

## Chapitre 3

### Les installations électriques de puissance

#### 3.1. Les schémas des réseaux électriques à basse tension

Les installations électriques à basse tension réalisent la distribution de l'énergie électrique aux récepteurs.

Le but du processus est le transport et la distribution de l'énergie électrique.

Les récepteurs électriques alimentés à basse tension sont d'une grande diversité, occupant en général un poids important de la valeur de la puissance installée chez le consommateur.

Dans la plupart des cas, les récepteurs électriques ne sont pas des éléments isolés, ils sont groupés sur les outillages avec des destinations technologiques bien déterminées. Par leur fabrication, ces outillages ont une installation électrique propre, qui comprend une partie de force formée de:

- les circuits primaires, ayant le rôle de distribution et de protection des récepteurs, et aussi une partie des circuits de commande, d'automatisation, de mesure et de contrôle;
- les circuits secondaires.

Dans la *figure 3.1.* sont présentés les schémas de distribution correspondant aux circuits primaires de deux types d'outillages.

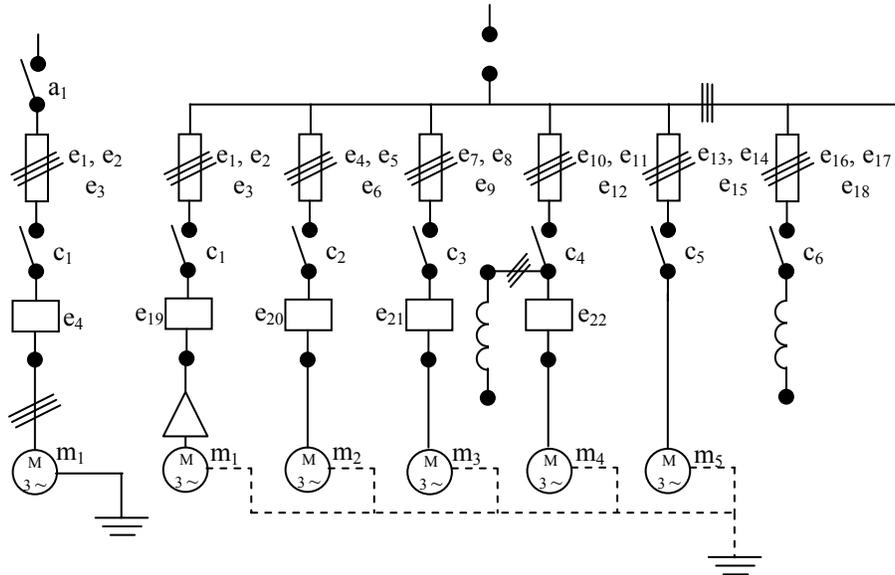
L'installation électrique d'un outillage contient, comme on voit dans la *figure 3.1.*, un tableau de distribution appelé tableau d'outillage TO, qui alimente les récepteurs avec de l'énergie électrique par un point de distribution (bornes d'entrées), permet des connexions-déconnexions et réalise la protection des récepteurs et des conducteurs électriques.

Les réseaux électriques à basse tension sont constitués par la totalité des colonnes et des circuits d'outillages ou des récepteurs. Par *colonne* on comprend l'ensemble des éléments conducteurs de courant, qui alimentent un tableau de distribution et par *circuit* on comprend l'ensemble des éléments (conducteurs de courant) qu'alimentent les circuits des récepteurs (circuits d'outillages).

Dans le cadre des réseaux électriques à basse tension on peut établir les groupes suivants:

- réseaux d'alimentation, qui relie les barres de basse tension des postes de transformation aux points de distribution (tableaux) contenant la totalité des colonnes électriques;

- réseaux de distribution, qui font la liaison entre les points de distribution et les récepteurs ou outillages, incluant la totalité des circuits de récepteurs, respectivement outillages.



*Fig. 3.1. Schémas de distribution pour les outillages de protection des récepteurs et des conducteurs électriques: a) à un seul récepteur; b) à plusieurs récepteurs*

Les points de distribution sont représentés par les tableaux de distribution qui peuvent être:

- des tableaux généraux, qui reçoivent de l'énergie électrique directement du poste de transformation ou directement du réseau du fournisseur;
- des tableaux principaux, alimentés à partir d'un tableau général;
- des tableaux secondaires, qui réalisent la distribution de l'énergie électrique aux récepteurs et aux outillages.

### 3.1.1. Les schémas des réseaux électriques de distribution

Le groupage des récepteurs et outillages sur les tableaux de distribution doit se faire conformément aux conditions suivantes:

- l'existence des corrélations fonctionnelles dans le cadre du processus technologique desservi;
- l'utilisation efficace des équipements électriques pour les tableaux de distribution;
- tarif identique pour la consommation de l'énergie électrique;
- emplacement voisin dans le cadre de la section;

- absence des perturbations réciproques pendant le fonctionnement, situation où au même tableau on peut raccorder des récepteurs de force et de lumière.

Il est interdit le raccordement au même tableau des récepteurs si:

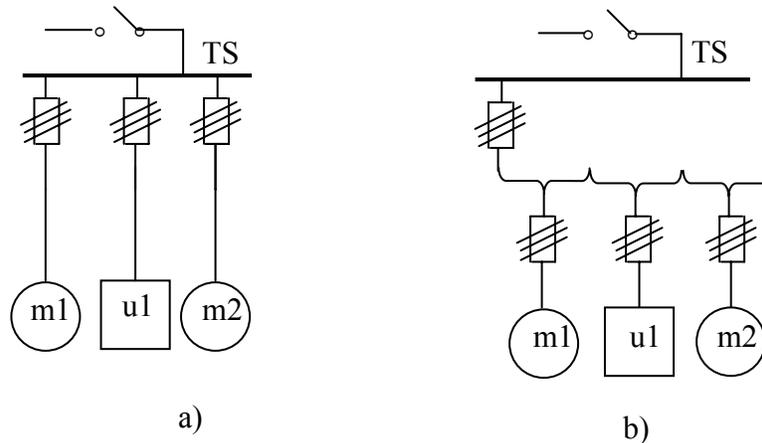
- la séparation conduit à des solutions plus économiques;
- le tarif de l'énergie électrique est fait différemment;
- le fonctionnement des récepteurs conduit à la perturbation du fonctionnement d'autres récepteurs;
- les fréquences de travail ou les tensions phase-terre sont différentes.

La dernière condition n'est pas restrictive, parce que, dans le cadre du même tableau, l'équipement correspondant à une autre fréquence ou à un autre niveau de tension est monté séparément et marqué distinctement.

Le nombre de récepteurs ou d'outillages qui sont raccordés à un tableau n'est pas limité, mais il est nécessaire que le chargement du tableau soit égal à la valeur de son courant nominal (pour lequel les éléments conducteurs de l'équipement électrique ont été projetés).

On peut raccorder les récepteurs et les outillages aux tableaux de distribution (secondaires, en général) par:

- des schémas de distributions radiales (*fig. 3.2.-a*) qui sont les plus utilisés parce qu'ils assurent une alimentation indépendante des récepteurs, quelles que soient leur position dans l'espace, étant faciles à entretenir et à dépanner. Comme désavantage, on mentionne une consommation élevée de matériel conducteur et de protection, donc des investissements supérieurs;



**Fig. 3.2.** Schémas de distributions: a) radiales; b) à ligne principale

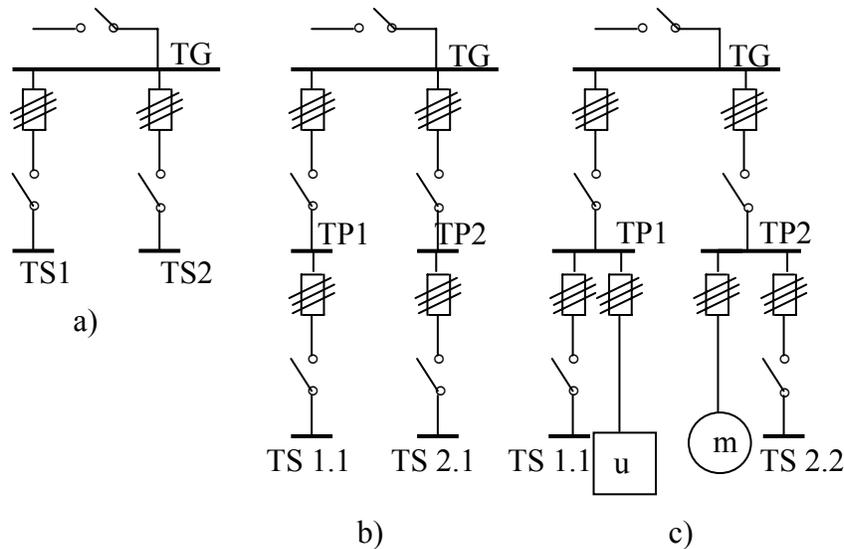
- des schémas de distribution à ligne principale de ou connexion en chaîne (*fig. 3.2.-b*) recommandés à l'alimentation des récepteurs de petite importance situés à distance par rapport au tableau secondaire, mais

groupés. Ces schémas s'appliquent fréquemment à la distribution de l'énergie électrique sur les outillages.

### 3.1.2. Les schémas des réseaux électriques d'alimentation

On peut faire l'interconnexion des points de distribution par :

- des schémas d'alimentation radiales (*fig.3.3.*) caractérisés par une exécution et une exploitation simples et claires, recommandés pour l'alimentation des tableaux de distribution suffisamment chargés, montés relativement à petite distance, comme dans le cas des tableaux de grande puissance, par rapport au tableau général qui occupe une position à peu près centrale;

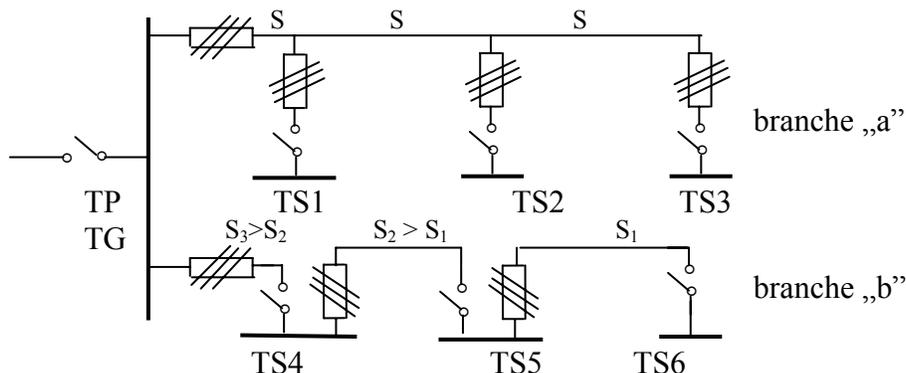


**Fig. 3.3.** Schémas d'alimentation radiaux  
a) à un échelon; b) à deux échelons; c) en cascade

- schémas d'alimentation à lignes principales ou magistrales (*fig.3.4.*), recommandés pour raccorder des tableaux de distribution montés sur la même direction en face du tableau général (principal). Ils se réalisent avec des barres conductrices ou des câbles et présentent deux variantes:

- schéma avec des lignes principales à l'alimentation en dérivation ou en parallèle des tableaux secondaires (branche a) caractérisés par le fait que la section de la colonne (s) est la même sur tout le trajet;
- schéma avec des lignes principales à alimentation en cascade, en série ou en système entrée-sortie des tableaux secondaires (branche b) caractérisé par le fait que la section de la colonne

décroît en allant vers tableau général (principal) - le dernier tableau de distribution.



**Fig. 3.4.** Schémas d'alimentation à lignes principales ou magistrales

En comparaison avec la variante précédente cela suppose des investissements plus réduits, mais aussi des calculs de projection plus laborieux parce que pour chaque colonne on doit envisager l'entière charge qui se trouve en aval du point de calcul. On mentionne à cette occasion que, pour l'alimentation en dérivation, le calcul se fait en un seul point situé sur la colonne du tableau général - le premier tableau secondaire (dans le sens de la vérification de l'énergie).

