au disjoncteur dès que le courant dépasse le seuil paramétré, avec une temporisation fixe de 20 ms.
- la mesure du courant est du type efficace vraie (RMS).

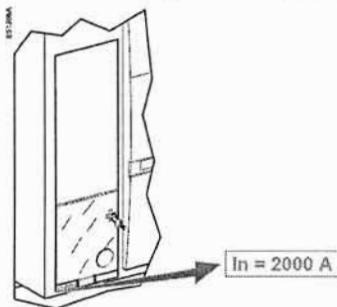
Commutateurs de réglage

- 9 seuil Ir de protection Long Retard
- 10 temporisation tr de protection Long Retard
- 11 seuil Isd de protection Court Retard
- 12 temporisation tsd de protection Court Retard
- 13 seuil Isd de protection Instantanée
- 14 seuil Ii de protection Instantanée
- 15 témoin lumineux de surcharge
- 16 prise test

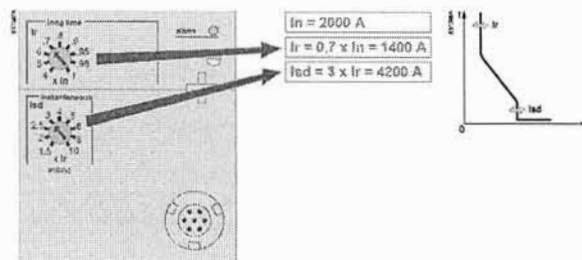


Paramétrez Micrologic 2.0

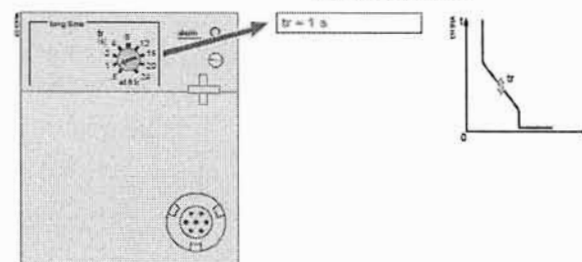
Prenons comme exemple le cas d'un disjoncteur de calibre 2000 A.



Réglez les seuils



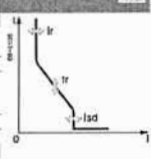
Réglez la temporisation



Fonctions et caractéristiques

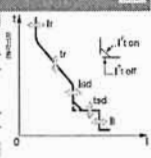
Annexe technique

Micrologic 2.0 A	
Protections	
Long retard	$I_r = I_n \times \dots$
Seuil (A)	0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 0.95 0.98 1
Déclenchement entre 1.05 à 1.20 I_r	
Réglage temporisation	Autres plages ou inhibition par changement de plug long retard
Temporisation (s)	t_r (s) 0.5 1 2 4 8 12 16 20 24
	Précision : 0 à -30 % $1.5 \times I_r$ 12.5 25 50 100 200 300 400 500 600
	Précision : 0 à -20 % $6 \times I_r$ 0.7 ⁽¹⁾ 1 2 4 8 12 16 20 24
	Précision : 0 à -20 % $7.2 \times I_r$ 0.7 ⁽¹⁾ 0.80 1.38 2.7 5.5 8.3 11 13.8 16.8
Mémoire thermique	
(T) 0 à +40 % - (T) 0 à -60 %	
Instantanée	
Seuil (A)	$I_{sd} = I_r \times \dots$
Précision : ±10 %	
Temporisation	Temps de non déclenchement : 20 ms Temps max. de coupure : 60 ms

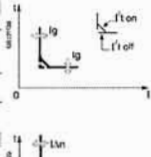


Micrologic 2.0 A	
Ampèremètre	
Mesure permanente des courants	
Mesures de 20 à 200 % de I_n	
Précision : 1.5 % (capteurs inclus)	
Alimentation par propre courant (pour $I > 20 \% I_n$)	
Maximètres	
I1 max I2 max I3 max I4 max	

Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A	
Protections	
Long retard	$I_r = I_n \times \dots$
Seuil (A)	0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 0.95 0.98 1
Déclenchement entre 1.05 à 1.20 I_r	
Réglage temporisation	Autres plages ou inhibition par changement de plug long retard
Temporisation (s)	t_r (s) 0.5 1 2 4 8 12 16 20 24
	Précision : 0 à -30 % $1.5 \times I_r$ 12.5 25 50 100 200 300 400 500 600
	Précision : 0 à -20 % $6 \times I_r$ 0.7 ⁽¹⁾ 1 2 4 8 12 16 20 24
	Précision : 0 à -20 % $7.2 \times I_r$ 0.7 ⁽¹⁾ 0.89 1.35 2.7 5.5 8.3 11 13.5 16.6
Mémoire thermique	
(T) 0 à +40 % - (T) 0 à -60 %	
Court retard	
Seuil (A)	$I_{sd} = I_r \times \dots$
Précision : ±10 %	
Réglage temporisation (s)	Crans de réglage
	Pl OFF 0 0.1 0.2 0.3 0.4
	Pl On - 0.1 0.2 0.3 0.4
Temporisation (ms) à $10 \times I_r$	I_{sd} (non déclenchement) 20 80 140 230 350
	I_{sd} (max de coupure) 60 140 200 320 500
Instantanée	
Seuil (A)	$I = I_n \times \dots$
Précision : ±10 %	
Temporisation	Temps de non déclenchement : 20 ms Temps max. de coupure : 50 ms



