
1

étude d'une installation

1o Poste de livraison HTA/BT à comptage BT page

Généralités	K332
Schéma unifilaire	K333
Choix du transformateur	K334
Choix des cellules HTA	K338
Choix du matériel BT	K341
Installation, liaisons et raccordements	K342
Prises de terre et conducteur de protection	K343
verrouillage d'exploitation	K345
les postes préfabriqués	K346

Définition

Installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 24 kV comprenant un seul transformateur HTA/BT dont le courant secondaire assigné est au plus égal à 2 000 A, ce qui correspond à $P_{\max} \leq 1\,250$ kVA pour un transformateur 20 kV / 400 V.

L'installation se situe généralement dans un local incluant ou non le tableau général BT. Le local tout entier constitue le poste. Des groupes de remplacement BT, quand ils existent, sont en général situés dans un local séparé.

Normes d'installation et de sécurité

Le poste de livraison HTA/BT doit être installé dans des locaux inaccessibles au public ou au personnel non autorisé.

Il répond de plus à des textes officiels et des normes.

Systématiquement à :

- décret du 14 nov. 88 sur la protection des travailleurs
- NF C 13-100 relative aux postes de livraison raccordés au réseau de distribution publique de 1 à 33 kV. Une nouvelle version NF C13-100 du 04/2001a été émise avec mise en vigueur au plus tard le 20/10/2001
- NF C 15-100 pour la partie BT des postes (partie en aval du transformateur HTA/BT et tous auxiliaires BT tels que l'éclairage, la ventilation forcée si elle existe, etc.)
- NF C 17-300 pour la protection des transformateurs immergés dans l'huile
- HN 64-S-33 spécification des équipements électriques HTA du poste, lorsqu'il dépend de EDF.

Eventuellement les textes officiels :

- décret du 31-10-73 et arrêtés depuis le 19-1-76 si l'établissement alimenté par le poste est amené à recevoir du public
 - décret du 15-11-67 modifié le 15-6-76 et arrêtés depuis le 18-10-77 si l'établissement alimenté par le poste est un immeuble de grande hauteur.
- La plupart des installations sont entièrement définies par la NF C 13-100. Les constituants électriques cités en référence dans cette norme sont présentés dans les pages suivantes.

Contraintes non électriques

Au-delà des seules caractéristiques électriques, de nombreuses contraintes vont influencer sur le choix des matériels et l'utilisation éventuelle de postes préfabriqués clés en main, par la prise en compte des éléments suivants :

- volume occupé/zone et surface disponible :
 - ☐ rural et/ou péri-urbain : bâtiment séparé
 - ☐ urbain dense : sous-sol d'immeuble accessible aux engins de manutention du transformateur et ventilable pour la stabilité en température
 - ☐ situation de la voie publique par rapport au bâtiment principal
- climat et/ou pollution :
 - ☐ traitement des matériels
 - ☐ ventilation ou refroidissement
- voisinage et/ou bruit :
 - ☐ architecture en bâtiment séparé
- fréquence d'utilisation :
 - ☐ télécommande éventuelle en aval du transformateur (sur Visucompact par exemple)
 - ☐ groupes de remplacement pour la sécurité des personnes et/ou la continuité de service
- délai de mise à disposition et maintenance.

Démarche administrative

(approbation préalable du distributeur d'énergie électrique)

Avant toute réalisation, l'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique doit être demandée sur les dispositions prévues, tant en ce qui concerne le choix du matériel que son emplacement.

Quand le distributeur d'énergie est E.D.F., c'est généralement le centre de distribution ou la subdivision qui doit intervenir.

Toute modification des dispositions initiales doit également être soumise à l'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique.

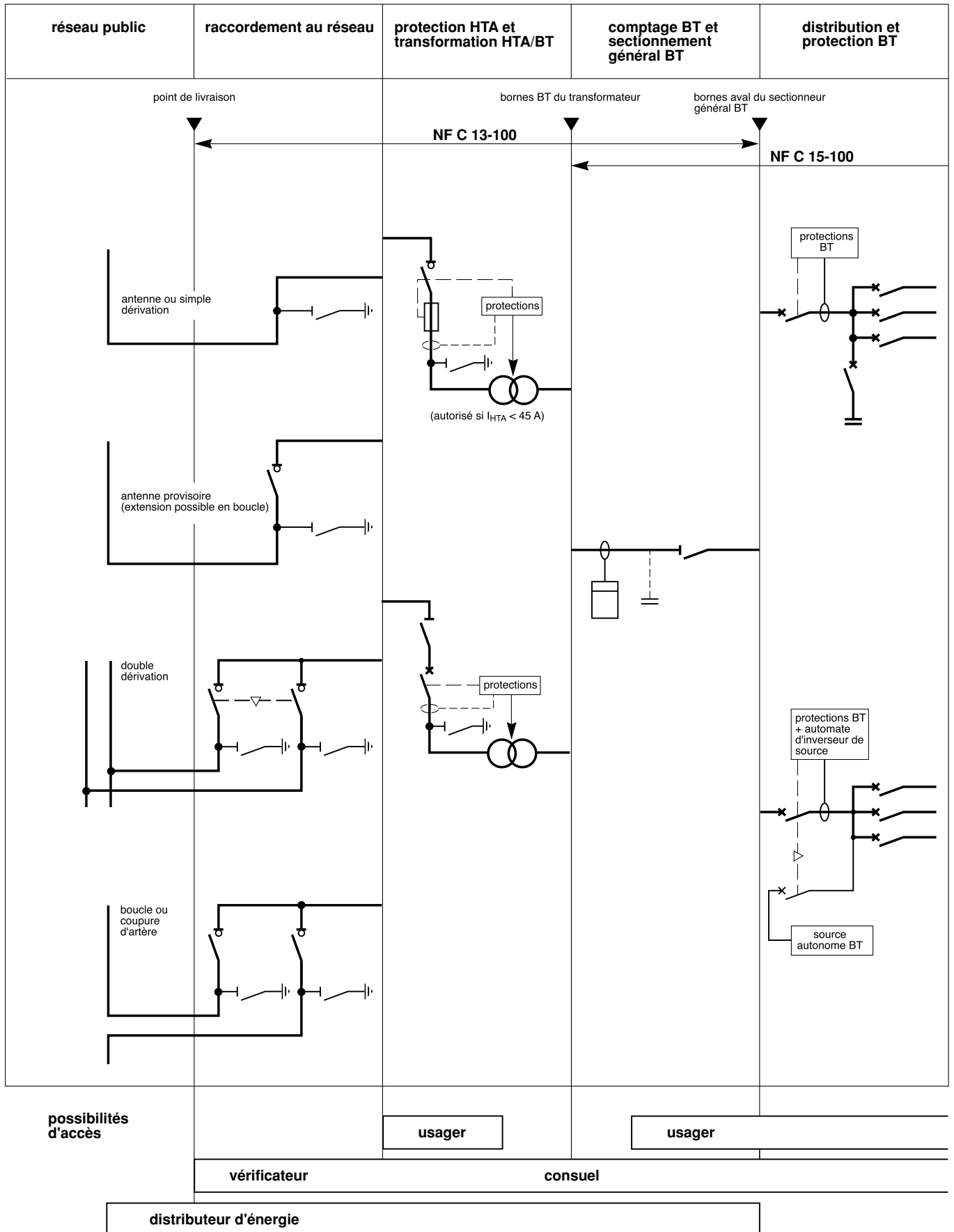
La demande d'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique est accompagnée notamment des renseignements suivants :