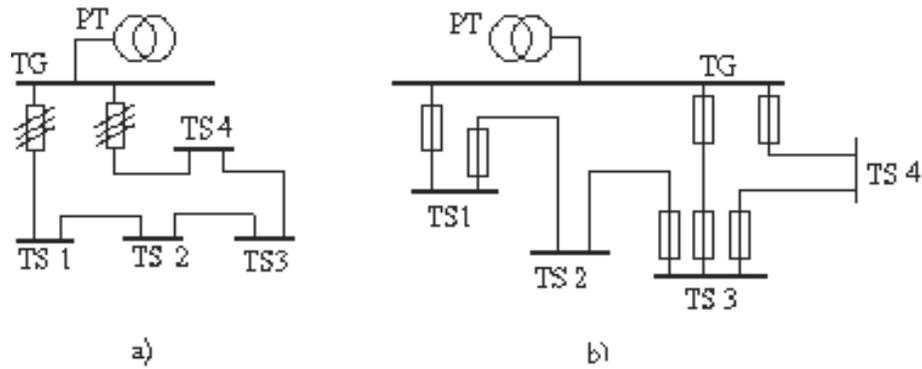
On recommande ces schémas pour les récepteurs de 3<sup>e</sup> catégorie ou pour des constructions qui se déroulent sur des surfaces étendues parce qu'ils ont une sécurité réduite pendant le fonctionnement (tout défaut sur la magistrale met hors tension tous les récepteurs) et une consommation élevée de matériel pour la ligne principale. Des difficultés apparaissent dans l'introduction de l'automatisation et de la télécommande.

- schémas d'alimentation bouclés (*fig.3.5.*) obtenus par le retour du bout de la ligne principale au tableau général de départ.

Ceux-ci assurent une réserve dans les lignes; on les recommande sur des récepteurs de 2<sup>e</sup> catégorie et la sécurité du fonctionnement dépend de la façon d'emplacement et de la dimension des éléments de protection.

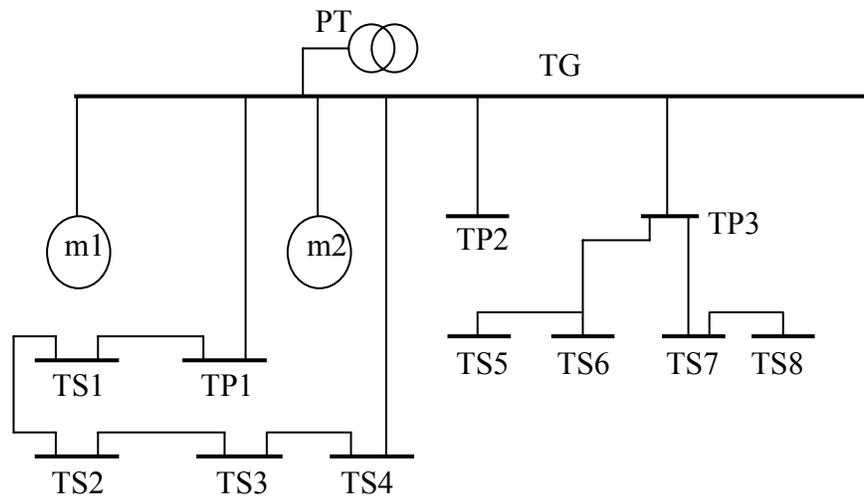
- schémas d'alimentation combinés, qui représentent une réunion, selon le cas, des schémas présentés antérieurement et dont les configurations peuvent avoir n'importe quelle forme, y compris celle de la *fig. 3.6.*

Les variantes techniques des schémas des réseaux d'alimentation s'analysent du point de vue de la sécurité du fonctionnement et se comparent entre elles sur la base de certains calculs économiques. Les



**Fig. 3.5.** Schémas d'alimentation bouclés  
 a) type bague ou boucle simple; b) type boucle complexe

réseaux d'alimentation de basse tension doivent assurer la continuité de l'alimentation des récepteurs à un certain niveau de sécurité qui doit être prévue pour des récepteurs de la catégorie 0, I, et II (niveau de réservation 2) et la réserve en sources indépendantes, obligatoire dans le cas des récepteurs de catégorie I et 0 (niveau de réservation 1), qui implique aussi la réserve en lignes.



**Fig. 3.6.** Schémas d'alimentation combinés

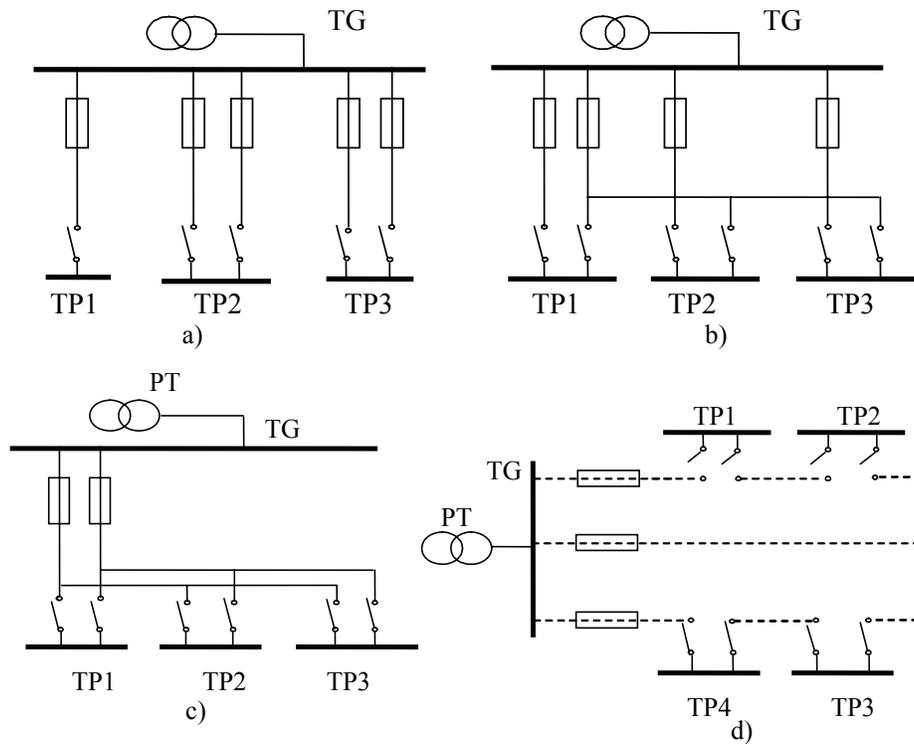
En raison du fait que le nombre et la puissance des récepteurs très exigeants sont réduits par rapport à d'autres récepteurs, on recommande de faire l'alimentation des premiers aux tableaux de distribution séparés indépendants.

On peut faire la connexion de la réserve automatiquement, par AAR au niveau de réserve 1 ou manuellement, au niveau de réservation

2, dans les deux situations, en prévoyant l'appareillage de commutation correspondant.

Si le fournisseur ne peut pas satisfaire à la consommation nécessaire, ce qui déterminera la diminution de la tension ou de la fréquence, on passe à la déconnexion des récepteurs moins importants du consommateur.

On peut faire cette opération manuellement ou automatiquement, le dernier cas portant la dénomination de décharge automatique de la charge (DAS).

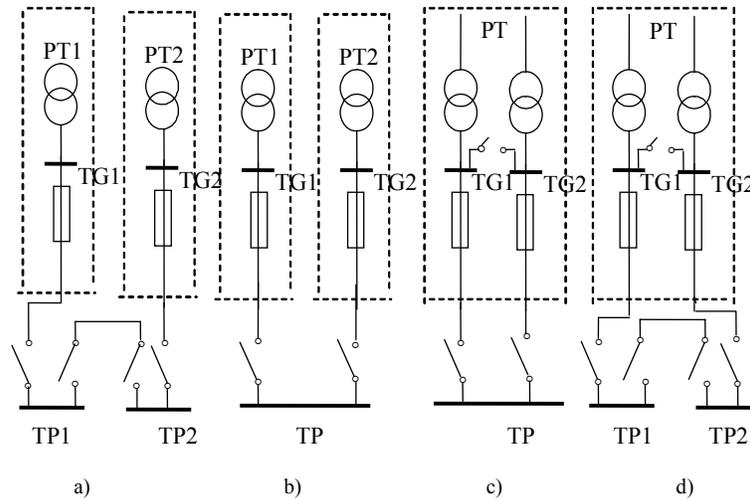


**Fig. 3.7.** Schémas de distribution des lignes de réserve  
a) lignes radiales doubles; b) ligne radiale prévue d'une de réserve à ligne principale; c) lignes principales doubles; d) ligne principale à bouclage par ligne principale de réserve commune

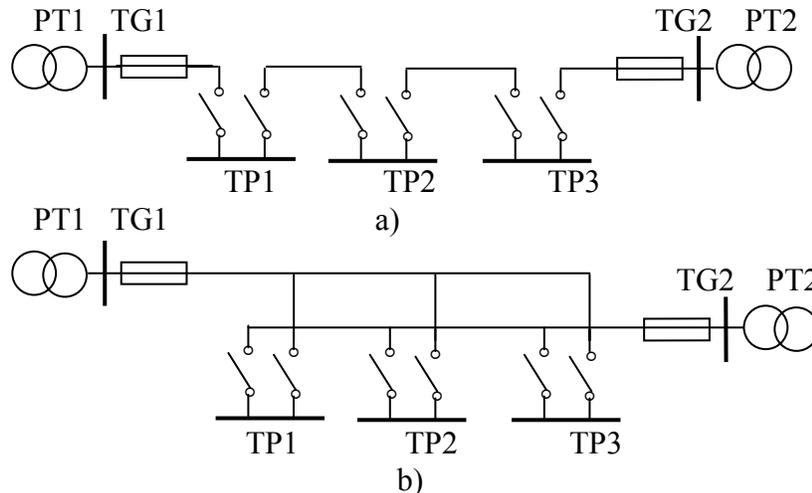
La réserve en lignes à basse tension doit être résolue pour les cas de distribution de base radiale ou à lignes principales. Par la distribution de base on comprend celle qui assure l'alimentation des récepteurs en régime de fonctionnement normal. Le schéma de distribution des lignes de réserve peut être du même type que celui des lignes qui assurent l'alimentation de base ou d'un type différent (fig.3.7.).

La réserve en sources doit être prévue, dans le cas d'indisponibilité de la source de base, aux consommateurs auxquels correspond le niveau

1 de réserve. Ce niveau impose à côté des réserves en ligne (voies indépendantes d'alimentation), ainsi qu'une réserve en sources, parce que les voies d'alimentation doivent être raccordées dans des points d'alimentation distincts.



**Fig. 3.8.** Schémas d'alimentation radiaux à réserve en sources  
 a) tableaux de distribution alimentés à partir de PT différents; b) tableau de distribution alimenté par PT différents; c) tableau de distribution alimenté par PT formés de deux unités et de barres sectionnées; d) tableaux de distribution alimentés par PT formés de deux unités et de barres sectionnées



**Fig. 3.9.** Schémas d'alimentation à lignes principales à réserve en sources  
 a) ligne principale alimentée aux deux bouts; b) ligne principale double à alimentation aux deux bouts

Dans les installations de basse tension des consommateurs industriels et similaires, on peut considérer comme points distincts de distribution:

- les barres de basse tension de deux postes de transformation distincts;
- les sections différentes des barres d'un seul poste de transformation, prévu avec deux unités (transformateurs de puissance) si ces sections sont alimentées par des voies indépendantes;
- les sources de réserve (groupe hétérogène, batteries d'accumulateurs) et centrales électriques propres.

Dans la *figure 3.8.* on présente les modalités de réalisation de la réserve en sources pour les schémas d'alimentation radiaux, et dans la *figure 3.9.*, pour les schémas d'alimentation à lignes principales.

## 3.2. La protection des installations électriques à basse tension

### 3.2.1. Généralités

Toutes les installations électriques sont prévues avec des dispositifs de protection contre les surcourants de surcharge et de court-circuit. Le courant sollicité par l'installation en régime normal de fonctionnement s'appelle courant de calcul ( $I_c$ ) et en rapport avec sa valeur on définit:

$$\begin{cases} I_{ss} = (1,05 \dots 1,1) I_c & \text{— courant de surcharge} \\ I_{cc} > 3,5 I_c & \text{— courant de court - circuit.} \end{cases} \quad (3.1.)$$

À cette occasion, on mentionne que la valeur du courant correspondant aux régimes transitoires de démarrage s'appelle courant de crête ( $I_V$ ).

On protège les réseaux électriques seulement à l'action des courants de court-circuit, par l'intermédiaire des fusibles et (ou) des interrupteurs automatiques prévus avec des relais maximaux de courant.

Conformément aux normatifs en vigueur, on met des fusibles dans les situations suivantes:

- aux sorties des tableaux de distribution;
- dans tous les points où la section de la colonne décroît.