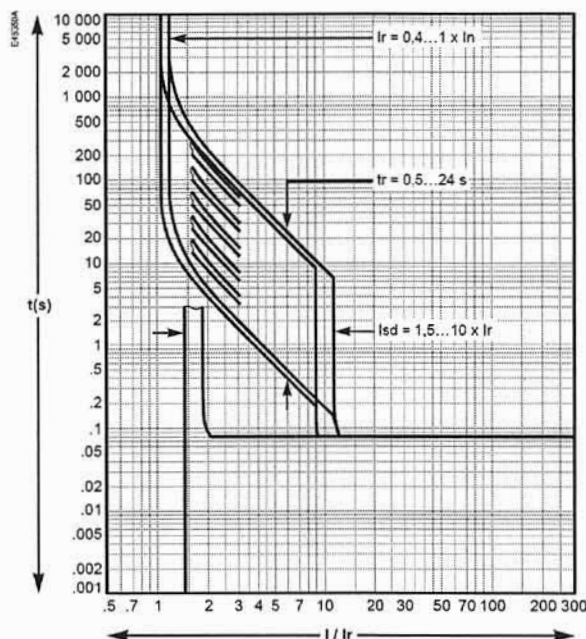
Micrologic 6.0 A	
Terre	
Seuil (A)	$I_g = I_n \times \dots$
Précision : ±10 %	
	A B C D E F G H J
	I_n 4 400 A 0.3 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1
	400 A < I_n < 1250 A 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1
	I_n > 1250 A 500 640 720 800 850 960 1040 1120 1200
Réglage temporisation (s)	Crans de réglage
	Pl OFF 0 0.1 0.2 0.3 0.4
	Pl On - 0.1 0.2 0.3 0.4
Temporisation (ms)	I_g (non déclenchement) 20 80 140 230 350
à I_n ou 1250 A (Pl Off ou Pl On)	I_g (max de coupure) 60 140 200 320 500
Différentielle résiduelle (Vigi)	
Sensibilité (A)	$I_{\Delta n}$
Précision : 0 à -20 %	
Temporisation Δt (ms)	Crans de réglage 60 140 230 350 500
	Δt (non déclenchement) 60 140 230 350 500
	Δt (max de coupure) 140 200 320 500 1000



Micrologic 5.0 / 6.0 / 7.0 A	
Ampèremètre	
Mesure permanente des courants	
Mesures de 20 à 200 % de I_n	
Précision : 1.5 % (capteurs inclus)	
Alimentation par propre courant (pour $I > 20 \% I_n$)	
Maximètres	
I1 max I2 max I3 max I4 max I5 max	

Notes : toutes les fonctions de protection basées sur le courant fonctionnant à propre courant.
Le bouton test / reset remet à zéro les maximètres, efface la signalisation du défaut, et permet le test de la batterie.

Protection Long Retard et Instantanée Micrologic 2.0

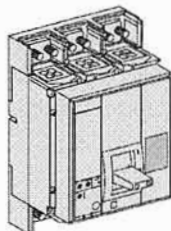


Disjoncteurs et interrupteurs jusqu'à 6300 A
Compact NS800 à 1600
Appareils fixes à commande manuelle

Appareils Fixes complets équipés des raccords Prise Avant (FPAV)

Disjoncteurs à commande manuelle

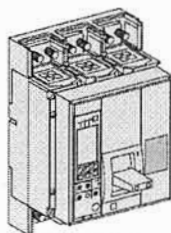
Equipés d'une unité de contrôle Micrologic 2



Disjoncteur Compact avec Micrologic 2.0

type	Icu (1)	Micrologic 2.0 sans ampèremètre		Micrologic 2.0A avec ampèremètre	
		3P	4P	3P	4P
Compact NS800 N	50 kA	33466	33469	33233	33237
Compact NS1000 N	50 kA	33472	33475	33243	33247
Compact NS1250 N	50 kA	33478	33480	33253	33257
Compact NS1600 N	50 kA	33482	33484	33263	33267
Compact NS800 H	70 kA	33467	33470	33238	33239
Compact NS1000 H	70 kA	33473	33476	33248	33249
Compact NS1250 H	70 kA	33479	33481	33258	33259
Compact NS1600 H	70 kA	33483	33485	33268	33269
Compact NS800 L	150 kA	33468	33471	33498	33501
Compact NS1000 L	150 kA	33474	33477	33499	33502

Equipés d'une unité de contrôle Micrologic 5



Disjoncteur Compact avec Micrologic 5.0

type	Icu (1)	Micrologic 5.0 sans ampèremètre		Micrologic 5.0A avec ampèremètre	
		3P	4P	3P	4P
Compact NS800 N	50 kA	33552	33555	33333	33337
Compact NS1000 N	50 kA	33558	33561	33343	33347
Compact NS1250 N	50 kA	33564	33566	33353	33357
Compact NS1600 N	50 kA	33568	33570	33363	33367
Compact NS800 H	70 kA	33553	33556	33338	33339
Compact NS1000 H	70 kA	33559	33562	33348	33349
Compact NS1250 H	70 kA	33565	33567	33358	33359
Compact NS1600 H	70 kA	33569	33571	33368	33369
Compact NS800 L	150 kA	33564	33567	33517	33520
Compact NS1000 L	150 kA	33560	33563	33518	33521

(1) Pouvoir de coupure ultime Icu.

tableaux modulaires MT

fusibles MT pour cellules SM6

fusibles Soléfuse, Fusarc



protection des transformateurs

La protection des transformateurs est réalisée avec les cellules interrupteur-fusibles de type PM, QM, QMB, QMC et APM.

Les fusibles associés à l'interrupteur, équipés d'un percuteur à énergie moyenne, peuvent être de plusieurs types :

- fusibles Soléfuse
- fusibles Fusarc
- fusibles d'autres constructeurs (nous consulter).

Pour chacun de ces fusibles, le tableau ci-dessous indique le calibre à adopter en fonction des caractéristiques principales du transformateur :

- puissance
- tension de service.

Ce calibre est déterminé pour les conditions de fonctionnement suivantes :

- utilisation sans surcharges
- température ambiante comprise entre -5 °C et +40 °C.

D'autres conditions de fonctionnement peuvent être envisagées (nous consulter).

Exemple

Soit à protéger un transformateur :

- puissance 400 kVA
- tension de service 10 kV.

On choisira :

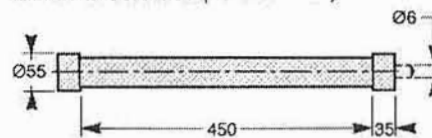
- soit des fusibles Soléfuse calibrés à 43 A
- soit des fusibles Fusarc calibrés à 50 A.