- position du poste par rapport aux voies attenantes et indication des voies d'accès et des passages des canalisations d'alimentation
- schéma des connexions du poste et des circuits de terre
- nomenclature des matériels électriques et leurs caractéristiques
- plans du local abritant le poste, y compris celui du tableau de comptage
- schéma de raccordement des autres sources éventuelles d'énergie électrique de l'installation
- dispositions prévues pour réduire l'énergie réactive
- dispositions prévues pour le tableau de comptage.

Schéma unifilaire du poste

Le schéma page ci-contre représente :

- les fonctions raccordements au réseau qui peuvent être de quatre types :
 - ☐ en antenne ou simple dérivation
 - ☐ en antenne provisoire (transformable en boucle)
 - ☐ en double dérivation
 - ☐ en boucle ou coupure d'artère
- les fonctions protections HTA et transformation HTA/BT
- la fonction comptage BT et sectionnement général BT
- la fonction protection et distribution BT
- les zones d'application des normes NF C 13-100 et NF C 15-100, qui se recouvrent partiellement
- les zones accessibles aux différents intervenants.



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 ²
	ateliers**	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

* 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.

Calcul de la puissance appelée Sa (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)
 $S_r \text{ (kVA)} = P_r \text{ (kW)} / (\eta \times \cos \varphi)$ avec :

□ η 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 nécessaires pour réaliser la compensation.

La puissance appelée S_a s'exprime par :

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

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 :

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

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.

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

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 correspond à un pic passager de courte durée (entre quelques minutes et 2 heures maximum), il est 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 :

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

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

■ soit :

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

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

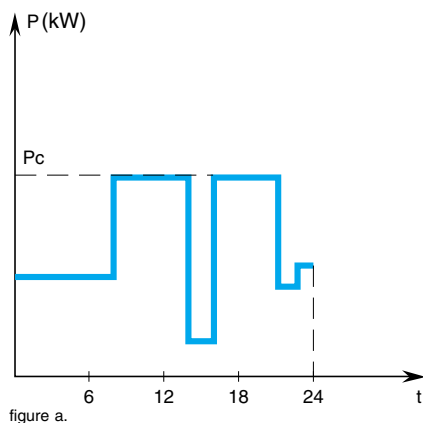


figure a.

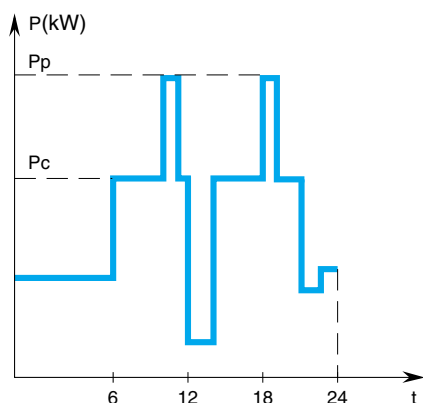


figure b.

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.

Choix du diélectrique

Actuellement, il est possible de choisir entre deux diélectriques :

- transformateur immergé dans l'huile minérale (pour autres diélectriques liquides, consulter nos services)
- transformateur sec enrobé Trihal

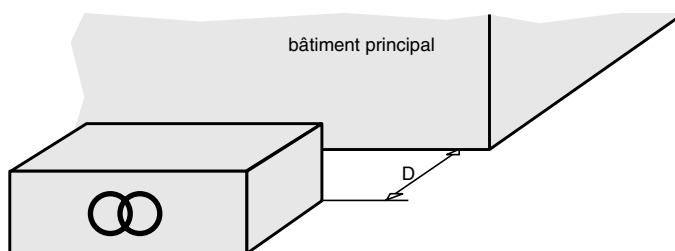
Le coût d'un transformateur sec enrobé Trihal est plus élevé que celui d'un transformateur immergé dans l'huile à puissance égale mais son choix entraîne moins de contraintes d'installation. En particulier, sa conception de classe F1 limite l'inflammabilité.

Quel que soit le diélectrique utilisé la nouvelle norme C 13-100 impose un dispositif de détection de température agissant sur le dispositif de coupure HTA.

Dans le cas d'un poste extérieur

Par exemple poste préfabriqué Biosco ou Bocage, le transformateur immergé convient avec quelques précautions quand la distance au bâtiment principal devient inférieure à 8 mètres :

$D > 8 \text{ m}$	pas de mesures particulières
$4 \text{ m} < D < 8 \text{ m}$	interposition d'un écran pare-flammes de degré 1 heure
$D < 4 \text{ m}$	mur du bâtiment voisin coupe-feu de degré 2 heures



Dans le cas d'un poste intérieur

Différentes contraintes vont intervenir selon le type d'immeuble, la disposition des locaux et le choix du matériel. Voir tableau ci-après.

bâtiment et disposition des locaux	diélectrique	contrainte complémentaire relative au transformateur
immeuble de grande hauteur quelle que soit la disposition des lieux	aucun liquide autorisé → Trihal	DGPT2* obligatoire
autres bâtiments ■ poste isolé des locaux de travail par des parois coupe-feu de degré 2 h avec ou sans ouverture vers les locaux de travail	huile minérale ou	
■ autres dispositions du poste	autre diélectrique	

* DGPT2 : dispositif de détection d'anomalie au sein du diélectrique liquide : émission de gaz, élévation de pression ou de température 2 niveaux. Ce dispositif ferme un contact qui va donner un ordre d'ouverture à la cellule de protection du transformateur.

Les services

Renseignements sur la nouvelle C13-100,
les autres diélectriques

Diélectrique et nouvelle NF C 13-100

La norme NF C 13-100 - 04/2001 apporte essentiellement les nouveautés suivantes :

Protection des transformateurs contre les défauts internes

■ transformateurs immergés (§ 432)

Un relais de protection, type DGPT2 ou DMCR, est obligatoire en comptage BT.

Son déclenchement entraîne la mise hors tension HTA.

■ transformateurs secs (§ 432)

Un dispositif de protection thermique est obligatoire. La protection "Z" des transformateurs Trihal avec sonde PTC répond tout à cette obligation.

Protection contre le risque d'incendie

Deux classes de comportement au feu de transformateurs sont définies par la norme (§ 742) avec les conséquences suivantes :

■ classe F0 : la conception du transformateur ne permet pas de limiter l'inflammabilité. Dans ce cas il faut installer une détection automatique d'incendie près du transformateur, provoquant la mise hors tension de ce matériel et le fonctionnement d'un dispositif d'extinction approprié.