Exception font les situations où les dispositifs situés en amont du point respectif assurent la plus petite section de la ramification, ainsi que les colonnes sont exécutées avec des barres de distribution. On admet le montage des dispositifs de protection après le point de détroit de la section, dans des places accessibles, à 5 m tout au plus, si la ramification

est placée dans des lieux sans danger de détérioration mécanique et à maximum 30 m si le lieu est peu accessible et la section de la colonne a une capacité de transport de minimum 10% de celle de la magistrale aux ramifications vers les récepteurs. Font exception les ramifications dans les circuits d'alimentation vers les récepteurs de petite puissance (appareils électroménagers, corps d'éclairage, etc.) si elles sont assurées à partir du tableau, avec un maximum de 15A à 380/220 V ou de 20 A à 220/127 V, et aussi les circuits qui alimentent plusieurs moteurs dont la puissance totale installée (numériquement égale avec la somme des puissances nominales) est de maximum 15 KW;

- aux départs raccordées au tableau de distribution, avant leurs fusibles généraux, ou directement aux bornes d'entrée (la colonne d'ascenseur, des pompes d'incendie, d'illumination de sécurité);

- sur les circuits secondaires (commande, protection, signalisation etc.), à l'exception des situations dans lesquelles les fusibles du circuit de force correspondent aussi à ces circuits.

À l'alimentation du consommateur directement au réseau de basse tension du fournisseur on prévoit des dispositifs de protection:

- à l'entrée dans les tableaux de lumière et de force à plus de 5 circuits, à l'exception des tableaux d'appartement dans les bâtiments d'habitation;

- à l'entrée des tableaux de distributions avec la puissance totale installée supérieure à 5 KW;

- à la sortie du compteur de vérification de l'entreprise, fournisseur d'énergie électrique, si la longueur de la colonne jusqu'au tableau de distribution est supérieure à 20 m.

On interdit le montage des dispositifs de protection:

- sur les gaines des installations de protection, contre les électrochocs;

- sur les conducteurs utilisés comme nul de travail (font exception les conducteurs de nul de travail des tableaux alimentés en circuit monophasé et ceux des maisons ou des autres bâtiments, desservis par un personnel non qualifié).

L'utilisation des interrupteurs automatiques comme dispositifs de protection à courts-circuits est obligatoire dans les situations suivantes:

- si les courants nominaux du dispositif de protection sont supérieurs à 630 A;

- s'il est nécessaire la mise sous tension (manuelle ou automatique) du consommateur alimenté par le morceau du réseau considéré;

- si le dispositif de protection doit être commandé par des protections secondaires ou blocages;

- si le consommateur travaille fréquemment en régime de surcharge;

- si la capacité de coupure demandée pour le dispositif de protection ne peut pas être réalisée par des fusibles.

Comme les interrupteurs automatiques sont prévus avec des relais maximaux de courant et aussi avec des relais thermiques, le dimensionnement de la protection se fait à surcharge.

Les récepteurs électriques sont prévus avec les types de protection suivants:

- la protection à surcharge avec des relais ou des déclencheurs thermiques. La caractéristique de fonctionnement du dispositif de protection doit assurer, d'une part l'actionnement du contacteur avant l'apparition du danger de détérioration du récepteur, et d'autre part la protection ne doit pas travailler à des surcharges normales de courte durée, telles que: des courants de démarrage, des courants de surcharge causés par les processus technologiques, etc. Ce type de protection peut manquer aux moteurs électriques de puissance inférieure à 1,1 KW qui ont un régime de travail intermittent ou de courte durée ou lorsque la surcharge n'est pas possible (le cas des aérothermes, des ventilateurs, des sources électriques d'illumination);

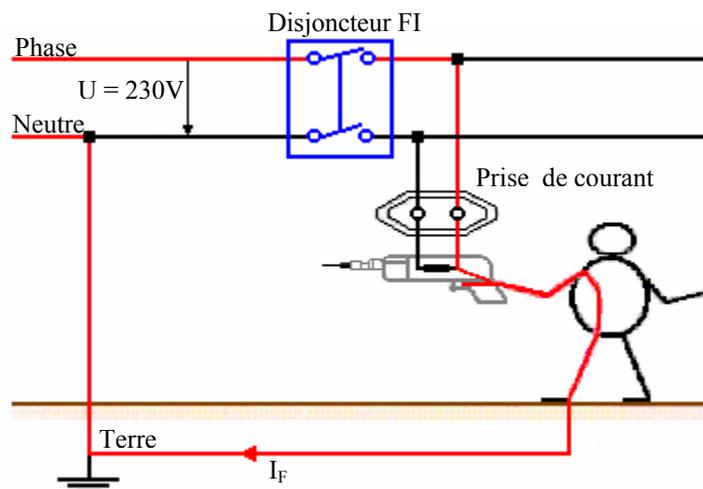
- la protection contre le fonctionnement en deux phases est assurée par les relais thermiques ou maximaux de courant (montés au moins sur deux phases) et elle est recommandée pour les moteurs avec des puissances en dessous de 1,1 KW; les moteurs à connexion en triangle ou auxquels la protection à surcharge est réglée pour le courant nominal ; les moteurs qui absorbent en régime de durée un courant de  $(0,6 \dots 0,75)I_n$ ;

- la protection contre le manque de tension où la tension minimale est réalisée avec des relais de tension minimale ou des contacteurs qui déclenchent la baisse de la tension en dessous de  $(0,4 \dots 0,6)U_n$ . Ce type de protection individuelle est prévue pour les moteurs électriques qui ne démarrent pas par le contact direct au réseau, mais par l'intermédiaire des appareils de démarrage actionnés manuellement; les moteurs électriques dont l'auto démarrage n'est pas permis à cause des exigences du processus technologique ou à cause du danger qu'ils représentent pour le personnel. On peut utiliser des dispositifs de protection commune pour des moteurs électriques à démarrage direct, installés dans la même chambre, si la puissance installée ne dépasse pas 15 KW; des moteurs installés dans la même chambre et prévus avec des dispositifs spéciaux de démarrage qui sont portés automatiquement à l'état initial de démarrage à la disparition de la tension d'alimentation (le cas des commutateurs étoile triangle automatiques);

- la protection contre l'augmentation exagérée de la vitesse de rotation des moteurs de courant continu à excitation en série, quand cette augmentation peut mettre en danger le personnel ou peut provoquer des dégâts matériels importants.

### 3.2.2. Disjoncteur de protection à courant de défaut

Le disjoncteur de protection à courant de défaut (FI) coupe le circuit électrique en 0,3 second maximum, dès que le courant de retour circulant dans le conducteur neutre est inférieur au courant passant dans le conducteur de phase et que la différence entre les deux atteint une valeur déterminée. C'est le cas lorsque, au cours d'une électrisation, un «courant de défaut» (supplémentaire)  $I_F$  retourne au réseau via une personne et le sol.



*Fig. 3.10. Disjoncteur de protection à courant de défaut*

Il existe des disjoncteurs FI avec des courants de déclenchement de 10 ou 30 mA (300 mA pour la protection incendie).

Leur emploi est obligatoire dans certains domaines, par exemple:

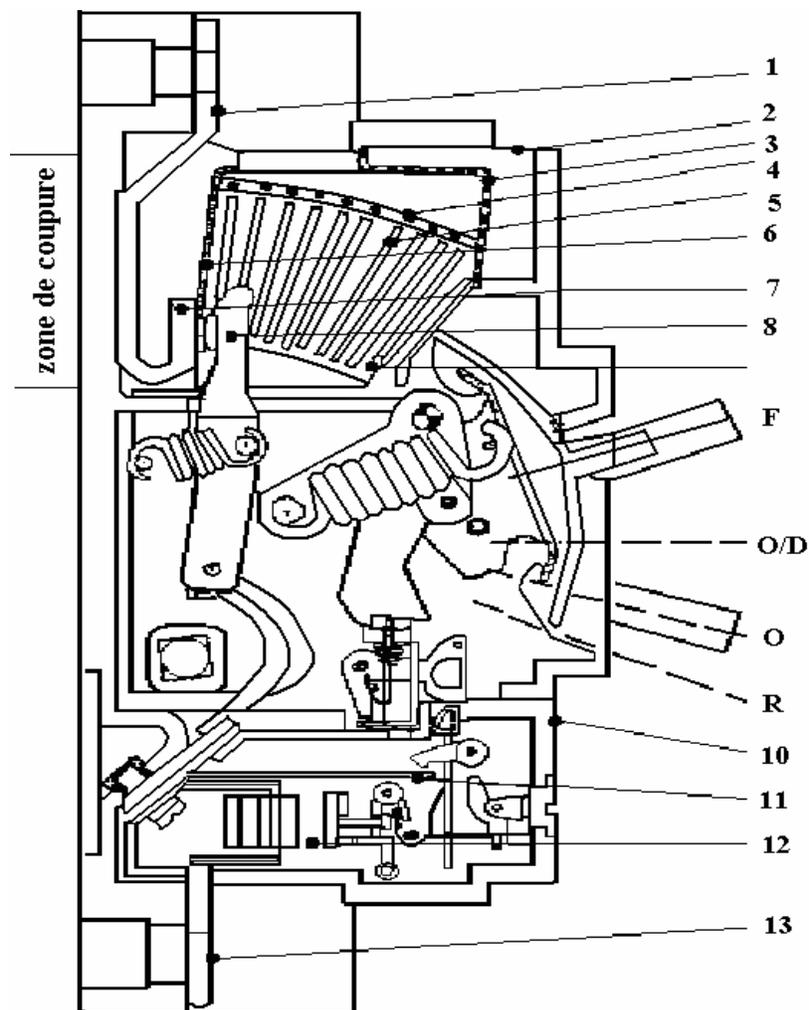
- sur les chantiers, pour toutes les prises de courant  $\leq 25$  A, dans l'industrie, l'artisanat et l'agriculture,
- dans des locaux, zones ou aux postes de travail humides, mouillés, présentant des dangers de corrosion, d'incendie ou étroits et bons conducteurs,
- lors de l'utilisation d'appareils électriques en plein air.

Certains modèles de disjoncteurs FI peuvent être intégrés dans des boîtes de distribution électrique ou des prises et servir également d'adaptateur ou de prise pour raccorder le cordon d'alimentation d'un appareil ou une rallonge. Tous disposent d'un bouton de contrôle permettant de tester régulièrement (par exemple 2 fois par an) le déclenchement correct du disjoncteur.

Depuis que l'utilisation des disjoncteurs FI est obligatoire, le nombre d'accidents électriques a diminué de façon significative.

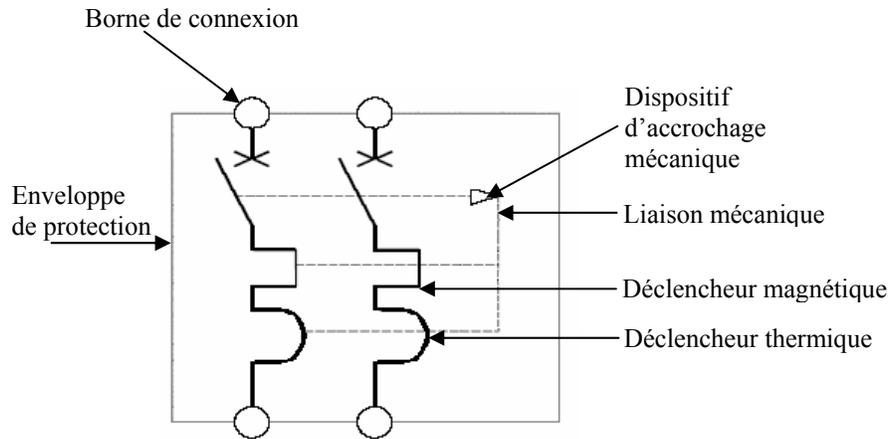
## Le disjoncteur

Un disjoncteur (*fig. 3.11.* et *fig. 3.12.*) protège l'installation contre les surcharges et contre les courts-circuits à l'aide de dispositifs nommés déclencheurs.



**Fig. 3.11.** Disjoncteur

- 1 - plage de raccordement amont; 2 - cheminée d'échappement des gaz;  
 3 - grille d'échappement; 4 - grille isolante; 5 - séparateur de la chambre de coupure;  
 6 - pare-étincelles inférieur; 7 - contacte fixe; 8 - contacte mobile;  
 9 - pare-étincelles supérieur; 10 - bloc déclencheur magnétothermique; 11 -  
 déclencheur thermique; 12 - déclencheur magnétique; 13 - plage de raccordement  
 aval; Position de la poignée: F - fermé;  
 O/D - ouverte- déclenché; O - ouvert;  
 R- réarmement



**Fig. 3.12.** Constitution générale  
(cas d'un disjoncteur bipolaire: 2 pôles protégés)

Les déclencheurs sont de deux sortes:

- les déclencheurs «magnétothermiques»: en condition de surcharge, l'échauffement significatif fonction de l'intensité provoque le déclenchement grâce à un élément «thermo- mécanique»: e bilame. En condition de court-circuit, à partir d'une certaine intensité (supérieure au courant de surcharge), le déclenchement est assuré quasi instantanément par un circuit magnétique qui actionne un noyau.