Choix des fusibles Soléfuse et Fusarc (calibre en A)

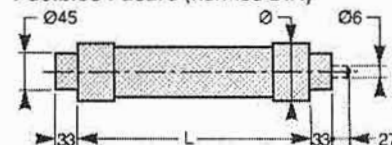
type de fusible	puissance du transformateur (kVA)															tension assignée (kV)		
	25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600		2000	2500
normes UTE NF C 13-100, C 64-210																		
Soléfuse																		
tension de service (kV)	5,5	6,3	16	31,5	31,5	63	63	63	63	63								7,2
10	6,3	6,3	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	63	63							
15	6,3	6,3	16	16	16	16	16	43	43	43	43	43	63					
20	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	43	43	43	43	43	63				24
cas général, norme UTE NF C 13-200																		
Soléfuse																		
tension de service (kV)	3,3	16	16	31,5	31,5	63	63	100	100									7,2
5,5	6,3	16	16	31,5	31,5	63	63	80	80	80	100	125						
6,6	6,3	16	16	16	31,5	31,5	43	43	63	80	100	125	125					
10	6,3	6,3	16	16	16	31,5	31,5	43	43	63	80	80	100					12
13,8	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	63	63	80				17,5
15	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	43	63	80				
20	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	31,5	31,5	43	43	63					24
22	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	63	63				
Fusarc																		
tension de service (kV)	3,3	16	25	40	50	50	63	80	80	125								7,2
5,5	10	16	25	31,5	31,5	40	50	63	80	80	100	125	160					
6,6	10	16	25	31,5	40	50	50	63	80	80	100	125	160					
10	6,3	6,3	16	16	25	25	31,5	40	50	50	63	80	80	100	160	160	200	12
13,8	6,3	6,3	10	16	16	25	25	31,5	40	40	50	63	63	80	100	125	160	24
15	6,3	6,3	10	16	16	25	25	31,5	40	40	50	63	80	100	125	160		
20	6,3	6,3	10	10	16	16	25	25	25	31,5	31,5	40	50	50	80	100	125	
22	6,3	6,3	10	10	10	16	16	25	25	31,5	31,5	40	50	50	63	80	100	

dimensions des fusibles

Fusibles Soléfuse (normes UTE)



Fusibles Fusarc (normes DIN)



tension assignée (kV)	calibre (A)	L (mm)	Ø (mm)	masse (kg)
fusibles Soléfuse				
7,2	6,3 à 125	450	55	2
12	100	450	55	2
17,5	450	450	55	2
24	6,3 à 63	450	55	2
fusibles Fusarc				
7,2	125	292	88	3,3
12	6,3 à 63	292	55	1,4
	80 à 100	292	88	3,3
24	6,3 à 40	442	55	1,4
	50 à 80	442	88	5

Caractéristiques électriques

Soléfuse

Référence	Tension nominale (kV)	Tension de service (kV)	Courant nominal (A)	Courant min. de coupure I_3 (A)	Courant max. de coupure I_1 (kA)	Résistance à froid* avec percuteur (mΩ)
757328 BC	7,2	3,6/7,2	6,3	31,5	50	140,5
757328 BE			16	80	50	51,7
757328 BH			31,5	157,5	50	24,5
757328 BK			63	315	50	11,3
757328 BN			125	625	50	4,8
757328 CM	12	7,2/12	100	500	50	7,7
757328 DL	17,5	13,8/15	80	400	40	15,1
757328 EC	24	13,8/24	6,3	31,5	30	403,6
757328 EE			16	80	30	141,4
757328 EH			31,5	157,5	30	66,6
757328 EJ			43	215	30	38,5
757328 EK			63	315	30	18,9
757331 EC**	24	13,8/24	6,3	31,5	30	447,3
757331 EE**			16	80	30	147,4
757331 EH**			31,5	157,5	30	67,9
757331 EJ**			43	215	30	39
757331 EK**			63	315	30	19,3
757328 FC	36	30/33	6,3	31,5	20	564
757328 FD			10	50	20	252,9
757328 FE			16	80	20	207,8
757328 FF			20	100	20	133,2
757328 FG			25	125	20	124
757328 FH	31,5	157,5	20	93		

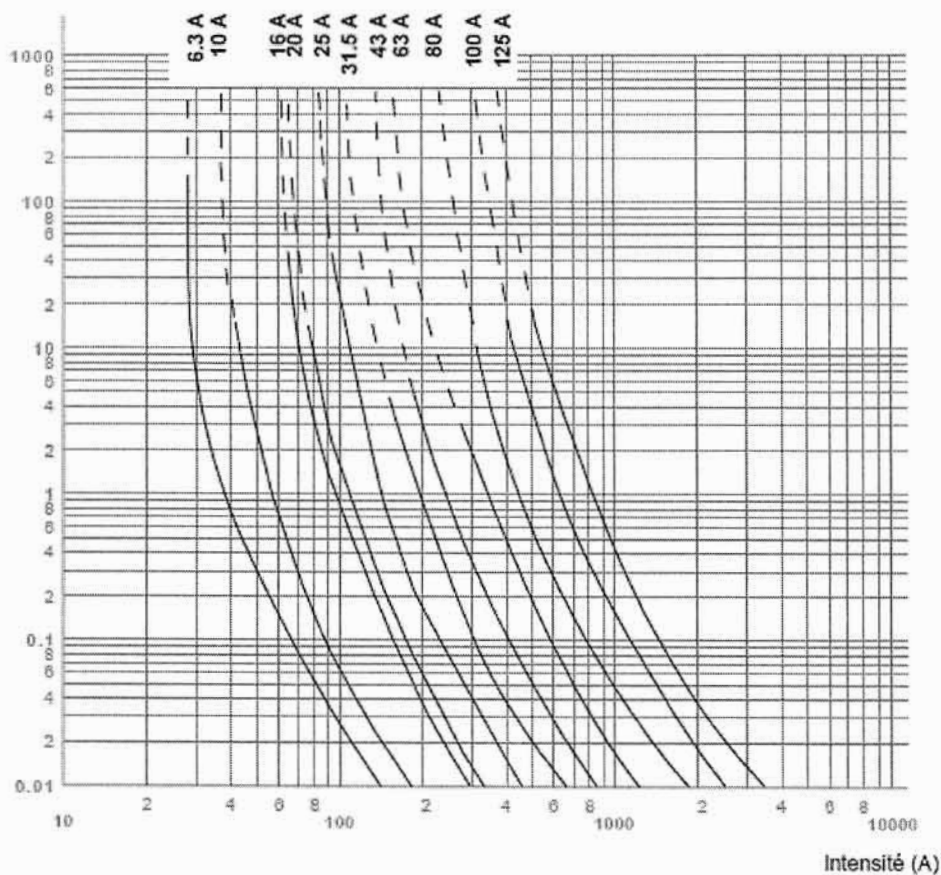
TABLEAU N° 2

* Les résistances sont données à $\pm 10\%$ pour une température de 20 °C.