■ classe F1 : la conception du transformateurs limite l'inflammabilité.

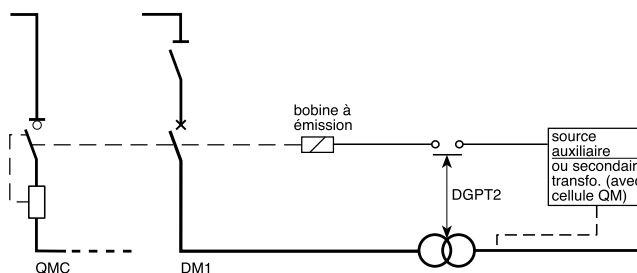
Dans ce cas, il n'y a aucune mesure particulière à prendre contre l'incendie.

Le transformateurs Trihal est de classe F1.

Installation des dispositifs de protection des transformateurs (huile ou sec)

Les dispositifs de protection doivent agir sur l'appareil de coupure HTA. Le dispositif de protection du transformateur peut être alimenté par le transformateur de puissance lui-même dans le cas d'un protection par cellule QM (combiné interrupteur fusible).

Le déclenchement de la cellule HTA sera alors à émission de tension.



Liste des textes officiels et normes applicables aux transformateurs immergés dans l'huile

■ normes

□ NF C 27-300 (août 1988) : "classification des diélectriques liquides d'après leur comportement au feu" : huile minérale classée 01

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

Une troisième partie traite des mesures de protection contre les risques de pollution.

■ arrêtés ministériels - décrets

□ ministère de l'environnement :

- décret 85-387 du 29 mars 1985 modifiant le décret 79-981 du 12 novembre 1979 portant réglementation sur la récupération des huiles usagées

- décret 77-254 du 8 mars 1977 et décret du 21 novembre 1979 : "réglementation pour la non pollution des eaux superficielles souterraines et de la mer par les huiles et lubrifiants"

□ ministère du travail :

- décret 88-1056 du 14 novembre 1988 section 5 article 42

- arrêté du 17 janvier 1988

- arrêté interministériel du 17 janvier 1989 fixant les mesures de prévention des risques d'incendie présentés par l'épandage et l'inflammation des diélectriques liquides inflammables utilisés dans les matériels électriques.

Cas du changement de tension 15/20 kV ou 10/20 kV

Il arrive parfois que la tension du réseau du distributeur d'énergie soit de 15 kV et qu'il soit prévu un passage en 20 kV ultérieurement.

Dans ce cas et à condition que le reste de l'installation (cellules HTA, et câbles plus accessoires) soit en 20 kV, l'abonné peut installer un transformateur à double tension primaire normalisée

15/20 kV à puissance conservée ou à puissance réduite. Le changement de tension se fait par simple commutateur.

Avec l'utilisation de transformateur à puissance réduite, la puissance disponible en 15 kV ne sera que 0,9 fois la puissance nominale du transformateur en 20 kV.

A noter que le distributeur d'énergie accepte souvent de prendre en charge la plus-value entraînée par le changement ultérieur de tension dans le cas d'utilisation de transformateur à puissance réduite (même si l'abonné choisit un transformateur à puissance conservée).

Attention : en cas de changement de tension, se renseigner auprès du distributeur sur les caractéristiques du nouveau réseau installé et vérifier que le poste reste compatible avec ces nouvelles caractéristiques (notamment l'ith).

Choix des cellules HTA

Sauf cas particuliers, les cellules HTA font partie de la gamme SM6, qui permet tout type d'extension ultérieure.

Les **cellules de raccordement au réseau** sont des cellules GAM, IM ou DDM selon le type de réseau.

Les **cellules de protection** peuvent être des cellules QM ou DM1 dont le choix est précisé ci-contre.

Les cellules sont raccordées électriquement entre elles par un jeu de barres préfabriquées à mettre en place sur le site en respectant les instructions de montage.

Les cellules sont raccordées aux câbles du réseau et du transformateur par le bas (sauf exception où il faut nous consulter).

Nota : en cas de conditions climatiques et/ou de pollution sévères, pour un raccordement sur le réseau en antenne ou en boucle s'il n'est pas possible de "climatiser" le poste et si l'intensité HTA reste inférieure à 45 A, les cellules SM6 de raccordement au réseau et de protection transformateur peuvent être remplacées par un RM6.

Choix de la cellule de protection

Protection du transformateur

Les règles de l'art imposent que le transformateur soit protégé contre :

- les courts-circuits jusqu'au TGBT
- les risques d'incendie dus au diélectrique liquide
- les surcharges
- les défauts internes
- les défauts à la terre
- le retour de courant d'une source autonome
- les courts-circuits à l'aval du TGBT.

Les courts-circuits jusqu'au TGBT

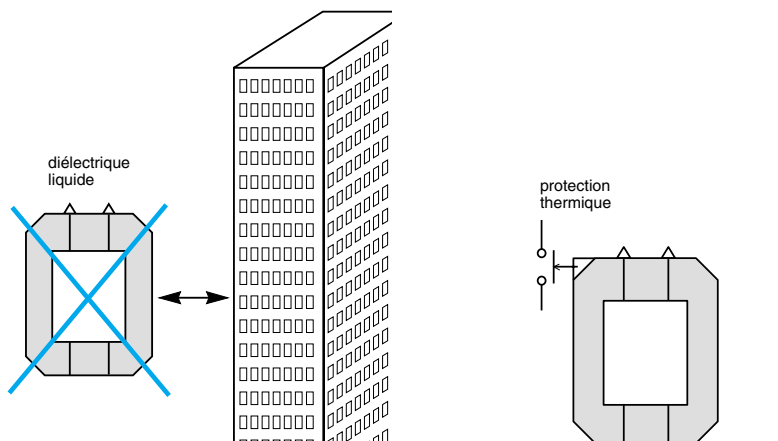
Cette protection peut être assurée par des fusibles si le courant de base primaire est inférieur à 45 A, ou par disjoncteur lorsque ce courant est supérieur ou égal à 45 A ou s'il est prévu ultérieurement une augmentation de la puissance du poste. Le disjoncteur est équipé de relais indirect Sepam agréé NF C13-100.

Les risques d'incendie dus aux diélectriques liquides

L'arrêté interministériel du 17 janvier 1989 sur le choix du diélectrique liquide du transformateur fixe les mesures de prévention des risques d'incendie présentés par l'épandage et l'inflammation des diélectriques liquides inflammables utilisés dans les matériels électriques.

En pratique :

- dans les Immeubles de Grande Hauteur (IGH), il est interdit d'installer des transformateurs contenant plus de 25 litres de diélectrique liquide, ce qui rend obligatoire l'utilisation de transformateur sec
- une protection thermique est obligatoire et doit provoquer la mise hors tension du transformateur en donnant l'ordre d'ouverture à la cellule de protection QM ou DM1.