- les déclencheurs «électroniques» dont l'intérêt est d'obtenir: une plus grande précision des seuils de déclenchement (courbes de déclenchement réglables selon l'utilisation) et des possibilités d'information locale ou à distance.

Le disjoncteur dispose de chambres de coupure dont le rôle est de maintenir la tension d'arc à une valeur convenable.

Un disjoncteur est caractérisé essentiellement par son intensité nominale, sa tension nominale, son nombre de pôles, son pouvoir de coupure, le type de déclencheur utilisé et sa courbe de déclenchement.

La tension nominale de chaque disjoncteur correspond à la tension entre 2 phases du réseau amont.

La courbe de déclenchement d'un disjoncteur est fonction de la nature de la charge vue en aval de celui-ci.

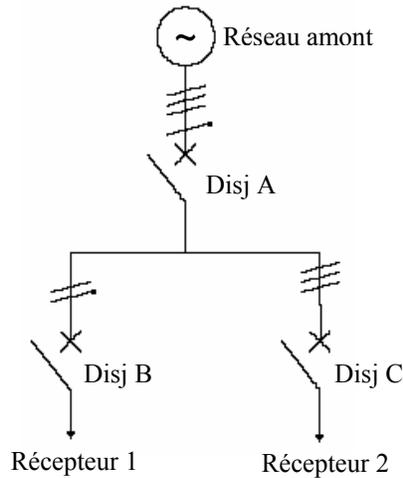
Le pouvoir de coupure d'un disjoncteur doit être supérieur à l'intensité le traversant lors d'un court circuit apparaissant à ses bornes.

De cette manière on peut avoir (fig. 3.13.):

*Disjoncteur A:* Disjoncteur tétrapolaire (3 phases + neutre); calibre fonction de l'intensité nominale du réseau amont.

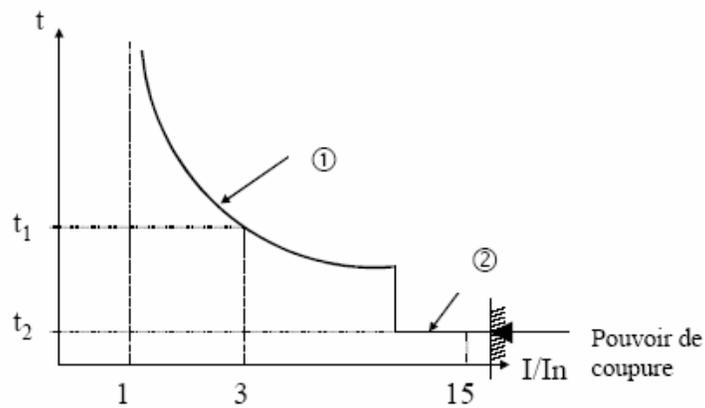
*Disjoncteur B:* Disjoncteur bipolaire (phase + neutre); calibre fonction de l'intensité nominale du récepteur 1.

*Disjoncteur C*: Disjoncteur tripolaire (3 phases); calibre fonction de l'intensité nominale du récepteur 2.



**Fig. 3.13.** Exemple de schéma unifilaire d'une installation protégée par disjoncteurs

### Courbes de déclenchement



**Fig. 3.14.** Types de courbes de déclenchement  
 1 - courbe de déclenchement thermique;  
 2 - courbe de déclenchement magnétique;

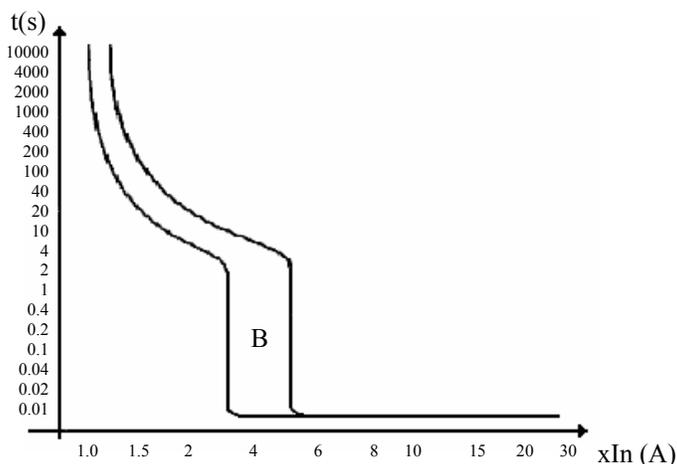
La principale fonction d'un disjoncteur est d'assurer la protection des circuits qu'il alimente. La protection des circuits doit être assurée contre:

- les surcharges (déclencheur thermique à bilame);
- les courts-circuits (déclencheur magnétique instantané ou à retard).

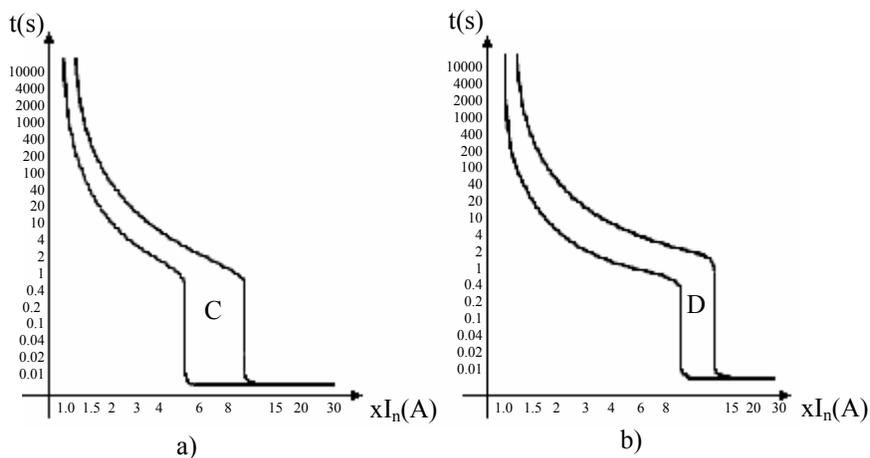
La *courbe typique de déclenchement* représente la variation du temps de déclenchement du disjoncteur en fonction du rapport  $I/I_n$  (où multiple de  $I$  est l'intensité réelle traversant le disjoncteur et  $I_n$  est le calibre du disjoncteur). Un courant supérieur à  $I_n$  ( $I/I_n > 1$ ) entraîne le déclenchement du disjoncteur.

*Exemples (fig. 3.14.):*

- $I/I_n = 3$  - la protection est assurée par le déclencheur thermique, le temps de déclenchement est  $t_1$ ;
- $I/I_n = 15$  - la protection est assurée par le déclencheur magnétique, le temps de déclenchement est  $t_2$ .



**Fig. 3.15. Courbe B**



**Fig. 3.16. Courbe C et D**

- a) - protection des circuits à fort appel de courant;  
 - fonctionnement magnétique: 5 à 10 fois  $I_n$ ;  
 b) - protection des circuits à fort appel de courant;  
 - fonctionnement magnétique: 5 à 14 fois  $I_n$ ;

Selon le domaine d'application du disjoncteur (sur charge résistive, sur charge inductive, déclenchement instantané ou à retard désiré), il existe différentes courbes de déclenchement. Parmi les plus employées, nous retiendrons la courbe B, la courbe C et la courbe D (fig.3.15. et fig. 3.16.).

Par exemple le déclencheur courbe B est utilisé lorsque les longueurs des câbles sont importantes (protection des personnes avec schémas de liaisons à la terre type IT ou TN). Le déclencheur courbe B est aussi utilisé pour la protection des circuits résistifs.

Il existe aussi la *courbe MA* avec le déclenchement à  $12 \cdot I_n$  sans dispositif thermique, le déclenchement est uniquement magnétique (protection des démarreurs des moteurs).

L'introduction de l'électronique dans les disjoncteurs permet de réaliser la *protection* et la *surveillance* des réseaux basse tension. Les unités de contrôle associées aux disjoncteurs réalisent les niveaux de protection suivants (fig. 3.17.):

- long retard LR (protection contre les surcharges).  $I_r$  (réglage du seuil de déclenchement du thermique) réglable de 0.4 à 1 fois le courant nominale du disjoncteur;
- court retard CR (protection contre les courts-circuits).  $I_m$  (réglage du seuil de déclenchement du magnétique) réglable de 2.5 à 15 fois le courant nominal, selon le type de déclencheur;
- instantané: fixe ou réglable.

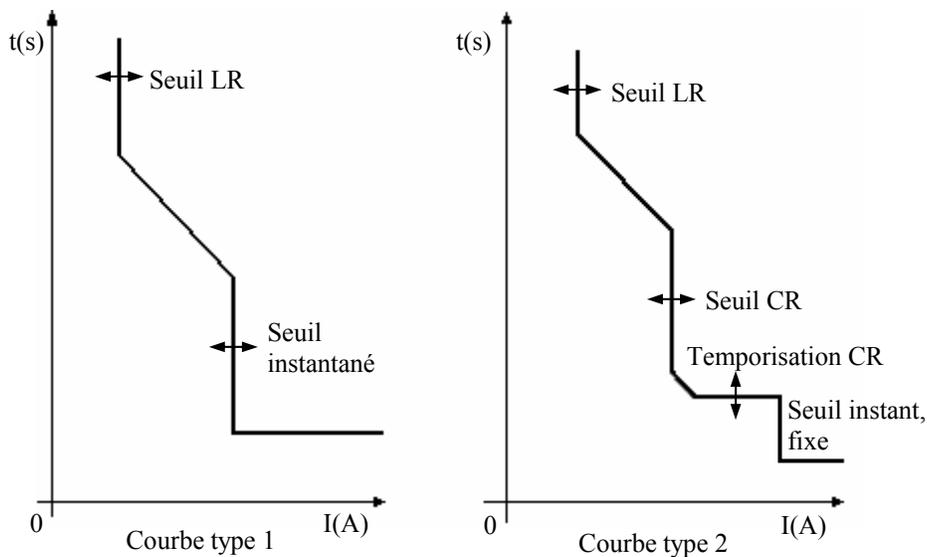


Fig. 3.17. Courbes types de déclencheurs électroniques

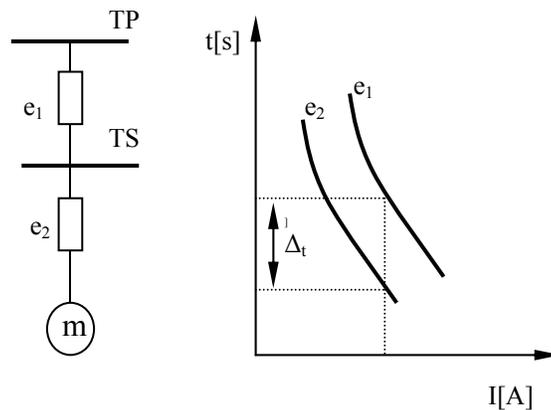
La courbe dans la *figure 3.17*. de déclenchement type 1 réalise:  
 - la protection contre les surcharges par déclenchement long retard (LR) réglable;  
 - le déclenchement instantané (seuil réglable) en cas de court circuit;

La courbe dans la *figure 3.17*. de déclenchement type 2 réalise:  
 - la protection contre les surcharges par déclenchement long retard (LR) réglable.  
 - en cas de court circuit le déclenchement court retard (CR) réglable avec sélectivité chronométrique et le déclenchement instantané à haut seuil fixe.

Pour les disjoncteurs avec déclencheurs électroniques, la variation du temps  $t$  de déclenchement est donnée en fonction du rapport  $I/I_r$ .

### 3.2.3. La sélectivité de la protection dans des installations électriques à basse tension

Les colonnes et les circuits présentent un grand nombre de dispositifs de protection, de même type ou non, qui doivent fonctionner sélectivement, c'est-à-dire, à l'apparition d'une avarie, la protection sélective du réseau devrait agir, le reste des récepteurs continuant d'être alimentés.



*Fig. 3.18. Les caractéristiques des fusibles*

Dans le cas où la protection est réalisée par des dispositifs de même type et de même fabrication, les courants nominaux des fusibles, et les temps d'enclenchement des interrupteurs respectifs augmentent du récepteur vers la source.

Pour assurer la sélectivité de la protection, on doit avoir en vue le fait que l'installation de protection réalise des protections identiques (à court circuit ou à surcharge), ou des protections différentes (un dispositif

de protection pour les surcharges et un autre pour les courants de court-circuit).