** Les fusibles dont la référence comence par 757328 possèdent un percuteur. Ce n'est pas le cas pour les autres.

Courbes caractéristiques temps-courant 7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 kV

Temps



Choix du calibre des fusibles pour transformateur de distribution

• Conditions à respecter

1) L'enveloppe minimale de la caractéristique temps/courant du fusible à choisir doit passer à droite du point A définissant le courant à la mise sous tension du transformateur.

* Le point A est défini par l'intersection de l'horizontale 0,1 s et de la verticale correspondant à 12 fois l'intensité nominale du transformateur.

* L'horizontale 0,1 s coupe la caractéristique temps/courant nominale du fusible choisi en un point C dont l'abscisse nous donne l'intensité I(C).

Première condition :
 $0,8 \times I(C) > I(A)$.

2) Le courant côté HTA lorsque le transformateur est en court circuit triphasé côté BT, doit être supérieur au courant minimal de coupure I3.

$I \text{ trasfo} \times \frac{100}{U_{cc}} > I3 \text{ minima fusib}$

3) Pour éviter tout vieillissement le calibre du fusible choisi doit être égal au moins à 1,3 I du transformateur si aucune surcharge n'est prévue et à 1,3 I surcharge en cas contraire.

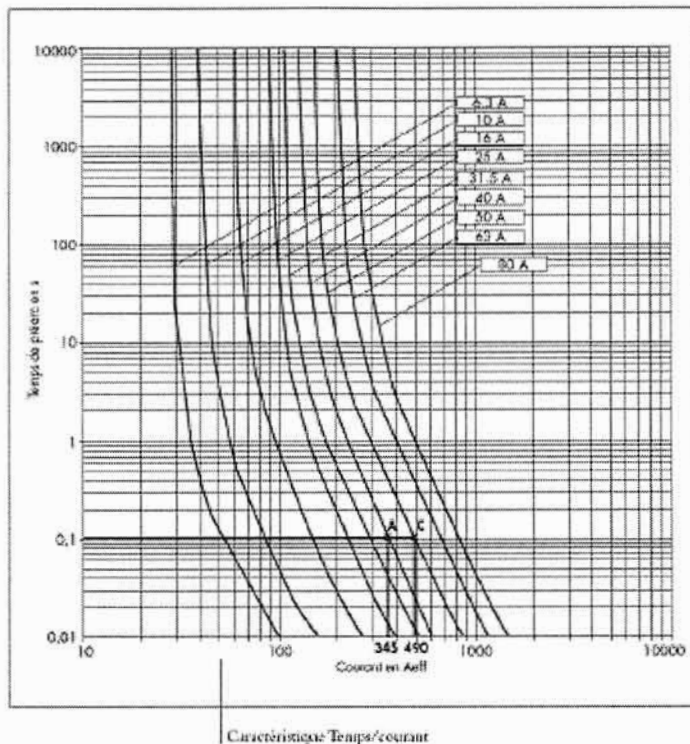
Exemple : Transformateur triphasé puissance assignée
 $S_n = 1000 \text{ kVA}$. Surcharge prévue 10% - Température ambiante fusible $< 40^\circ\text{C}$.

Tension primaire $U_1 = 20 \text{ kV}$ - $U_{cc} = 5\%$

$I \text{ Nominal transformateur} = \frac{1000}{20 \sqrt{3}} = 28,86 \text{ A}$

Point A :

I enclenchement = 12 I nominal
 transfo : $12 \times 28,8 = 345,6 \text{ A}$



• 1ère condition :

$$0,8 \times I(C) > I(A)$$

- Tracer une horizontale à 0,1 s,
- Tracer une verticale à $I = 345 \text{ A}$.
- L'intersection des deux droites donne le point A.
- Le calibre immédiatement supérieur est 50 A.

Ce qui donne le point C

$$I(C) = 490 \text{ A}$$

$$0,8 I(C) = 0,8 \times 490 \text{ A} = 392 \text{ A} > I(A) = 345 \text{ A}.$$

• 2ème condition :

$$I \text{ transformateur} \times \frac{100}{U_{cc}} > I3$$

Dans ce cas la valeur du courant I3 est $5 \times 50 \text{ A} = 250 \text{ A}$

$$\frac{28,8 \times 100}{5} > 250 \text{ A}$$

$$576 \text{ A} > 250 \text{ A}$$

• 3ème condition :

$43 \text{ A} > 1,3 I \text{ surcharge}$

$$43 \text{ A} > 1,3 \times 1,1 \times 28,9 (=41,1 \text{ A})$$

Le calibre 50 A choisi respecte les 3 conditions énoncées ci-dessus.

Symboles des dispositifs de verrouillage utilisés dans les schémas de distribution

Différentes représentations graphiques sont faites des mécanismes de verrouillage ; certaines représentations reprennent l'état de la serrure (pêne rentré ou sorti) et de la clé (libre ou prisonnière).