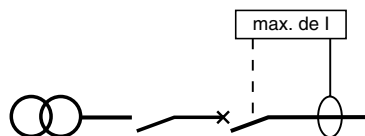
Les surcharges

Cette protection est assurée :

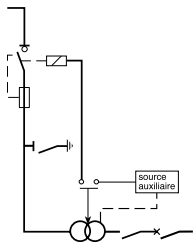
- soit par une sonde thermique sensible à la température des enroulements du transformateur ou du diélectrique liquide et dont le seuil est déterminé par la température maximale admissible dans ces milieux
- soit par un relais ampèremétrique ou un déclencheur long retard du disjoncteur installé côté basse tension.
- soit par un relais à image thermique installé côté HTA ou BT.

Ces dispositifs peuvent commander :

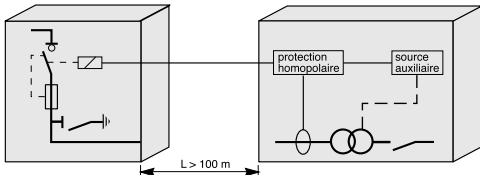
- préférentiellement la mise hors charge du transformateur par ouverture du disjoncteur général BT
- éventuellement ou, en plus, la mise hors tension du transformateur par ouverture du dispositif de protection amont, QM, QMC ou DM1.



Protection contre les surcharges par relais ampèremétrique.



protection contre les défauts internes par DGPT2 avec cellule QM.



protection contre les défauts à la terre.

Les défauts internes

La norme NF C 13-100 impose en comptage BT :

■ pour les transformateurs immergés, un relais de protection type DGPT2 (dispositif de protection par détection de gaz et de baisse de niveau) ou DMCR.

■ pour les transformateurs secs un dispositif de protection thermique, tel que la protection "Z" des transformateurs Trihal avec sonde PTC.

Les dispositifs de protection doivent provoquer l'ouverture de l'appareil de coupure HTA (QM ou DM1). Le dispositif de protection du transformateur peut être alimenté par le transformateur de puissance lui-même dans le cas d'une protection par cellule QM. Le déclenchement de la cellule HTA sera alors à émission de tension.

Les défauts à la terre

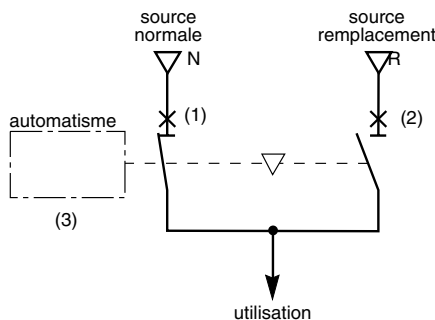
Lorsque le transformateur est éloigné de plus de 100 mètres des cellules HTA ou lorsqu'il est fait usage de protections complémentaires (relais indirects), la protection est assurée par un relais Sepam agréé NF C13-100 ou un relais Vigirex qui agit sur QM, QMC ou DM1. L'alimentation de ce relais doit se faire dans les mêmes conditions qu'au § "les défauts internes". Cette protection est plombée par le distributeur d'énergie.

Le retour de courant d'une source autonome

Généralement, la disposition des installations doit être telle que la source autonome ne puisse fonctionner en parallèle avec le réseau. La solution est un inverseur (automatique) de source composé de disjoncteurs Compact NS ou Masterpact NT/NW, afin d'interdire toute marche en parallèle. L'inverseur automatique de source est un élément essentiel pour la disponibilité de l'énergie. Il réalise la permutation entre une source N qui alimente normalement l'installation et une source R de remplacement qui peut être :

■ une source permanente (arrivée de réseau supplémentaire, groupe autonome à relais de démarrage incorporé)

■ un groupe de secours dont le démarrage et l'arrêt sont pilotés par l'inverseur de source.



1) disjoncteur télécommandé "normal" pouvant recevoir un bloc INV à coupure visible,

2) disjoncteur télécommandé "remplacement",

3) platine d'automatisme régissant le fonctionnement des deux appareils, réalisant l'interverrouillage mécanique et électrique des deux appareils.

Les courts-circuits à l'aval du TGBT

Cette protection est assurée par le dispositif de protection aval dont la sélectivité doit être assurée avec le dispositif amont. Voir plus loin la partie "choix du disjoncteur basse tension".

Choix du type de cellule QM ou DM 1

Deux types de cellules sont disponibles :

■ DM1 : disjoncteur

■ QM : combiné interrupteur-fusible avec percuteurs (pour donner l'ordre de déclenchement aux trois phases).

Sept paramètres vont influencer sur le choix

■ la valeur du courant primaire

■ le besoin d'alimentation triphasée (champ tournant)

■ le diélectrique du transformateur

■ l'installation du poste par rapport au local principal

■ la puissance du transformateur

■ la distance des cellules au transformateur

■ l'emploi de relais indirects.

Le tableau de la page suivante présente les conditions de choix des cellules de protection.

Choix de la cellule protection en conformité avec la NF C 13-100 et les conditions d'exploitation

Le tableau ci-dessous résume les possibilités de choix

critères de choix	cellule de protection	
type	DM1	QM
courant côté HTA (I_N)		
$I_N \geq 45$ A	■	
$I_N < 45$ A	■	■ avec DGPT2
disponibilité de l'énergie optimisée (1)	■	
distance cellule- transfo (d)		
$d < 100$ m	■	■
$d \geq 100$ m	■ avec relais de protection Sepam homopolaire	■ avec relais de protection Sepam homopolaire

(1) L'utilisation d'une cellule disjoncteur DM1 réduit les temps d'intervention en cas de défaut (réenclenchement, pas de remplacement du fusible...).

Choix du calibre des fusibles HTA avec cellule QM

Le calibre des fusibles à installer dans les cellules de protection type QM est fonction de la tension et de la puissance du transformateur.
La norme NF C 13-100 impose l'utilisation de fusibles conformes à la norme UTE NF C 64-210.

Attention : la CEI 282 recommande de remplacer les 3 fusibles après la fusion de l'un d'entre eux.

Tableau de choix des fusibles Soléfuse (avec ou sans percuteur)

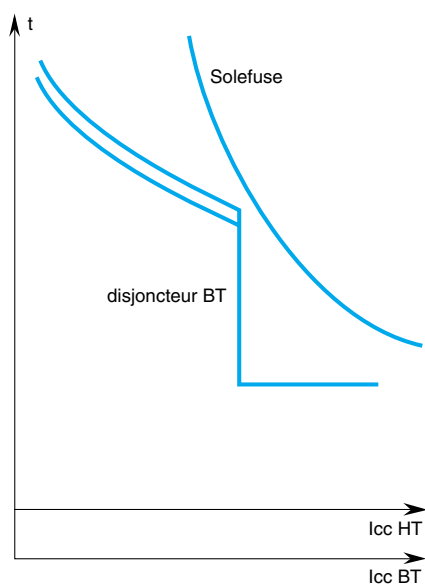
(calibre en A - utilisation sans surcharge à $20^\circ\text{C} < \theta < 40^\circ\text{C}$)

tension de service (kV)	type de fusible	puissance des transformateurs (kVA)						
		160	250	400	630	800	1 000	1 250
20	Soléfuse	16	16	43	43	43	43	63
15	Soléfuse	16	16	43	43	43	63	
10	Soléfuse	31,5	31,5	63	63			
5,5	Soléfuse	63	63	63				

Grandeurs caractéristiques du transformateur

Le matériel BT est directement lié aux caractéristiques de courant et de tension de court-circuit du transformateur.