La sélectivité pour deux fusibles (*fig. 3.18.*) ayant des courants nominaux  $I_{nf1} > I_{nf2}$  est réalisée lorsque:

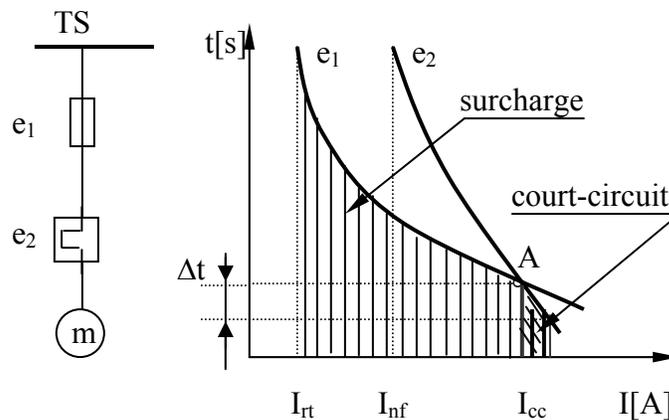
- les caractéristiques de protection ne s'intersectent pas ou quand cette intersection est faite pour un courant supérieur au courant de court-circuit correspondant au lieu de montage du fusible  $s_2$ ;
- l'intervalle de temps «  $\Delta t$  » entre les temps d'action correspondant à certaines valeurs des courants correspond aux valeurs standardisées.

En pratique, le problème est résolu si entre les courants nominaux des deux fusibles consécutifs il existe une différence d'au moins deux niveaux sur l'échelle normalisée des courants (par exemple  $I_{nfe2} = 16$  A et  $I_{nfe1} = 25$  A). Dans le cas des colonnes secondaires il est nécessaire qu'entre le courant standardisé du fusible sur la colonne et le courant nominal du fusible le plus grand du tableau on ait une différence de deux niveaux.

La sélectivité pour un fusible et un relais thermique (*fig. 3.19.*) est une sélectivité de courant. Les caractéristiques de protection se croisent dans le point A, à gauche duquel on trouve le domaine des courants de surcharge, et à droite duquel on trouve le domaine des courants de court-circuit, chaque protection devrait travailler dans son domaine. À  $I = I_{s0}$ , la différence de temps entre les deux caractéristiques doit être de minimum  $\Delta t \geq 0,004s$ .

Dans l'exploitation, la sélectivité pour un fusible et un relais thermique est assurée si:

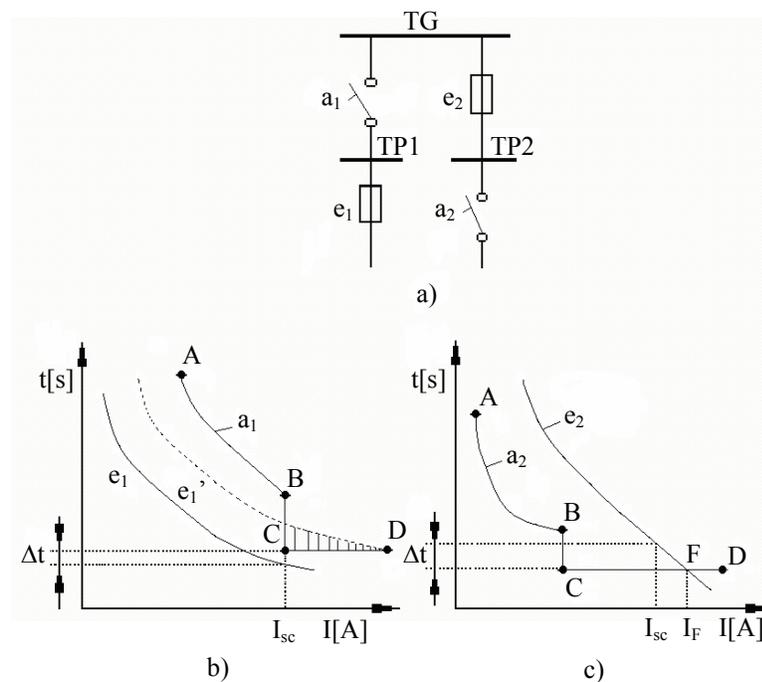
$$\begin{cases} I_{nf_{STAS}} \geq 3 \cdot I_{rf_{STAS}} & \text{- fusibles unipolaires à un filet;} \\ I_{nf_{STAS}} \geq 5 \cdot I_{rf_{STAS}} & \text{- fusibles à grande puissance de rupture.} \end{cases} \quad (3.2.)$$



*Fig. 3.19. Sélectivité pour un fusible et un relais thermique*

La sélectivité entre un interrupteur automatique et un fusible (*fig. 3.20.*) est réalisée quand leurs caractéristiques ne se croisent pas (*fig.3.20.-b*) et la différence de temps, mesurée entre les points les plus proches des caractéristiques, satisfait la condition  $\Delta t \geq 0,004s$ . Si le fusible est trop grand (la caractéristique  $e_1$  - *fig. 3.20.-b*) on a un triangle de non sélectivité (la zone hachurée). L'interrupteur automatique est prévu de relais (déclencheurs) thermiques et électromagnétiques. Sa caractéristique a deux zones: AB - sur laquelle travaille la protection thermique et CD - sur laquelle travaille la protection électromagnétique. Ce type de sélectivité apparaît au niveau des tableaux généraux.

Si le fusible est mis avant les interrupteurs automatiques, la sélectivité est assurée si le point d'intersection des caractéristiques (*fig. 3.20.-c*) correspond à un courant plus grand que le courant de court circuit situé en aval de l'interrupteur automatique ( $I_{SC} < I_F$ ) et qu'entre les deux caractéristiques il y ait un intervalle pour le courant de court-circuit considéré  $\Delta t \leq 0,05s$ .



**Fig. 3.20.** Sélectivité entre un interrupteur automatique et un fusible

La sélectivité entre les deux interrupteurs automatiques (*fig. 3.21.*) qui ont les courants  $I_{n1} > I_{n2}$  est assurée, en général, dans les domaines de demande de surcharge parce que à un court-circuit les protections électromagnétiques des deux appareils vont travailler simultanément, donc de façon non sélective. Pour obtenir la sélectivité il est nécessaire

de temporiser le relais électromagnétique de l'interrupteur  $a_1$  d'un échelon  $\Delta t > 0,15s$  (le cas de l'interrupteur du type OROMAX).

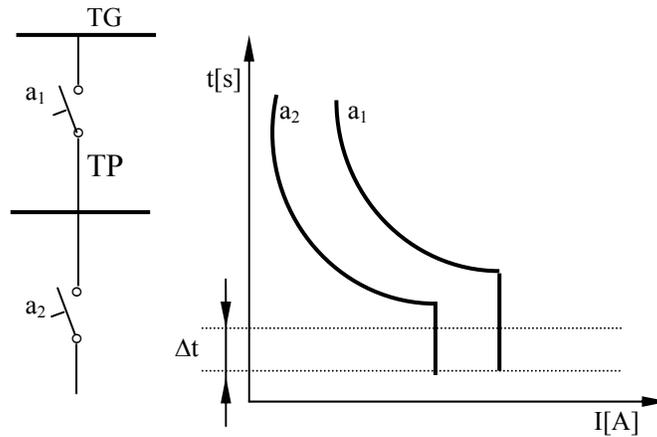


Fig. 3.21. Sélectivité entre les deux interrupteurs automatiques

### 3.3. La détermination du courant de calcul et de crête

#### 3.3.1. Les courants de calcul et de crête pour un circuit de récepteurs ou d'outillages

Dans le cas du récepteur triphasé caractérisé par les paramètres nominaux:  $P_n(W)$ ,  $U_n(v)$ ,  $\cos\Phi_n$ ,  $\eta_n$ , avec  $P_n$  - la puissance nominale utile (à l'arbre dans le cas des moteurs électriques), le courant de charge ou de calcul ( $I_{cm}$ ) est donné par:

$$I_{cm} = \beta \cdot I_n \text{ [A]} \quad (3.3.)$$

où:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n\eta_n \cos\phi_n}$$

est le courant nominal du récepteur, [A];

$\beta = P_s / P_n$  - le coefficient de charge défini comme le rapport entre la puissance de la charge technologique et la puissance nominale ou installée du récepteur.

Le courant de crête ou de démarrage des moteurs électriques se détermine avec:

$$I_{vm} = \lambda^* I_n \quad (3.4.)$$

où:

$\lambda^* = \lambda_n = I_p / I_n$  - le démarrage direct,  $\lambda_n$  - le courant relatif de démarrage indiqué dans les données de catalogue de la machine;

$\lambda^* = \lambda_n / 3$  - le démarrage étoile triangle;

$\lambda^* = \lambda_n / k_T^2$  - le démarrage par auto transformateur ayant le rapport de transformation  $k_T$ ;

$\lambda^* = \lambda_n / (1,2...n)$  - le démarrage avec rhéostat.

Le démarrage direct des moteurs électriques est permis seulement si:

- es moteurs ont des puissances jusqu'à 4 KW lorsque  $U_f = 220$  V et jusqu'à 5,5 KW lorsque  $U_f = 380$  V, et le consommateur est directement lié au réseau de basse tension du fournisseur;

- les moteurs ont des puissances qui ne dépassent pas 20% des puissances des transformateurs qui fonctionnent en parallèle, dans le cas des installations alimentées à partir des centrales propres;

- la puissance des moteurs qui vont démarrer directement, à vide, ne dépasse pas 30% des puissances des moteurs qui se trouvent simultanément en fonction, dans le cas des installations alimentées par les centrales propres.

Pour les autres situations on établit des modalités adéquates de démarrage, d'après le type et la puissance du moteur, en tenant compte de la spécificité de la machine entraînée.

Dans le cas des outillages équipés de plusieurs récepteurs (maximum 3 ou 4) ou de groupes de récepteurs, avec la puissance maximale du groupe de 15 KW, le courant de calcul ( $I_{cu}$ ) peut être déterminé par deux modalités comme il suit:

- par la somme des courants de calcul correspondants à chaque récepteur;

$$I_{Cu} = \sum_{j=1}^s I_{cmj} \quad (3.5.)$$

- par la détermination du courant absorbé par l'outillage

$$I_{Cu} = \frac{\beta}{\sqrt{3}U_n \eta_m \cos \phi_m} \sum_{j=1}^s P_{nj} \quad (3.6.)$$

où:

-  $\eta_m$  est le rendement moyen des récepteurs, déterminé comme moyenne pondérée des rendements nominaux des récepteurs par rapport aux puissances installées;

-  $\cos\phi_m$  est le facteur de puissance moyen des récepteurs, établi par la condition d'égalité de la puissance apparente absorbée par « s » récepteurs ayant la puissance apparente d'un récepteur équivalent;

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_m = \frac{\sum_{j=1}^s P_{nj}}{\sum_{j=1}^s \left(\frac{P_n}{\eta_n}\right)_j} \\ \eta_m = \frac{\sum_{j=1}^s (P_{en}\eta_n)_j}{\sum_{j=1}^s P_{enj}} \end{array} \right. \quad (3.6.-a)$$

- si  $P_{nj}$  sont les puissances utiles (mécaniques);

- si  $P_{enj}$  sont les puissances absorbées (électriques).

-  $\cos\phi_m$  est le facteur de puissance moyen des récepteurs, établi par la condition d'égalité des puissances apparentes absorbées par les « s » récepteurs avec les puissances apparentes d'un récepteur équivalent.

$$\left\{ \begin{array}{l} \cos\phi_m = \frac{\sum_{j=1}^s (P_n / \eta_n)_j}{\sum_{j=1}^s \left(\frac{P_n}{\eta_n \cos\phi_n}\right)_j} \\ \cos\phi_m = \frac{\sum_{j=1}^s P_{enj}}{\sum_{j=1}^s \left(\frac{P_{en}}{\cos\phi_n}\right)_j} \end{array} \right. \quad (3.6.-b)$$

- si  $P_{nj}$  est la puissance utile;

- si  $P_{enj}$  est la puissance absorbée;

-  $\beta$  est le coefficient de charge d'outillage, établi par le technologue.

Le courant de crête (démarrage) de l'outillage sera:

$$I_{vu} = (I_{vm})_{\max} + I_{cu} - (I_{cm})_{\max} \quad (3.7.)$$

où:

$(I_{vm})_{\max}$  - le courant de calcul du récepteur pour lequel la différence;

$$I_{vm} - I_n = (\lambda - 1)I_n \text{ est maximale;}$$

$(I_{cm})$  - le courant de calcul du récepteur pour lequel on a considéré  $(I_{vm})_{\max}$ .