Des schémas symboliques de principe sont également utilisés mais, par principe, les séquences complexes doivent être explicitées

Symboles fonctionnels			
Verrouillage mécanique		Clé absente / pêne rentré manœuvre libre	
Ensemble mécanisme serrure		Clé absente / pêne sorti manœuvre bloquée	
Clé prisonnière		Clé libre / pêne rentré manœuvre libre	
Clé absente		Clé libre / pêne sorti manœuvre bloquée	
Clé libre		Clé prisonnière / pêne rentré manœuvre libre	
Manœuvre de la clé		Clé prisonnière / pêne sorti manœuvre bloquée	
- introduction	↑ introduction		
- extraction	↓ extraction		
Serrure sur porte		Clé prisonnière / pêne sorti manœuvre bloquée	
Clés tête-bêche			

3 Protections d'un poste de livraison MT

En France la protection interne des transformateurs à remplissage total est par des relais DMCR (Dispositif de Mesure et Contrôle de Régime) ou (Détection de Gaz Pression et Température) conformes aux normes NF C 17-300. Pour les transformateurs de type sec enrobés elle est assurée par des sondes de températures (ex : sondes à coefficient de température positif) qui détectent les défauts internes et provoquent la coupure de la HTA en amont du transformateur.

D'autre part, la norme CEI / NF EN 60076-11 définit les types de risques et les classes de comportement des transformateurs secs enrobés vis-à-vis des conditions de température, de l'environnement et climatiques suivant le tableau Figure B10. Les transformateurs secs enrobés de classe F1, E2, C2 sont exigés dans les installations de grande hauteur.

Type de risque	Classe d'exigence
F: Feu	F0, F1, F2
E: Environnement	E0, E1, E2
C: Climatique	C1, C2

Fig. B10 : Classes de risques pour les transformateurs secs enrobés

Défaut interne entre phases

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

- trois fusibles au primaire du transformateur, ou
- un relais de surintensité qui provoque le déclenchement du disjoncteur en amont du transformateur (cf. Fig. B11).

Défaut interne à la terre

C'est le type de défaut interne le plus commun. Il doit être détecté par un relai maximum de courant. Le courant de défaut à la terre peut être calculé à partir de la somme des trois courants primaires (trois transformateurs de courant sont nés en œuvre) ou par un tore spécifique.

Si une grande sensibilité est nécessaire, l'utilisation d'un tore spécifique est préférable. Dans ce cas, deux transformateurs de courant sont suffisants pour protéger contre les défauts entre phases (cf. Fig. B11).

Protection des circuits aval

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

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

Sélectivité entre dispositifs de protection en amont et en aval

Le poste de livraison MT à compage BT nécessite une sélectivité entre les disjoncteurs MT et le disjoncteur ou les fusibles BT. Le calibre des fusibles sera déterminé en fonction des caractéristiques du transformateur MT/BT.

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

- les fusibles MT ou le disjoncteur MT ne coupent pas,
 - les fusibles MT ne soient pas dégradés par la surintensité qui les traverse.
- Les caractéristiques de coupure des fusibles MT ou de déclenchement des disjoncteurs MT et BT sont indiquées sous la forme de courbes donnant le temps de fusion ou de déclenchement des protections en fonction du courant de court-circuit les traversant. Ces deux types de courbes ont une forme générale à l'inverse (avec une discontinuité pour la courbe du disjoncteur après le seuil de déclenchement instantané⁽¹⁾).

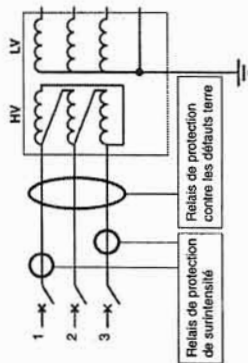


Fig. B11 : Protection contre les défauts à la terre dans les enroulements primaires

La Figure B12 présente les courbes typiques pour un fusible MT et un disjoncteur BT.

Pour pouvoir comparer les courants du disjoncteur BT et les courants des fusibles MT, il est nécessaire de se placer du même côté du transformateur, donc d'appliquer le rapport de transformation du transformateur (ou son inverse) à l'un des deux courants.

- Afin de réaliser une sélectivité MT/BT (cf. Fig. B13)

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

- Afin de ne pas dégrader le fusible MT

La courbe de temps minimum de pré-arc du fusible MT doit être placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35, c'est-à-dire :

- pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
- pour le même temps T, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 135 A au moins.

placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 2, c'est-à-dire :

- pour un courant I, la courbe du disjoncteur BT passe par le point 1,5 s,
- pour le même courant I, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 3 s au moins.

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

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

- Afin de garantir le non déclenchement du disjoncteur MT

La courbe de déclenchement du disjoncteur MT doit être :

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

□ placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un écart de 0,3 s entre les courbes.

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

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

Sélectivité amont-aval en France

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

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

Choix du dispositif de protection au primaire du transformateur

Comme expliqué précédemment, pour des courants primaires assignés de faible valeur, la protection peut être réalisée par un disjoncteur ou des fusibles.

Quand les courants primaires assignés sont de forte valeur, la protection est assurée par un disjoncteur. La protection par un disjoncteur procure une protection plus sensible que celle par des fusibles. Les protections additionnelles (protection de terre, protection thermique contre les surcharges) sont aussi plus simples à mettre en œuvre avec une protection par disjoncteur.

Fig. B12 : Sélectivité entre fusibles de protection amont et disjoncteur BT aval pour la protection transformateur

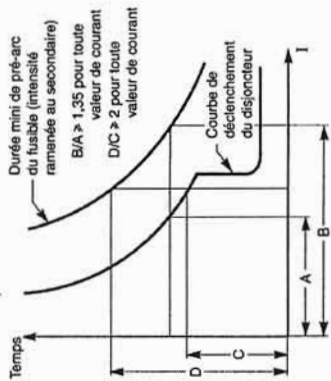
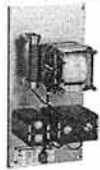


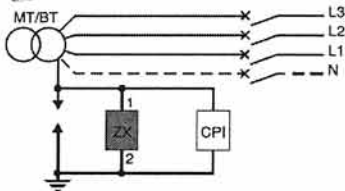
Fig. B13 : Unifilaire des fusibles MT et des disjoncteurs BT

Accessoires et auxiliaires

Impédance de limitation ZX



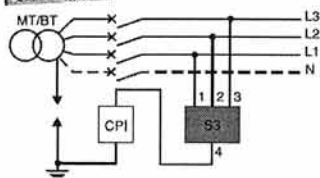
- Permet de créer un réseau à neutre impédant.
- Reste connectée pendant la recherche à 2,5 Hz :
- 1 500 Ω à 50 Hz
- 1 M Ω à 2,5 Hz
- U ≤ 500 V ~.