Les tableaux T1 et T2 en bas de page donnent, pour tous les types de transformateur (sec ou immergé) et en fonction de la puissance normalisée du transformateur, l'intensité nominale au primaire, l'intensité nominale au secondaire (BT 410 V) ainsi que le courant de court-circuit au secondaire du transformateur calculé sous la tension à vide. Ces tableaux sont valables pour les transformateurs dont la tension nominale primaire est de 15 ou 20 kV. Bien que variant de 4 à 6 % selon les caractéristiques du transformateur, la tension de court-circuit U_{cc} est prise égale à 5 % en première approximation.



Sectionnement BT à coupure visible (NF C 13-100)

La norme NF C 13-100 impose la présence d'un dispositif de sectionnement à coupure visible situé immédiatement en aval du matériel de comptage basse tension. Les bornes de sortie de ce dispositif constituent la limite aval de l'installation. Ce dispositif est une sécurité en cas d'intervention coté primaire pour éviter un retour alimenté par la basse tension.

Le dispositif de sectionnement à coupure visible peut être constitué par :

- un interrupteur INV associé à un disjoncteur Compact NS
 - un disjoncteur Compact NS, Masterpact NT/NW débrochable.
- La présence d'un inverseur de source avec des disjoncteurs en versions fixes nécessite l'emploi d'un interrupteur INV :
- associé sur le disjoncteur "normal"
 - sinon en appareil séparé en amont immédiat (moins d'un mètre) du disjoncteur "normal".

Ces appareils sont verrouillables ou cadenassables en position ouvert ou en position débroché en conformité avec la NF C 13-100.

Choix du disjoncteur BT

Le calibre du disjoncteur est défini compte tenu de l'intensité nominale du secondaire du transformateur.

Le pouvoir de coupure du disjoncteur est défini en fonction du courant de court-circuit au secondaire du transformateur. Le choix du déclencheur est réalisé en considérant le cas du défaut triphasé survenant en aval du disjoncteur. Il s'agit de vérifier la sélectivité entre la courbe de déclenchement du disjoncteur basse tension et la courbe de déclenchement du fusible moyenne tension. Les unités de contrôle électronique possédant une zone de déclenchement étroite pour la partie long retard, apportent plus de précision que les déclencheurs thermiques.

Pour tracer les courbes de déclenchement amont et aval sur le même graphique, il faut tenir compte du rapport de transformation du transformateur HTA/BT (exemple 20 000/410 V).

Le tableau T3 ci-dessous résume les matériels de protection (fusibles HTA et disjoncteurs BT) à utiliser et les réglages à effectuer côté BT avec un transformateur 20 000/410 V (à diélectrique liquide pour les valeurs de U_{cc} et I_{cc}).

Nombre de pôles du disjoncteur BT en fonction du schéma de liaison à la terre

En schéma IT le disjoncteur sera tétrapolaire si le neutre est distribué ou tripolaire dans le cas contraire (un contrôleur permanent d'isolement est imposé par la norme NF C 15-100).

En schéma TT le disjoncteur sera tétrapolaire si le neutre est distribué (un dispositif différentiel à courant résiduel est imposé par la norme NF C 15-100).

En schéma TNC le disjoncteur sera tripolaire (conducteur PEN non coupé) ou tétrapolaire en régime TNS (conducteur PE non coupé).

Tableau T1 : Transformateur à diélectrique liquide (pour Pcc amont 500 MVA / BT 410V)

puissance (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250
intensité primaire (A)(20 kV)	4,6	7,2	11,5	18,2	23,1	28,9	36,1
intensité secondaire (A)(410 V)	225	352	563	887	1127	1408	1760
tension de court-circuit (U_{cc} %)	4	4	4	4	6	6	6
intensité de court-circuit (kA)	5,6	8,7	13,8	21,5	18,3	22,7	28,1

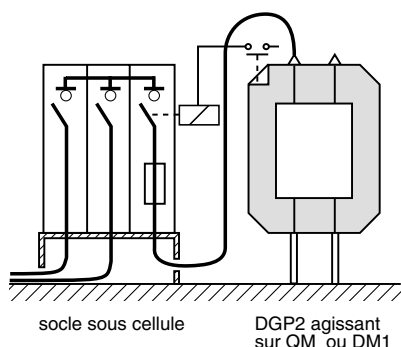
Tableau T2 : Transformateur sec type Trihal (pour Pcc amont 500 MVA / BT 410V)

puissance (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250
intensité primaire (A)(20 kV)	4,6	7,2	11,5	18,2	23,1	28,9	36,1
intensité secondaire (A)(410 V)	225	352	563	887	1127	1408	1760
tension de court-circuit (U_{cc} %)	6	6	6	6	6	6	6
intensité de court-circuit (kA)	3,7	5,8	9,3	14,5	18,3	22,7	28,1

Tableau T3

puissance transformateur (kVA)	HTA (20 kV) fusibles (A)	I_n (A) primaire	BT (410 V) I_n (A) secondaire	disjoncteur Compact type	déclencheur Compact type (A)	réglages lth long retard maxi 1	Imag. court retard maxi 10
160	16	4,6	225	NS250N	TM250D	0,9	10
250	16	7,1	350	NS400N	STR23SE	0,9	6
400	43	11,5	560	NS630N	STR23SE	0,9	9
630	43	18	900	NS1000N, NT10H1, NW10N1	Micrologic 5.0 A	0,9	6
800	43	23	1120	NS1200N, NT12H1, NW12N1	Micrologic 5.0 A	0,9	5
1000	43	29	1400	NS1600N, NT16H1, NW16N1	Micrologic 5.0 A	0,9	5
1250	63	35	1750	NW20N1	Micrologic 5.0 A	0,9	5

Pour d'autres rapports de transformation, nous consulter.



Installation et génie civil des matériels HTA et du transformateur

Le génie civil des postes intérieurs peut être simplifié par l'adjonction de socles sous les cellules HTA et par l'adjonction obligatoire d'un DGPT 2 (voir ci-contre).

Liaison et raccordement HTA

Les raccordements sur le réseau sont réalisés sous la responsabilité du distributeur d'énergie.