### 3.3.2. Les courants de calcul et de crête pour les colonnes

Dans ce cas les outillages ou les récepteurs doivent être divisés par groupes caractérisés par la même graphique de charge, cet ouvrage étant fait sur le tableau où l'ensemble des tableaux de distributions, en fonction du schéma d'alimentation choisi. Donc, pour le schéma avec des lignes principales à alimentation en dérivation du tableau de distribution le groupement se fait dans le point de chargement maximal de la magistrale (la zone tableau général - premier tableau de distribution) en tenant compte de tous les récepteurs, de tous les tableaux de distribution. Au schéma avec des lignes principales sectionnées, dans l'alimentation en cascade des tableaux de distribution un tel groupement est nécessaire pour chaque colonne entre les tableaux tenant compte, à chaque fois, de tous les récepteurs remplacés en aval du point de calcul. La littérature spécialisée indique ces groupes ou catégories de récepteurs placés en aval du point de calcul. La littérature spécialisée envisage la spécification du processus technologique dans lequel ces catégories de récepteurs sont encadrées, ainsi que les régimes de fonctionnement du récepteur. Le courant de calcul d'une colonne ( $I_{cg}$ ) qui alimente un seul groupe de récepteurs peut être estimé par:

*a) la méthode des coefficients de demande, conformément à laquelle*

$$I_{cg} = \frac{k_c + \frac{1 - k_c}{k_a}}{\sqrt{3}U_n \cos \phi_m} P_i \text{ [A]} \quad (3.8.)$$

où:

$P_i = \sum_{j=1}^s P_{nj}$  - est la somme des puissances installées de tous les récepteurs du groupe considéré, en [W]:

$k_c$  - le coefficient de demande moyen du groupe;

$\cos \phi_m$  - le facteur d'influence moyenne du groupe;

$k_a$  - le coefficient d'influence du nombre des récepteurs dans le groupe;

$k_a = f(s)$  - si les « s » récepteurs ont des puissances nominales relativement proches;

$k_a = f(s^*)$  avec  $s^* = 2s_{0,5}$  si les « s » récepteurs ont des puissances nominales très différentes, où  $s_{0,5}$  est le nombre réel des récepteurs, pris dans l'ordre décroissant des puissances dont la puissance totale installée représente environ 50% de la puissance totale du groupe ( $P_{10,5} \cong 0.5P_i$ ).

Les grandeurs  $k_c$ ,  $\cos\phi_m$  sont extraites des tableaux, et  $k_a$  des tableaux où graphiques, en utilisant dans ce but la littérature de spécialité avec l'observation que la valeur  $k_a = 1,25$  se réfère d'habitude à la grue et aux ponts roulants;

*b) la méthode des coefficients de calcul, conformément à laquelle*

$$I_{cg} = \alpha \cdot P_x + \beta \cdot P_{s-x} \quad [\text{A}] \quad (3.9.)$$

où:

$\alpha, \beta, x$  - sont les coefficients donnés dans les tableaux, en fonction des catégories de récepteurs;

$P_x = \sum_{j=1}^x P_{nj}$  - la somme des puissances nominales des premiers

« x » récepteurs, dans l'ordre de la puissance, [W];

$P_{s-x} = \sum_{j=x+1}^s P_{nj}$  - la somme des puissances nominales des autres

récepteurs, [W].

Dans le cas des moteurs asynchrones avec le rotor en court-circuit (pour lesquels on considère  $\cos\phi_m = 0.5$ ), la valeur résultée pour  $I_{cg}$  est augmentée de 30%.

Cette méthode est recommandée pour les groupes de récepteurs triphasés ayant la tension de ligne de 380V, donc jusqu'au niveau des tableaux de distribution, et non pas au niveau du poste de transformation. Si par la colonne considérée, on alimente plus de groupes de récepteurs, alors le courant demandé total aura:

$$I_{ct} = \sum_{j=1}^k (I_{cg})_j \quad [\text{A}] \quad (3.10.)$$

Le courant de pointe ( $I_{vg}$ ) pour un seul groupe dont on connaît le nombre des récepteurs ( $I$ ) qui arrivent simultanément aura:

$$I_{vg} = \sum_{j=1}^l (I_{vm})_j + \sum_{j=l+1}^s (I_{cm})_j \quad [A] \quad (3.11.)$$

et si ce nombre n'est pas connu, alors

$$I_{vg} = (I_{vm})_{\max} + I_{cg} - (I_{cm})_{\max} [A] \quad (3.12.)$$

où  $(I_{vm})_{\max}$ ,  $(I_{cm})_{\max}$  ont les valeurs connues.

Dans le cas de « k » groupes de récepteurs, où la simultanéité du démarrage est difficile d'établir, le courant de pointe total aura:

$$I_{vt} = (I_{vm})_{\max} + I_{ct} - (I_{cm})_{\max} \quad [A] \quad (3.13.)$$

Si cette simultanéité est connue ( $l$ -récepteurs) et que le nombre total des récepteurs soit «  $p = k \cdot s$  », alors

$$I_{vt} = \sum_{j=1}^l (I_{vm})_j + \sum_{j=l+1}^p (I_{cm})_j \quad [A] \quad (3.14.)$$

### **3.4. Le choix des appareils de protection et de commutation**

Dans la projection des installations électriques de basse tension, il est recommandable qu'après l'établissement du schéma général de distribution, on passe au choix des appareils de protection et de commutation, parce que:

- la protection contre la surcharge, comme protection des récepteurs, peut être dimensionnée directement, en fonction de leurs caractéristiques;

- la protection contre le court-circuit, spécifique aux réseaux, est recommandable d'être dimensionnée avant le choix de la section des conducteurs, pour éviter la reprise de certains calculs;

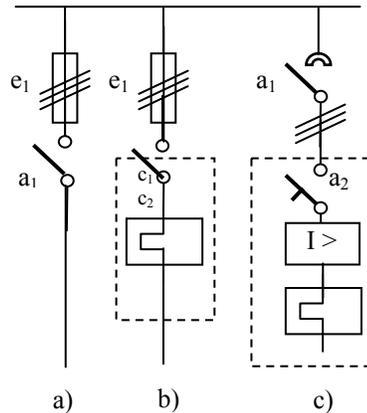
- le choix des appareils de protection se fait tout d'abord par les réseaux de distribution puis par les réseaux d'alimentation, pour réaliser la sélectivité de la protection;

- le choix des appareils de protection et de commutation doit être précédé par le calcul de ceux du schéma général de distribution.

#### **3.4.1. Le choix de la protection des circuits de récepteurs et d'outillages**

L'équipement des circuits de récepteurs ou d'outillages avec des appareils de protection et de commutation se fait selon l'une des variantes suivantes:

- fusible et interrupteur manuel (*fig.3.22.-a*) pour les circuits d'outillages et pour les circuits de récepteurs pour lesquels les surcharges ne sont pas possibles (circuits de lumière, de prise, pour les consommateurs monophasés de basse puissance). On dit à cette occasion que tous les outillages ont leur propre tableau de distribution, prévu avec des fusibles et des contacteurs à relais thermiques, pour chaque récepteur composant;



**Fig. 3.22.** Equipement des circuits de récepteurs ou d'outillages

- fusible et contacteur à relais thermiques pour les circuits de récepteurs auxquels peuvent apparaître des courants de surcharge (*fig.3.22.-b*);

- interrupteur manuel et interrupteur automatique, le premier joue le rôle de séparateur pour les circuits de récepteurs importants (*fig.3.22.c*).

Les fusibles, les interrupteurs automatiques et les séparateurs sont disposés sur le tableau de distribution auquel est lié le circuit respectif, et les conducteurs avec ou sans relais et interrupteurs manuels ayant le rôle de commutateurs sont montés à côté des récepteurs et rarement sur le tableau de distribution.

Si sur le circuit on monte aussi des appareils spéciaux de démarrage (commutateurs étoile-triangle, autotransformateurs, etc.), leur choix se fait similaire au choix des dispositifs de commutation.

**a) Le dimensionnement de la protection à surcharge**

Cette protection est réalisée à l'aide des relais thermiques, dont le courant de service ( $I_{st}$ ) s'établit à l'aide de l'expression:

$$I_{st} \geq I_{cm} \text{ ou } I_{st} \geq I_n \quad (3.15.)$$

prenant une valeur standardisée  $I_{st STAS}$ .

À l'aide de ce paramètre, on établit le courant de réglage ( $I_{rt}$ ) de la protection thermique, en considérant d'une part, le domaine des courants de surcharge qui sont admis par le récepteur, et d'autre part, le domaine possible de réglage du relais thermique, du point de vue de sa construction. On aura donc:

$$\begin{cases} I_{rt_1} = (1 \dots 1,2) I_{cm} \text{ sau } I_n & \text{- la surcharge acceptée par le récepteur;} \\ I_{rt_2} = (0,6 \dots 1) k_{\theta} I_{stSTAS} & \text{- le domaine de réglage de la} \end{cases} \quad (3.16.)$$

protection;

où  $k_{\theta}$  est le coefficient de correction en fonction de la température de l'environnement.

À la base de la relation (3.15.), on adopte une valeur nominalisée:

$$I_{rtSTART} = \{I_{rt_1}\} \cap \{I_{rt_2}\} \quad (3.17.)$$

Les déclencheurs thermiques des interrupteurs USOL et OROMAX (déclencheurs de type  $k_{si}$ ) ont le domaine de réglage:

$$I_{rt} = (0,8 \dots 1,25) k_{\theta} I_{stSTAS} \quad (3.18.)$$

Et pour les déclencheurs de type H aux interrupteurs OROMAX, la relation est:

$$I_{rt} = (0,5 \dots 1) k_{\theta} I_{stSTAS} \quad (3.19.)$$

**b) Le dimensionnement de la protection à court circuit**

Celui-ci consiste en l'établissement du courant nominal du fusible et des courants de service et de réglage des relais (déclencheurs) électromagnétiques. Le courant nominal du fusible ( $I_{nf}$ ) se détermine à partir des conditions suivantes:

- le fusible doit supporter le courant de calcul du récepteur ou de l'outillage:

$$I_{nfl} \geq I_{cm} \quad \text{ou} \quad I_{nfl} \geq I_{cu} \quad (3.20.)$$

- le fusible doit supporter, sans détérioration, le courant de crête (démarrage) pendant toute sa durée:

$$I_{nf2} \geq I_{cm} / c \quad \text{ou} \quad I_{nf2} \geq I_{cu} / c \quad (3.21.)$$

où:

$c$  - est le coefficient de sécurité qui concerne le type et la durée «  $t_p$  » du démarrage;

$c = 2,5$  - le démarrage rare ou facile,  $t_p \leq (5 \dots 10)s$ ;

$c = 2$  - démarrages étoile-triangle ou directs difficiles,  $10 < \text{durs}$ ,  $t_p > 40\text{s}$ .

On adopte une valeur standardisée  $I_{\text{nfSTAS}} = \max(I_{\text{nf1}}, I_{\text{nf2}})$ . Pour assurer la sélectivité entre la protection par fusible et la protection par relais thermiques, il est nécessaire de respecter les conditions de la relation (3.2.), c'est-à-dire:

$$I_{\text{nfSTAS}} \geq 3I_{\text{rtSTAS}}(\text{LS, LF, LFi}) ; I_{\text{nfSTAS}} \geq 2.5 I_{\text{rtSTAS}}(\text{MPE})$$

Où on va utiliser le tableau qui établit la relation entre  $I_{\text{nfSTAS}}$  et  $I_{\text{rtSTAS}}$  pour assurer la protection sélective.

Le courant de service de la protection électromagnétique ( $I_{\text{se}}$ ) est identique à celui de la protection thermique ( $I_{\text{st}}$  - relation 3.14.), parce qu'on les fabrique sous forme de blocs de relais ou déclencheurs. Pour correspondre aux conditions de fonctionnement, ce courant doit s'encadrer dans le domaine défini par:

$$I_{\text{se}} \geq \frac{k_{pe}}{k_{re}} I_{vm} \quad (3.22.)$$

où:

$k_{pe}$  - est le coefficient de sécurité au démarrage;  $k_{pe} = 1,2 \dots 1,6$ ;

$k_{re}$  - le coefficient du domaine de réglage;  $k_{re} = 2 \dots 10$ .

Dans le cas où le courant de réglage a une valeur fixe ( $k_{re} = \text{const.}$ ), la condition de non déclenchement au démarrage est donnée par:

$$I_{re1} \geq k_{pe} I_{vm} \quad (3.23.)$$

Si l'on dispose d'un domaine de réglage du  $k_{re}$ , alors

$$I_{re2} = k_{re} I_{se} > k_{pe} I_{vm} \quad (3.24.)$$

### c) Le choix des appareils de commutation

Les contacteurs et les interrupteurs automatiques, sans relais, sont choisis en fonction des valeurs nominales de la tension ( $U_{nc}$ ) et du courant ( $I_{nc}$ ) des contacts principaux, qui doivent satisfaire les relations:

$$\begin{cases} U_{cn} > U_n \\ I_{nc} \geq 1.1 I_n \end{cases} \quad (3.25.)$$

compte tenant de la capacité et de la fréquence de connexion en régime normal et en régime d'avarie, de la tension de service de la bobine d'actionnement et, éventuellement, d'autres conditions restrictives.