Point neutre selfique S3



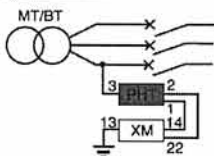
- Permet la création d'un point neutre artificiel pour le contrôle de l'isolement, disjoncteur général ouvert.
- U ≤ 380 V ~.



Platine additionnelle PHT1000



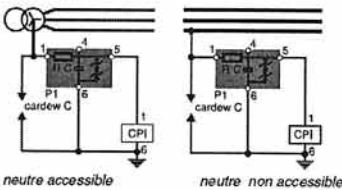
- Permet d'utiliser les CPI XM300c et XML308/316 sur des réseaux :
- 440 V CA ≤ U ≤ 1000 V CA, neutre non accessible
- 760 V CA ≤ U ≤ 1700 V CA, neutre accessible
- 500 V CC ≤ U ≤ 1200 V CC, réseau continu.



Platine P1

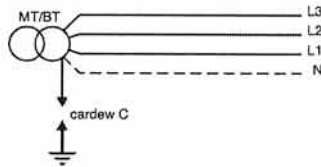


- Permet de raccorder un TR22A sur des réseaux > 440 V CA :
- 440 V CA ≤ U ≤ 1000 V CA, neutre non accessible
- 760 V CA ≤ U ≤ 1700 V CA, neutre accessible.



Limiteur de surtension Cardew C

- Sur réseau BT à neutre isolé ou impédant.
- Branché au secondaire du transfo MT/BT, il permet l'écoulement à la terre des charges dues aux surtensions.
- Supporte le courant de court-circuit du transformateur.
- Son fonctionnement provoque la signalisation continue du CPI.
- U de non-amorçage à 50 Hz ≤ 1,6 x U « type ».
- U d'amorçage certain à 50 Hz ≥ 2,5 x U « type » (3 x U « type » pour 220 V).
- I maximum après amorçage : 40 kA/0,2 s.
- NF C 63-150, NF C 15-100.



Un : tension nominale entre phases du réseau ~	U _i tension d'amorçage	Cardew C "type"	
neutre accessible	neutre non accessible		
U ≤ 380 V	U ≤ 220 V	400 V < U _i ≤ 750 V	"250 V"
380 V < U ≤ 660 V	220 V < U ≤ 380 V	700 V < U _i ≤ 1100 V	"440 V"
660 V < U ≤ 1000 V	380 V < U ≤ 660 V	1100 V < U _i ≤ 1600 V	"660 V"
1000 V < U ≤ 1560 V	660 V < U ≤ 1000 V	1600 V < U _i ≤ 2400 V	"1000 V"

Choix des auxiliaires

L'installation du Vigilohm nécessite un certain nombre d'accessoires obligatoires. D'autres accessoires facultatifs peuvent compléter l'installation :

- auxiliaire obligatoire
- auxiliaire facultatif.

Vigilohm	XM200 XM300C XML308 XML316	XGR	TR22A	TR22AH	EM9 EM9B EM9T	réf
Cardew C "250 V" (1) ou "440 V" (1) ou "660 V" (1) ou "1000 V" (1)	U < 760 VCA (4) U < 440 VCA (5) U < 500 VCC (6)	760 à 1700 VCA (4) 440 à 1000 VCA (5) 500 à 1200 VCC (6)				50170
Cardew C socle						50169
platine P1						50211
impédance de limitation ZX						50159
point neutre selfique S3 ≤ 380 V						50113
platine additionnelle PHT 1000						50248

(1) Voir choix du type de Cardew C (250, 440, 600 ou 1 000 V) dans le paragraphe ci-après.

(2) L'utilisation du Cardew C n'est pas obligatoire avec EM9T.

(3) Nécessaire pour TR22A mis sur des réseaux U > 440 V.

(4) Neutre accessible.

(5) Neutre non accessible.

(6) Réseau à tension continue.

Chorus

Indigo 0 825 012 999

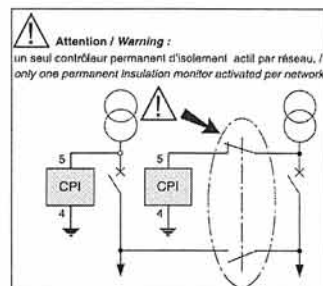
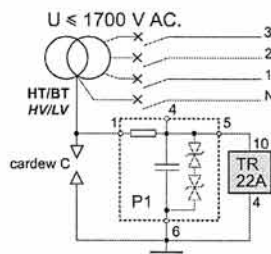
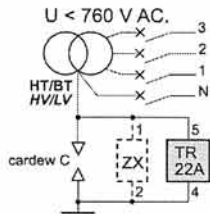
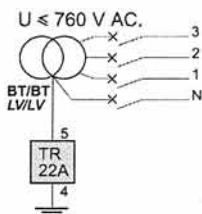
Distribution électrique basse tension et HTA - 2009

Contrôleur permanent d'isolement Vigilohm TR22A

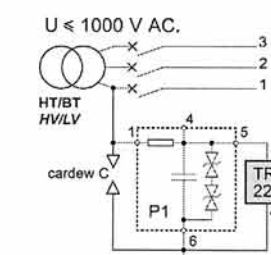
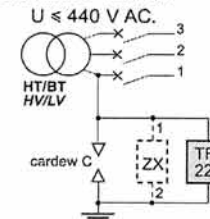
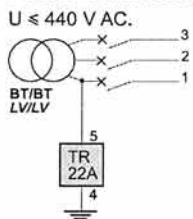
Continuous insulation monitor Vigilohm TR22A

1. réseau à contrôler. / mains monitored.

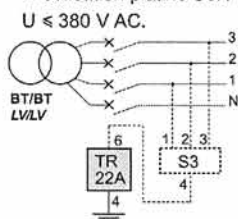
■ neutre accessible. / available neutral.