Les câbles du réseau sont, généralement, du type tripolaire à isolation synthétique à âme en aluminium de section 240 mm². Leur raccordement aux cellules SM6 est réalisé par extrémités unipolaires intérieures courtes EUIC (aux cellules RM6, par prises de courant 24 kV 400 A). Les câbles de liaison au transformateur (jusqu'à 1 250 kVA) sont unipolaires de 50 ou 95 mm² à isolation synthétique conforme à la spécification EDF HN 33-S-23.

Câbles BT entre transformateur et dispositif de sectionnement BT

Section des câbles BT

Les câbles sont isolés au PRC et ont les sections suivantes :

puissance	I _{BT}	câbles
160 kVA	225 A	4 x 150 Cu
250 kVA	350 A	4 x 240 Alu
400 kVA	560 A	7 x 240 Alu
630 kVA	900 A	7 x 240 Cu
800 kVA	1120 A	14 x 240 Alu
1000 kVA	1400 A	14 x 240 Cu
1250 kVA	1750 A	14 x 240 Cu

Lorsque le neutre n'est pas distribué, les liaisons sont à diminuer comme suit : 4 devient 3, 7 devient 6, 14 devient 12.

Afin de limiter les échauffements, la pose des câbles doit être non jointive (cf. NF C 15-100).

Raccordement des câbles BT

Les câbles sont raccordés côté transformateur d'une part et côté tableau BT d'autre part, au moyen des cosses d'extrémité conformes à la spécification EDF HN 68-S-90. Chaque câble recevra un repère fonctionnel, à chacune de ces extrémités :

- conducteurs de phase : repères L1-L2-L3
- conducteurs de neutre : repère bleu clair.

Côté transformateur

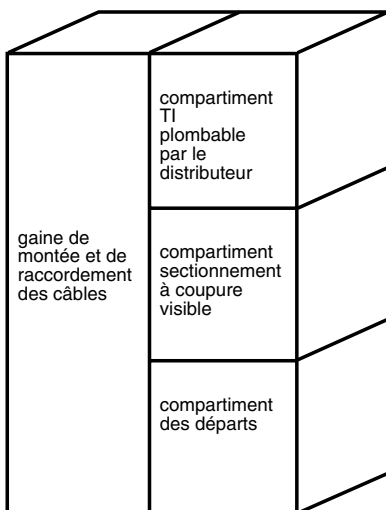
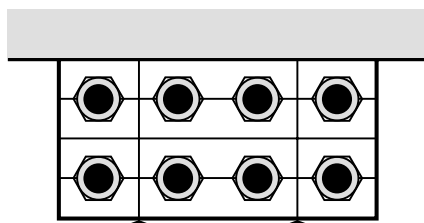
Pour des raisons de sécurité, les bornes BT du transformateur ne doivent pas être accessibles au cours de manœuvres normales d'exploitation.

Côté sectionnement BT

Respecter les instructions de raccordement de l'appareil de sectionnement.

Fixation des câbles

Selon le nombre, la fixation est réalisée par empilage d'étriers adaptés (équipement standard des postes préfabriqués).



Installation des TC de comptage

Généralement, ils sont installés dans un compartiment plombé sur les bornes BT du transformateur.

D'autres dispositions sont possibles, entre autres dans une "case" spécialisée plombable incorporée aux armoires Prisma. Les cellules Prisma possèdent, entre autres, les avantages suivants :

- possibilité de raccordement des câbles basse tension sur des barres (jusqu'à 4 câbles de 240 mm² par phase plus 2 câbles de 240 mm² pour conducteur PEN
- case plombée contenant les transformateurs de courant utilisés pour le comptage basse tension
- case pour disjoncteur général à coupure visible
- case disponible pour les disjoncteurs de protection des départs.

Tableau de comptage BT

Le tableau de comptage basse tension doit être installé sur une paroi non exposée aux vibrations. En particulier, les appareils de comptage ne doivent pas être placés sur les enveloppes de l'appareillage sous enveloppe métallique.

Le tableau doit être placé le plus près possible des TC de comptage.

Les constituants du tableau de comptage dépendent, essentiellement, des impositions du distributeur d'énergie local.

réalisation des prises de terre des postes

En plus des protections HTA (coupe-circuit à fusibles ou disjoncteur) et basse tension (disjoncteur général) étudiées précédemment, des mesures préventives doivent être prises pour parer aux conséquences de tout défaut interne (défaut d'isolement sur le matériel HTA du poste) ou externe (surtension atmosphérique) pouvant engendrer des courants à la terre dangereux pour les personnes et le matériel. Ces mesures préventives sont essentiellement :

- l'interconnexion et la mise à la terre de toutes les masses du poste
- la recherche d'une résistance de terre aussi faible que possible
- la mise en œuvre, à l'entrée des postes alimentés en aérien, d'éclateur ou de parafoudre.

Selon la résistivité effective des sols, il sera prévu une ou plusieurs prises de terre installées à fond de fouille et toutes les masses seront ou ne seront pas interconnectées par une liaison équipotentielle.

Il existe trois types de prises de terre reliées aux :

- masses du poste interconnectant les parties métalliques du poste (ferrailage de la dalle, cellules MT, cuve du transformateur) sont reliées à une borne commune. Cette liaison est désignée par la lettre p
- neutre du secondaire du transformateur HTA/BT (toujours en étoile). Cette liaison est désignée par la lettre n
- masses d'utilisation du réseau BT aval. Cette liaison est désignée par la lettre A.

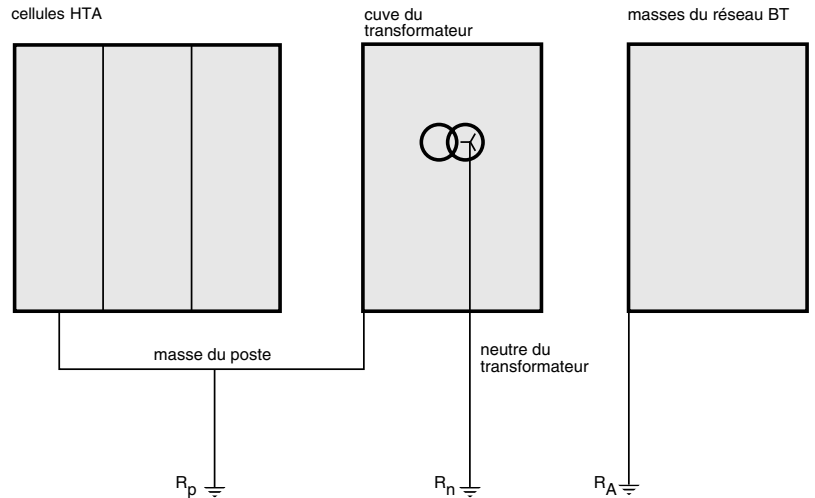
Il existe trois schémas de liaison à la terre pour le réseau basse tension aval. Ce sont :

- le schéma à neutre isolé (IT)
- le schéma de mise au neutre (TN)
- le schéma de neutre à la terre (TT).