Les séparateurs non automatiques (à manette ou à cane) sont choisis aussi en fonction de la tension et du courant nominal, mais en tenant compte aussi des courants de connexion et des connexions en régime normal de fonctionnement du circuit considéré. D'habitude, la valeur des courants de fermeture et d'ouverture de ces appareils est inférieure à la valeur de leurs courants nominaux, raison pour laquelle la manœuvre de ces appareils est interdite pendant un court-circuit.

Le montage des appareils de commutation se fait de telle manière que leurs contacts mobiles ne soient pas sous tension lorsque les appareils sont ouverts et qu'ils ne puissent pas être fermés ni ouverts sous l'action des vibrations, du poids propre des contacts ou des éventuels chocs mécaniques. Les contacts doivent interrompre simultanément tous les conducteurs de travail du circuit desservi. La rupture du conducteur de nul est admise seulement dans les installations où celui-ci n'est pas utilisé, mais aussi pour la protection.

Pour des courants en dessous de 63 A on recommande les interrupteurs paquet ou à levier, en fonction de leurs caractéristiques, corrélées avec les considérations de gabarit et de protection. Les appareils de connexion utilisés dans les circuits d'éclairage fluorescents, doivent avoir un courant nominal de minimum 10 A.

### 3.4.2. Le choix de la protection des colonnes

L'équipement des colonnes prévues de dispositifs de commutation et de protection peut se faire selon divers schémas, dont nous énumérons les variantes les plus utilisées:

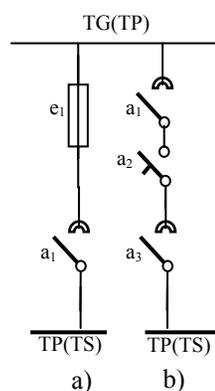
- colonne protégée par fusibles et prévue de séparateur à l'entrée dans le tableau de distribution (*fig. 3.23.-a*);

- colonne protégée par interrupteur automatique (protection à court-circuit et à surcharge) et prévue de séparateurs au départ et même aussi à la sortie du tableau de distribution (*fig. 3.23.-b*).

En qualité de séparateurs on utilise les interrupteurs non automatiques ou commutateurs, leur nécessité étant dictée par le contrôle visuel, direct et de la séparation à l'entrée, dans le tableau de distribution.

#### A. La protection au court-circuit

Cette sorte de protection se réalise, comme d'habitude, par des fusibles qui sont choisis à base des relations suivantes:



**Fig. 3.23.** Des dispositifs de commutation et de protection

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{nf1} \geq I_{cg} \\ I_{nf2} \geq \frac{(I_{vm}) \max}{c} + I_{cg} - (I_{cm}) \max \\ I_{nf2} \geq \frac{1}{c} \sum_{j=1}^l (X_{vm})_j + \sum_{j=l+1}^s (I_{cm})_j \end{array} \right. \quad (3.26.-a)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{nf1} \geq I_{ct} \\ I_{nf2} \geq \frac{(I_{vm}) \max}{c} + I_{ct} - (I_{cm}) \max \\ I_{nf2} \geq \frac{1}{c} \sum_{j=1}^l (X_{vm})_j + \sum_{j=l+1}^p (I_{cm})_j \end{array} \right. \quad (3.26.-b)$$

et on adopte  $I_{nfSTAS} = \max(I_{nf1}, I_{nf2})$  avec la précision que  $c = 2,5$  ou tout au plus  $c = 2$ .

Si le même type de protection est réalisé avec des dispositifs électromagnétiques, alors le courant de service aura l'expression:

$$I_{se} \geq \frac{k_{pe}}{k_{re}} I_{vg} \quad \text{ou} \quad I_{se} \geq \frac{k_{pe}}{k_{re}} I_{vt} \quad (3.27.)$$

le courant de réglage de la protection est établi de la même manière pour les circuits.

On recommande que le choix ou le réglage des dispositifs de protection au court-circuit se fasse le plus proche possible de la limite inférieure des valeurs résultées dans les calculs.

### **B. Le réglage de la protection à surcharge**

Cette forme de réglage se fait seulement pour les colonnes prévues avec des interrupteurs automatiques, le domaine de réglage de la protection thermique étant:

$$I_{rt} = (1 \dots 1,2) I_{cg} \quad \text{ou} \quad I_{rt} = (1 \dots 1,2) I_{ct} \quad (3.28.)$$

Le courant de réglage normalisé est choisi des mêmes conditions restrictives comme dans le cas des circuits, avec la précision que le réglage doit correspondre à la limite inférieure du domaine.

La définition de la protection des colonnes peut se faire seulement après l'analyse de leur sélectivité par rapport aux dispositifs de protection

les plus grands aux départs des tableaux de distribution alimentés par la colonne considérée. D'ici résulte la suite de calcul: circuit de récepteurs ou outillages, colonne secondaire, colonne principale et magistrale.

### 3.5. Le choix de la section des conducteurs d'alimentation

Pour ne pas endommager l'état des conducteurs électriques, il est nécessaire que la température du régime n'en dépasse pas les valeurs maximales admissibles. Pour ce faire, le choix de la section des conducteurs se fait en fonction des conditions de stabilité thermique en régime permanent et des surcharges accidentelles, la section résultée étant vérifiée du point de vue de la sollicitation mécanique, de l'échauffement en régime de courte durée de démarrage et des pertes de tension.

*a) Le choix de la section des conducteurs de condition de stabilité thermique en régime permanent ou intermittent*

Les intensités maximales admissibles ( $I_{ad}$ ) pour les courants de régime permanent des tuyaux et des câbles sont données dans les tableaux, pour une certaine température de l'environnement et, dans certaines conditions de montage. Au montage de ces éléments de circuit dans d'autres conditions que les conditions normales, l'ajustage des intensités maximales admissibles par l'application des coefficients de correction, devient nécessaire.

Pour éviter la reprise des calculs, les corrections s'appliquent aux courants de calcul qui passent en permanence par les tuyaux, de sorte que le choix de la section se fait directement, sur la base des intensités maximales admissibles. Dans ce sens il est nécessaire de:

$$I_{ad1} \geq \frac{I_{cm}}{a \cdot k}; \frac{I_{cu}}{a \cdot k}; \frac{I_{cg}}{a \cdot k}; \frac{I_{ct}}{a \cdot k}; \quad (3.29.)$$

où:

$a$  est le coefficient de correction du régime de travail;

$a = 1$  - le régime permanent;

$a = 0,875/\sqrt{DA}$  - le régime intermittent ayant la durée relative d'actionnement  $DA = t_1/t_c$  ( $t_1$ -le temps de travail;  $t_p$  - le temps de pause,  $t_c = t_1+t_p$  - la durée du cycle).

Dans le cas des régimes intermittents de travail  $a \neq 1$ , cette correction s'applique seulement pour les sections de  $s > 10\text{mm}^2$  - cuivre et  $s > 16\text{mm}^2$  - aluminium;

$k$  - est le coefficient de correction des conditions de refroidissement, avec les significations suivantes:  $k = k_1$ - pour des tuyaux isolés et non isolés, montés à  $\theta \neq +25^\circ\text{C}$ ;

$k = k_1 k_2 k_3 k_4 k_5$  - pour une barre, où:

$k_1$  - est la correction de la température à  $\theta \neq +25^\circ\text{C}$ ;

$k_2$  - la correction pour la barre refroidie de manière forcée;

$k_3$  - la correction pour les paquets de barres rectangulaires, disposées par épaisseur, sur des trajets horizontaux;

$k_4$  - la correction pour les tracés de barres verticales;

$k_5$  - la correction d'altitude ( $H > 1000\text{m}$ ).

On mentionne que les essais admissibles sont établis pour les barres situées à  $+25^\circ\text{C}$  refroidies naturellement (convection et radiation), montées sur le côté des trajets horizontaux, à une altitude maximale de 1000m.

$k = k_1 k_2 k_3$  - pour câbles posés dans le sol, où:

$k_1$  - est la correction en fonction de la résistance thermique spécifique du sol;

$k_2$  - la correction en fonction du nombre des câbles posés dans la même fosse;

$k_3$  - la correction de la température pour  $\theta \neq +20^\circ\text{C}$ .

$k = k'_1 k'_2$  - pour les câbles montés dans l'air, où:

$k'_1$  - est la correction en fonction du mode de montage (canal, lit);

$k'_2$  - la correction de la température pour  $\theta \neq +30^\circ\text{C}$ .

Si le montage est fait dans l'eau on considère  $k = 1,15$  et au passage du câble dans un autre milieu (air, sol) la section peut en être modifiée ou non en fonction des résultats des calculs. Dans le cas des circuits ou colonnes prévus avec des protections la surcharge est nécessairement de:

$$I_{ad2} \geq \frac{I_{rt\ STAS}}{1,5k} \quad (3.30.)$$

**b)** Le choix de la section des conducteurs de la condition de stabilité thermique à des courants de court-circuit se fait conformément aux relations:

$$\begin{cases} I_{ad3} \geq \frac{\Psi I_{ntSTAS}}{k} & \text{- protection par fusibles} \\ I_{ad4} \geq \frac{I_{reSTAS}}{4.5k} & \text{- protection par dispositifs} \\ & \text{électromagnétiques} \end{cases} \quad (3.31.)$$

où:

$\psi$  – est le coefficient de correction en fonction du type de relation et du mode d'exécution de l'installation;

$\psi = 0,33$  - sont les circuits de récepteurs ( $a = 1$ ), exécutés avec des tuyaux ou câbles dans des chambres hors danger d'incendie ou d'explosion;

$\psi = 0,66$  - est la colonne exécutée dans les mêmes conditions antérieures;

$\psi = 1$  - sont les circuits et les colonnes de force exécutés dans le câble, dans des chambres de catégorie A, B, C ou dans les installations d'éclairage industriel, quelle que soit la catégorie de la chambre et le mode d'exécution de l'installation;

$\psi = 1,25$  - sont des installations de force exécutées avec des conduits montés dans des gaines dans des pièces de catégorie A, B ou C ou des installations d'électricité exécutées de manière similaire dans des pièces de la catégorie D, E à l'intérieur des maisons, des locaux publics, des salles administratives, etc.

On adopte une section standardisée ( $s_{STAS}$ ) à laquelle il correspond une intensité maximale admissible normalisée de:

$$I_{adSTAS} = \max (I_{ad1}; I_{ad2}; I_{ad3}; I_{ad4}) \quad (3.32.)$$

*c) La vérification de la section des conducteurs choisis se fait à:*

- résistance mécanique, exprimée par les sections minimales admissibles normées, avec la précision que l'on n'adopte pas les conducteurs à sections inférieures aux sections standardisées, même si cela est possible du point de vue du courant admissible;

- échauffement en régime de courte durée à la mise en route. La densité du courant à la mise en route ( $j_p$ ) doit satisfaire la relation:

$$j_p = \frac{I_{vm}}{s_{STAS}}; \frac{I_{vu}}{s_{STAS}}; \frac{I_{vg}}{s_{STAS}}; \frac{I_{vt}}{s_{STAS}} \leq j_{p,ad} \quad (3.33.)$$

où:

$j_{p,ad} = 20 A / mm^2$  - est le matériel conducteur l'aluminium;

$j_{p,ad} = 35 A / mm^2$  - le matériel conducteur: le cuivre;

- la baisse de la tension en charge:

$$\Delta U_E \% = \frac{\sqrt{3} I_c \cdot l \cdot \cos \varphi_m}{\gamma \cdot s_{STAS} \cdot U_n} \cdot 100 \leq U_{s,ad} \% \quad (3.34.)$$

dont:

$I_c$  - est le courant de calcul du circuit ou de la colonne ( $I_{cm}$ ;  $I_{cu}$ ;  $I_{cg}$ ;  $I_{ct}$ ), [A];

$l$  - est la longueur totale, par phase, du conducteur, [m];

$\gamma$  - la conductivité électrique du matériel, [ $m/\Omega mm^2$ ];

$\cos \varphi_m$  - le facteur de puissance moyen;

$\Delta U_{s,ad}$  - la baisse de tension admissible (conformément au paragraphe §.1.2).

En ce qui concerne la section du conducteur de nul, celle-ci est établie en concordance avec la section de phase et selon le cas elle est:

- égale à la section du conducteur de phase, dans le cas des circuits d'éclairage triphasés à quatre conducteurs (jusqu'aux sections de  $16 \text{ mm}^2$  du conducteur de phase) et des circuits monophasés, quel que soit le type de récepteur;

- dans le cas des circuits d'éclairage triphasés, quatre sections du conducteur de phase de plus de  $16 \text{ mm}^2$ , le conducteur de nul est choisi en conformité avec la norme en vigueur;

- dans le cas des installations de force, au moins 50% de la section du conducteur de phase (de  $16 \text{ mm}^2$  et plus) est telle qu'elle doit correspondre aux intensités maximales du courant possible, dans les conditions respectives.