■ neutre non accessible. / unavailable neutral.

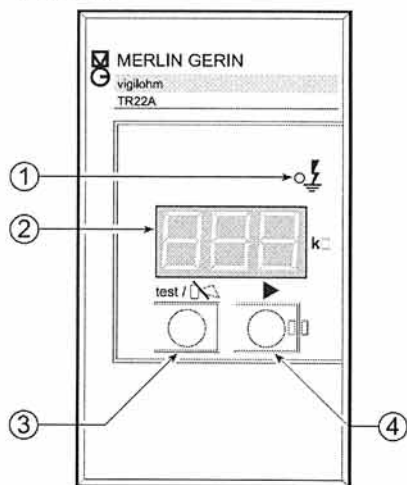


■ Utilisation platine S3. / S3 platine use.

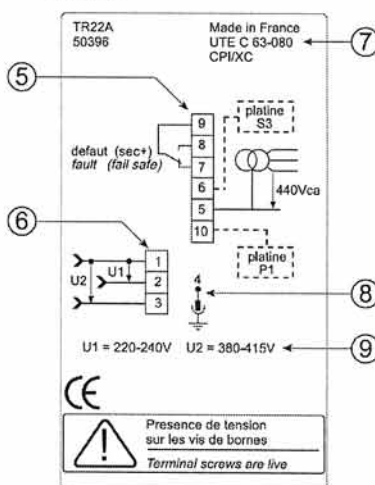


2. identification de l'appareil. / device identification.

■ face avant. / front panel.



■ étiquette latérale. / side label.



■ légende. / key to symbols.

- ① voyant défaut isolement.
- ② affichage isolement, seuil et test.
- ③ bouton poussoir test et arrêt klaxon.
- ④ bouton poussoir réglage seuil.
- ⑤ connecteur de sortie.
- borne 7, 8, 9 : relais alarme à sécurité positive.
- borne 6 : entrée de l'option platine S3.
- borne 5 : entrée sans platine.
- borne 10 : entrée de l'option platine P1.
- ⑥ connecteur alimentation auxiliaire.
- borne 1, 2, 3.
- ⑦ référence commerciale.
- ⑧ masse de l'appareil borne 4.
- ⑨ tension d'alimentation.
- ① insulation fault indicator.
- ② insulation, threshold and test display.
- ③ hooter stop and test push button.
- ④ threshold setting push button.
- ⑤ output connector.
- terminal 7, 8, 9: failsafe alarm relay.
- terminal 6: S3 plate option input.
- terminal 5: input without plate.
- terminal 10: P1 plate option input.
- ⑥ auxiliary supply connector.
- terminal 1, 2, 3.
- ⑦ commercial references.
- ⑧ ground device terminal 4.
- ⑨ power supply range.

■ températures. / temperatures.



fonctionnement. / operation.



stockage. / storage.

Référence commercial / Sale references	Bornes 1&2 / Terminals 1&2	Bornes 1&3 / Terminals 1&3
50395		110-127 V
50396	220-240 V	380-415 V
50397	440-480 V	500-525 V



CARACTERISTIQUES TARIFICATION EDF

Le tarif vert comporte :

- Deux options : base et EJP
- Plusieurs versions tarifaires suivant la durée d'utilisation :
- 4 options base : utilisation courte, moyenne, longue et très longue.
- 2 en option EJP selon la durée d'utilisation moyenne ou très longue.

UTILISATION

Industrie et tertiaire important

L'alimentation en énergie électrique est réalisée en HTA comprise entre 5 kV et 33 kV.

L'abonné est en général propriétaire de son poste de transformation HTA/BT où est effectuée la livraison de l'énergie électrique. Le comptage est en BT si le transformateur est inférieur ou égal à 1250 kVA, en HTA si la puissance du transfo est supérieure à 1250 kVA ou si l'abonné utilise au minimum deux transformateurs de puissance HTA/BT.

Résumé des principaux éléments de la tarification EDF

réseau	tarif	versions tarifaires et options	utilisation
BT	3 kVA < P < 36 kVA tarif bleu	4 options : ■ simple ■ heures creuses ■ EJP ■ TEMPO	logement, locaux agricoles, professionnels et commerciaux
	branchement BT 3 à 18 kVA monophasé ou 6 à 36 kVA triphasé		
BT	36 kVA < P < 250 kVA(1) tarif jaune	3 options : ■ option base ■ option EJP ■ tertiaire 2 versions : ■ utilisations longues ■ utilisations moyennes	petites, moyennes entreprises
	branchement BT 36 à 250 kVA triphasé (il en résulte 4 périodes tarifaires et éventuellement 22 jours avec effacement jour de pointe)		
BT ou HT	P > 250 kVA(2) tarif vert	4 versions : ■ utilisations courtes ■ utilisations moyennes ■ utilisations longues ■ utilisations très longues 2 options : ■ option base ■ option EJP(3)	industrie

(1) La limite inférieure de 36 kVA n'est pas impérative dans le cas du tarif jaune si la puissance doit évoluer ultérieurement.

(2) La limite inférieure de 250 kVA n'est pas impérative dans le cas du tarif vert si la puissance doit évoluer ultérieurement ou si le besoin du client, en qualité de service, est incompatible avec celle du réseau BT, ou si le client risque de détériorer la qualité de service BT.

(3) Seulement avec utilisations moyennes ou très longues.