Des sous-catégories sont formées en fonction de l'interconnexion totale ou partielle des masses vu précédemment.

Ces sous-catégories sont désignées par les lettres :

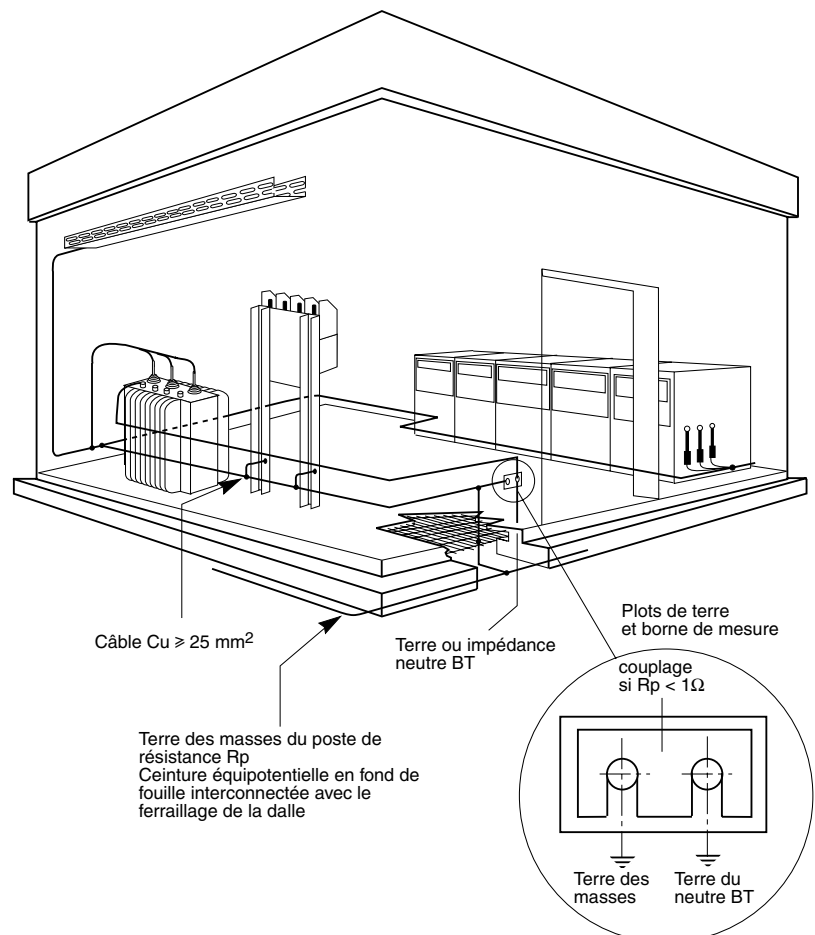
- R lorsque les trois prises de terre sont reliées entre elles
- S lorsque les trois prises de terre sont Séparées
- N lorsque les prises de terre du poste et du neutre du transformateur sont communes mais différentes de celle des masses d'utilisation du réseau aval.



Réalisation des prises de terre

Les masses de tous les appareils et écrans conducteurs sont reliées entre elles ainsi qu'au ferrailage de la dalle.

Nota : la porte et les ouïes de ventilation ne sont pas reliées intentionnellement au circuit de terre des masses.



N.B. : si un tel poste est utilisé en agglomération peu étendue, la résistance de terre des masses peut être supérieure à 1 W ; les prises de terre des masses et du neutre sont alors séparées et la prise de terre du neutre réalisée à une distance minimum selon la résistivité du sol.

Prises de terre et conducteur de protection

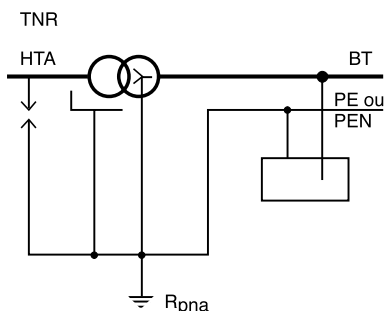
Valeur des résistances des prises de terre des postes

I_m = intensité maximale du courant de premier défaut monophasé à la terre du réseau HTA alimentant le poste :
300 A pour réseaux aériens ou aéro-souterrains, 1000 A pour réseaux souterrains.

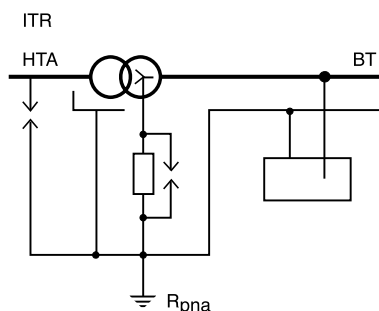
schéma de liaison à la terre - manifestation et identification du risque	valeur maximale de la prise de terre du poste
neutre relié à la terre T neutre isolé ou impédant I	

1 seule mise à la terre commune au poste et à l'installation

- le courant de défaut s'écoule par R_{pna}
- montée en potentiel de l'ensemble des masses



- risques nuls pour le matériel BT et les personnes si l'équipotentialité est totale dans toute l'installation B

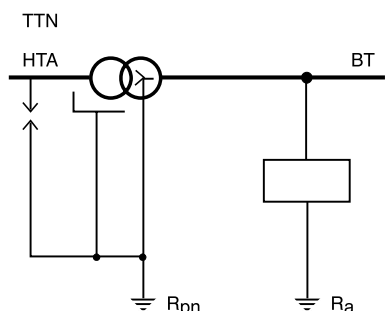


pas de valeur prescrite
mais les valeurs suivantes permettent de limiter la montée en potentiel de l'ensemble

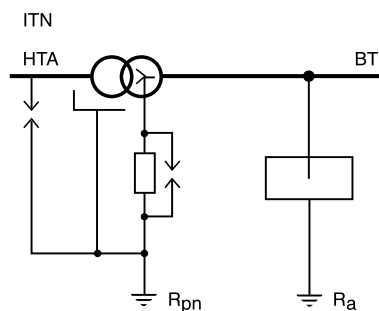
I_m (A)	R_{pna} (Ω)
300	20
1000	10

1 seule mise à la terre pour le poste mais distincte de la terre de l'installation

- le courant de défaut s'écoule par R_{pn}
- montée en potentiel des masses du poste et du réseau BT par rapport aux masses des utilisations



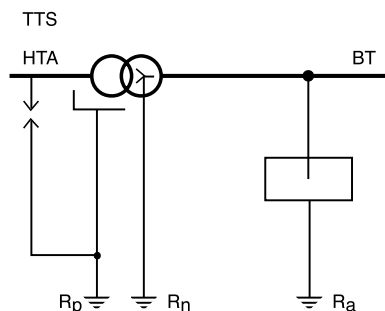
- risques de claquage (en retour) pour les matériels alimentés par le réseau BT



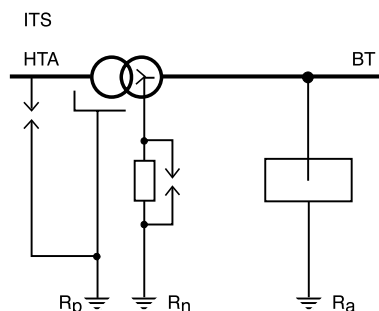
I_m (A)	R_{pn} (Ω)
300	3
1000	1

prises à la terre distinctes entre les masses du poste, le neutre BT et l'installation

- le courant de défaut s'écoule par R_p
- montée en potentiel des masses du poste par rapport au réseau BT "accroché" à R_n



- risques de claquage (en retour) des matériels BT du poste



selon I_m et U_{tp} , tension de tenue 1 minute
50 Hz des matériels à BT du poste

I_m (A)	U_{tp} (kV)* 2	4	10*
	R_p (Ω)		
300	4	8	20
1000	1	3	10

* N.B. : pour les déterminations de la résistance maximum de prise de terre, certains matériels à BT du poste de tenue inférieure à 10 kV 50 Hz 1 minute peuvent ne pas être pris en compte s'ils sont isolés des masses du poste entre autres par l'intermédiaire d'un transformateur à enroulement séparé tenant les 10 kV 50 Hz 1 minute.
 U_{tp} = tension de tenue à la fréquence industrielle des matériels BT du poste.

Verrouillages d'exploitation

L'abonné doit pouvoir faire certaines interventions sur le matériel sans risque pour le personnel. Il peut être amené à manœuvrer de l'extérieur, venir changer les fusibles ou intervenir sur le transformateur. Schneider Electric propose des types de verrouillages de coordination entre matériels (qui satisfont aux impositions des normes NF C 13-100 et NF C 13-200).

But du verrouillage

- Interdire la fermeture du sectionneur de mise à la terre et l'accès aux fusibles éventuels de l'unité de protection SM6 ou RM6 tant que le disjoncteur général BT n'est pas verrouillé "ouvert" ou "débroché" (voir schéma 1).
 - Interdire l'accès au transformateur, tant que le sectionneur de mise à la terre n'est pas verrouillé "fermé" (voir schéma 2).
 - Interdire la fermeture du sectionneur de mise à la terre et l'accès aux fusibles éventuels de l'unité de protection tant que le disjoncteur général BT n'est pas verrouillé "ouvert" ou "débroché" (voir schéma 3).
 - Interdire l'accès au transformateur si le sectionneur de mise à la terre n'a pas été au préalable "fermé"
- L'unité fonctionnelle de protection HTA est typiquement de la cellule SM6 : QM ou DM 1.

Principaux exemples de verrouillage

Schéma 1 (1 clé)

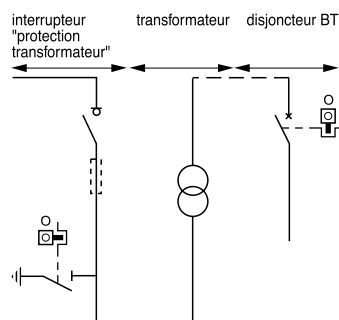


Schéma 2 (1 clé)

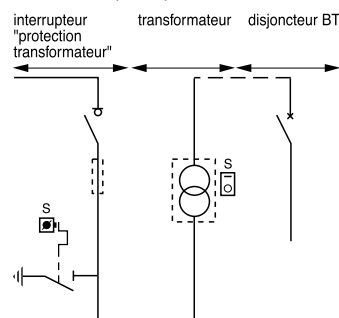
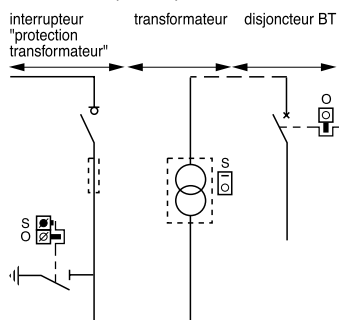








Schéma 3 (2 clés)



  clé absente
  clé libre
  clé prisonnière

Choix du type de poste

Choix du type de poste

Intérêt du préfabriqué Biosco/Bocage

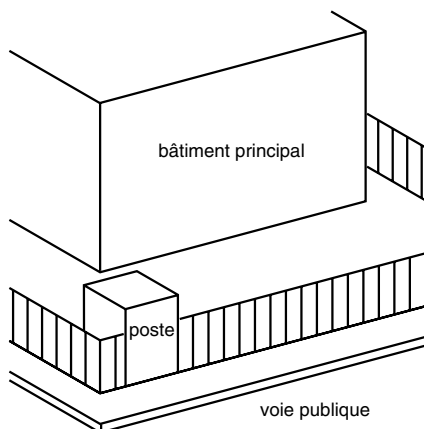
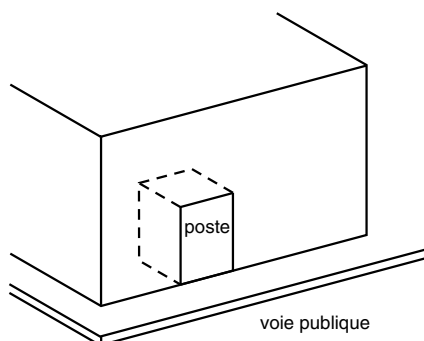
Le matériel doit être installé dans un poste situé en bordure de voirie pour permettre l'accès permanent au personnel du distributeur d'énergie.

Si les bâtiments alimentés en basse tension ne sont pas situés en bordure de voirie, il est avantageux de **choisir la solution d'un poste préfabriqué Biosco/Bocage**.

Ce choix offre de nombreux avantages :

- matériel agréé par le distributeur d'énergie
- accessibilité aux engins et au distributeur d'énergie
- génie civil simplifié
- gain de temps et d'espace
- pas d'imposition spéciale de protection
- disponibilité immédiate clés en mains (dès l'ouverture du chantier)
- respect des normes et des textes officiels
- accessoires en place ou sur dispositifs de rangement
- contrôle de conformité simplifié.

Si les récepteurs alimentés en basse tension sont situés en bordure de voirie, il est possible d'installer le poste dans une cellule maçonnée située dans le bâtiment.



Le poste doit également posséder un certain nombre d'accessoires imposés par les normes (perche, affichettes, bac à sable, éclairage, prise de courant etc.), se reporter aux normes pour connaître la liste détaillée du matériel (ces accessoires sont systématiquement fournis avec le poste préfabriqué Biosco/Bocage).

Ne pas oublier d'étudier la ventilation du poste. La ventilation naturelle est-elle suffisante ? Lorsque les conditions imposées par les normes et par les matériels utilisés sont respectés (ouïes, etc.), on considère qu'il faut 0,1 à 0,2 m² par kW de pertes à évacuer. Les pertes sont principalement constituées des pertes du transformateur. Le poste préfabriqué Biosco/Bocage répond, avec une ventilation naturelle, aux impositions des normes et aux conditions d'installation des matériels.