TARIF VERT A8 - OPTION BASE

Version	Prime fixe annuelle €/kW	Prix de l'énergie (c€/kWh)								
		Hiver et Demi-Saison						Eté		
		PTE	HPH	HPD	HCH	HCD	HPE	HCE	IA	
A8 OPTION BASE	102,12	7,182	5,736	4,785	4,276	3,328	3,710	2,078	2,706	
	67,92	11,429	7,303	4,877	4,436	3,379	3,832	2,187	2,762	
	42,24	17,055	9,874	5,669	5,036	3,740	4,019	2,306	2,767	
	19,20	25,489	13,221	6,387	5,627	4,027	4,241	2,443	2,843	
Energie réactive (c€/kvarh)							1,770			
	TLU	1,00	0,76	0,39	0,34	0,28	0,25	0,22	0,20	
	LU	1,00	0,77	0,43	0,37	0,31	0,26	0,23	0,15	
	MU	1,00	0,71	0,36	0,31	0,23	0,14	0,08	0,04	
	CU	1,00	0,77	0,44	0,36	0,26	0,19	0,12	0,07	
Calcul des dépassements		Comptage électronique			KN (P _{MAX-P})			K (P _{MAX-P})		
	(k ₁ , k ₂ , k ₃)	3,96 €/kW			1,32 €/kW			32,98 €/kW		
	Coefficients par poste	1,00	0,76	0,39	0,34	0,28	0,25	0,22	0,20	
Hiver		: de décembre à février inclus								
Demi-Saison		: novembre et mars								
Eté		: d'avril à octobre inclus								
Pointe		: 2h le matin et 2h le soir de décembre à février inclus								
Heures Creuses		: de 1h à 7h et samedi, dimanche, jours fériés nationaux toute la journée								

TARIF VERT A8 - OPTION EJP

Version	Prime fixe annuelle €/kW	Prix de l'énergie (c€/kWh)						
		Hiver et Demi-Saison				Eté		
		PM	HH	HD	HPE	HCE	IA	
A8 OPTION EJP	70,80	8,401	4,705	3,421	3,535	1,943	2,520	
	33,96	21,763	6,120	3,975	3,806	2,166	2,606	
Energie réactive (c€/kvarh)							1,770	
	TLU	1,00	0,49	0,24	0,14	0,05	0,02	
	MU	1,00	0,52	0,22	0,15	0,11	0,03	
Calcul des dépassements		Comptage Energie		Electronique			KN (P _{MAX-P})	
	(k ₁ , k ₂)	0,92 €/kWh		3,75 €/kW			1,25 €/kW	
	Coefficients par poste	1,00	0,49	0,24	0,14	0,05	0,02	
Hiver		: de décembre à février inclus						
Demi-Saison		: novembre et mars						
Eté		: d'avril à octobre inclus						
Pointe Mobile		: 22 périodes de 15h de novembre à mars inclus						
Heures Creuses		: de 1h à 7h et samedi, dimanche, jours fériés nationaux toute la journée						

Article I- Versions tarifaires

Le client peut choisir l'une des versions tarifaires en fonction du nombre d'heures t de consommation de l'énergie.

- Courte Utilisation (CU) t < 2000 heures
- Moyenne Utilisation (MU) 2000 < t < 3500 heures
- Longue Utilisation (LU) 3500 < t < 6300 heures
- Très Longue Utilisation (TLU) t > 6300 heures

Ces versions sont définies par des prix unitaires de puissance et des coefficients affectant les puissances souscrites dans les différentes périodes tarifaires. Le client peut modifier son choix entre les versions tarifaires à chaque anniversaire du contrat.

La version tarifaire choisie, les coefficients associés, notamment les coefficients de puissance réduite sont présentés ci-après.

Article II- Puissances souscrites**1) Puissance maximale souscrite**

La puissance maximale souscrite par le client est fixée aux conditions particulières. Elle pourra évoluer au cours de l'exécution du contrat suivant les règles définies au paragraphe 4.

2) Puissances souscrites dans les différentes périodes tarifaires

Le client s'engage à limiter pour chaque période tarifaire, la puissance appelée par son installation aux valeurs indiquées aux conditions particulières. Ces valeurs doivent être telles qu'une puissance de rang quelconque ne soit pas inférieure à la puissance du rang précédent et que leur écart éventuel ne soit pas inférieur à 20 KW et 5% de la puissance de rang suivant.

3) Dépassement des puissances souscrites :

Le dépassement est la puissance non souscrite appelée à titre exceptionnel par le client, au cours d'un mois, en excédent de la puissance souscrite. EDF n'est pas tenu de faire face aux appels de puissance qui dépasseraient la puissance souscrite.

4) modification des puissances souscrites :

La puissance maximale et les puissances de chaque période tarifaire sont normalement souscrites par le client pour une durée de 3 ans. Le client peut toutefois souscrire un engagement de 6 ans en contrepartie duquel il bénéficie d'un rabais de 4 % sur la prime fixe. Les puissances souscrites pourront être augmentées par avenant, pendant la durée du contrat, par tranche d'au moins 5% et 20 KW de la puissance concernée.

Article III- Prix de la fourniture**1) Facturation de la puissance**

Il sera retenu pour la facturation de la fourniture une puissance dite « puissance réduite Pr » déterminée par la formule suivante :

$$Pr = K1P1 + K2(P2-P1) + K3(P3-P2) + K4(P4-P3) = K5(P5-P1).$$

P1, P2, P3, P4, P5 étant des puissances souscrites dans les différentes périodes tarifaires de rang 1, 2, 3, 4, 5, K1, K2, K3, K3, K4, K5 étant des coefficients de puissance réduite de la version tarifaire choisie, associés aux périodes tarifaires de rang 1, 2, 3, 4, 5

Ces coefficients ont pour fonction de valoriser les effacements de puissance souscrits.

La puissance réduite donnera lieu à perception d'une prime fixe annuelle aux taux de base par KW indiqué aux conditions particulières, facturée par douzième au début du mois de la fourniture.

La puissance souscrite est la puissance réduite minorée de 4% lorsqu'on choisi un contrat de 6 ans.

2) Facturation des dépassements éventuels des puissances souscrites

Le contrôle de la puissance est assuré par un appareil de mesure de puissance à période d'intégration de 10 minutes selon les dispositions figurant aux conditions particulières. Les montants dus au titre des dépassements sont facturés mensuellement. Ils correspondent à la somme des montants afférents à chaque période tarifaire de mois considéré. Le montant du au titre du dépassement pour une période tarifaire donnée sera le produit de la racine carrée de la somme des carrés des dépassements constatés sur cette période, exprimé en KW, par le prix unitaire du dépassement.

Pour chaque période tarifaire et horaire correspond un prix du KW.