### **3.6. Le dimensionnement des postes de transformation**

#### **3.6.1. La détermination de la puissance exigée par le consommateur**

Pour pouvoir assurer la continuité désirée à l'alimentation d'un consommateur avec de l'énergie, on impose la connaissance de sa variation avec le temps, qui est représentée par l'une des grandeurs P, Q, S, I.

La puissance active absorbée pour les groupes de moins de quatre récepteurs, s'appelle *puissance exigée* ou *de calcul* ( $P_c$ ).

Celle-ci est une puissance conventionnelle, elle a une valeur constante, qui produit les mêmes effets thermiques que la puissance réelle (variable) dans un intervalle de temps déterminé (30 minutes, en général), dans la période de charge maximale de l'installation.

La détermination analytique de la puissance exigée se fait différemment, en fonction du stade de projection et du niveau auquel on fait le calcul. Parce que le calcul est fait dans le sens récepteur → raccord à haute tension, il résulte que l'on préfère les méthodes qui conduisent aux résultats cachés dans toutes les situations, et dans ce sens on cite:

- la méthode des coefficients de demande, applicable à tout niveau, mais recommandée pour des groupes de récepteurs tels que la section des entreprises;

- la méthode des formules binômes qui donne des résultats cachés pour un nombre restreint de récepteurs de force ayant des puissances très différentes. Cette méthode est recommandable pour le calcul de la puissance demandée au niveau du tableau de distribution secondaire ou principal;

- la méthode d'analyse directe recommandée pour les tableaux avec peu de départs, les tableaux d'outillages, y compris lorsque l'on connaît les diagrammes de fonctionnement et de charge pour tous les récepteurs;

- les méthodes basées sur les consommations spécifiques, rapportées à l'unité de production ou à l'unité d'aire de production ou de surface productive. Elles sont imprécises et sont recommandées seulement pour l'étape préliminaire de la projection, qui correspond à la phase « note de commande »;

- les méthodes basées sur les puissances moyennes et les indicateurs des courbes de charge, indiquées pour la détermination de la puissance exigée au niveau supérieur, aux barres de basse tension des postes de transformation, vers les lignes de raccord de haute tension.

À l'installation en exploitation, la puissance exigée est déterminée sur la base des courbes de charge du consommateur.

*a) La détermination de la puissance exigée par la méthode des coefficients de demande*

La puissance exigée par un groupe de récepteurs ( $P_{cg}$ ), caractérisée par le même graphique de charge, est déterminée comme le produit entre la puissance installée ( $P_i$ ) et le coefficient de demande:

$$P_{cg} = k_c \cdot P_i \text{ [KW]} \quad (3.35.)$$

où:

$P_i = \sum_{j=1}^s P_n$  - est le récepteur à régime prolongé de fonctionnement, [KW];

$P_i = \sum_{j=1}^s (\sqrt{DA} \cdot P_n)_j$  - le récepteur avec régime intermittent de fonctionnement, [KW];

$P_{nj}, DA_j$  - la puissance nominale, respectivement la durée relative d'actionnement du récepteur « j ».

Le coefficient de demande est une fonction complexe de la forme:

$$k_c = \frac{k_i \cdot k_s}{\eta_m \cdot \eta_r} \quad (3.36.)$$

qui tient compte du rendement moyen du récepteur ( $\eta_m$ ) du groupe, du rendement du réseau ( $\eta_r$ ) dans le point de calcul, du coefficient de charge ( $k_i$ ) des récepteurs et du coefficient de simultanéité ( $k_s$ ) de leur fonctionnement.

Au cas où  $P_i$  serait la puissance utile, dans l'expression du  $k_c$  intervient  $\eta_m$ , mais si  $P_i$  est la puissance absorbée, alors le rendement moyen du récepteur ne participe pas à l'établissement du facteur de demande.

La puissance réactive demandée par le groupe sera:

$$Q_{cg} = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_c}} \cdot P_{cg} = P_{cg} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c \text{ [KVAR]} \quad (3.37.)$$

où le facteur de puissance " $\cos \varphi_c$ " exprime la consommation de la puissance réactive du récepteur qui absorbe la puissance  $P_{cg}$ , dans la condition globale exprimée par le coefficient de demande.

Les coefficients de demande et les facteurs de puissance demandés sont déterminés expérimentalement pour différents récepteurs et les résultats en sont utilisés en statistique. Tous les récepteurs caractérisés par les mêmes valeurs des grandeurs «  $k_c, \cos \varphi_c$  » sont réunis en un seul groupe nommé *catégorie de récepteurs*.

Les puissances actives et réactives des différentes catégories de récepteurs sont obtenues par la somme algébrique des puissances correspondantes à chaque groupe:

$$\begin{cases} P_{ct} = \sum_{j=1}^k P_{cg_j} \\ Q_{ct} = \sum_{j=1}^k Q_{cg_j} \end{cases} \quad (3.38.)$$

Les relations 3.35. et 3.37. sont valables pour le cas où l'on connaît seulement la puissance totale installée du groupe. Si pour le groupe considéré on connaît le nombre des récepteurs, et leur données de catalogue, alors la puissance demandée est estimée à:

$$\begin{cases} P_{eg}^* = k_c^* \cdot P_i \\ Q_{cg}^* = P_{cg}^* \cdot \operatorname{tg} \varphi_e \end{cases} \quad (3.39.)$$

où:

$$k_c^* = k_c + \frac{1-k_c}{k_a} - \text{est le coefficient de demande corrigé;}$$

$k_c$  - le coefficient de demande pour la catégorie de récepteurs considérée;

$k_a$  - le coefficient d'influence du nombre des récepteurs déterminé de la même manière que dans le § 3.3.2.

Si le nombre de récepteurs du groupe est  $s \leq 4$ , alors  $k_c = k_c^* = 1$  et la puissance demandée est numériquement égale avec la puissance installée des récepteurs. Une telle situation apparaît au niveau des tableaux d'outillages ou au niveau des tableaux de distribution qui alimentent au maximum trois récepteurs.

Si  $s > 50$ , il résulte que  $k_a > 10$  et  $k_c^* = k_c$ , donc ce n'est pas nécessaire de corriger le coefficient de demande, situation rencontrée au niveau des tableaux généraux ou principaux qui alimentent un nombre relativement grand de récepteurs.

Quelle que soit la variante de calcul adoptée, on impose la détermination de la puissance apparente et du facteur de puissance moyen:

$$\begin{cases} S_{cg} = \sqrt{P_{cg}^2 + Q_{cg}^2} \\ \cos \varphi_{cm} = P_{cg} / S_{cg} \end{cases} \quad (3.40.-a)$$

ou

$$\begin{cases} S_{ct} = \sqrt{P_{ct}^2 + Q_{ct}^2} \\ \cos \varphi_{cm} = P_{ct} / S_{ct} \end{cases} \quad (3.40.-b)$$

Les formules ci-dessus présentent les grandeurs qui aident au choix des transformateurs du poste de transformation, et au dimensionnement de l'installation de compensation du facteur de puissance.

**b) La détermination de la puissance demandée par la méthode de la formule binôme**

Les puissances actives et réactives demandées d'un groupe de récepteurs sont:

$$\begin{cases} P_{cg} = aP_x + bP_i \quad [Kw] \\ Q_{cg} = P_{cg} \cdot \operatorname{tg} \varphi_e \quad [KVAr] \end{cases} \quad (3.41.)$$

où:

a, b, x - sont les coefficients de calcul caractérisant le groupe qui sont inscrits dans le tableau;

$$P_x = \sum_{j=1}^x P_{nj} \text{ - la somme des puissances nominales des premiers}$$

"x" récepteurs installés, [KW];

$$P_i = \sum_{j=1}^s P_{nj} \text{ - la puissance installée du groupe.}$$

S'il y a plusieurs groupes de récepteurs, alors:

$$P_{ct} = (aP_x)_{\max} + \sum_{j=1}^k (bP_i)_j \quad (3.42.)$$

$$Q_{ct} = \sum_{j=1}^k Q_{cgj}$$

où:

$(aP_x)_{\max}$  est le terme de la forme « aP<sub>x</sub> » avec sa valeur la plus grande. Dans ce cas la puissance apparente et le facteur de puissance exigé moyen sont calculés par la relation (3.40.).

*c) La détermination de la puissance demandée par la méthode d'analyse directe*

La méthode s'applique pour des nombres réduits de récepteurs pour lesquels on connaît le mode de variation dans le temps de la puissance utile ou absorbée. Une telle situation on la rencontre dans le cas:

- des tableaux d'outillages;
- des tableaux de distribution avec peu de sorties;
- des tableaux généraux avec un nombre réduit de sorties destinés aux petits consommateurs ou aux consommateurs semi industriels auxquels la puissance installée pour l'éclairage prend plus de 60...75% de la puissance totale installée.

Dans tous les cas on suit la détermination expérimentale du coefficient de demande, plus précisément de leurs éléments composants, comme il suit:

Le coefficient de simultanéité correspondant à deux ou plusieurs récepteurs qui fonctionnent en même temps est défini comme le rapport entre la puissance maximale absorbée ( $P_{a \max}$ ) par tous les récepteurs qui sont en fonctionnement et la somme des puissances maximales ( $P_{\max}$ ) individuelles de chaque récepteur:

$$k_s = \frac{P_{a \max}}{\sum_{j=1}^s (P_{\max})_j} = \frac{P_{a \max}}{P_{\text{si}ax}} \quad (3.43.)$$

avec cette remarque près que, ces « s » récepteurs, au moment des mesurages, ne fonctionnent pas tous à la puissance maximale supposée d'être nécessaire pour l'outillage entraîné.

Les valeurs usuelles du  $k_s$  sont comprises entre 0,75...0,9, étant en fonction du nombre et des types de récepteurs, ainsi que du schéma du réseau de distribution.

Ainsi le coefficient de simultanéité varie-t-il de manière inversement proportionnelle avec le nombre des récepteurs, étant inférieur aux réseaux bouclés qu'aux réseaux radiaux.

Le coefficient de charge est donné par le rapport entre la somme des puissances maximales des récepteurs et leur puissance totale installée:

$$k_i = \frac{\sum_{j=1}^s (P_{\max})_j}{\sum_{j=1}^s (P_n)_j} = \frac{P_{s \max}}{P_i} \quad (3.44.)$$

Ce coefficient a des valeurs comprises entre 0,9...0,95.

Le rendement moyen des récepteurs est déterminé comme la moyenne pondérée des rendements nominaux, en rapport avec la puissance installée conformément à la relation 3.4.-a.

Le rendement du réseau dans le point de calcul (le départ du tableau) est estimé à partir des pertes de puissance dans les conducteurs du réseau. Étant donné que la longueur des colonnes, respectivement des circuits, est généralement réduite, on adopte  $\eta_r = 0,98...1$ .

Un calcul exact des pertes de puissance suppose la connaissance de la puissance simultanée maximale ( $P_{s \max}$ ), du facteur de puissance  $\cos \varphi_m$ , (calculé avec la relation 3.40.-b), de la longueur des conducteurs d'une phase ( $L_c$ ) et des matériels conducteurs ( $r_o$ ,  $\Omega/\text{km}$ ), ce qui conduit à:

$$\Delta P = 3RI^2 \quad (3.45.)$$

où:

$$R = r_o \cdot L_c$$

$$I = \frac{P_{s \max} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}, \text{ où: } P_{s \max}, [\text{kW}]$$

et:

$$\eta_r = \frac{P_{s \max}}{\Delta P + P_{s \max}} \quad (3.46.)$$

Avec ces données, on apprécie la valeur  $k_c = k_s \cdot k_i / (\eta_m \cdot \eta_s)$ , en calculant:

$$\begin{cases} P_c = k_c \cdot P_i \\ Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi_m \\ S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \end{cases} \quad (3.47.)$$

*d) La détermination de la puissance demandée par la méthode de la durée d'utilisation*

Cette méthode est recommandée pour la détermination de la puissance demandée au niveau d'une entreprise ou d'une plateforme industrielle, alors que l'on connaît la consommation spécifique de l'énergie électrique ( $e_s$  – kWh/u\*p) par l'unité de production (u\*p).

Si A est la production de l'entreprise pendant une année, alors la consommation d'énergie électrique pour la période considérée sera:

$$E_a = e_s \cdot A \quad [\text{KWh}] \quad (3.48.)$$

ce qui conduit à une puissance demandée de:

$$P_c = \frac{E_a}{t_{p \max}} \quad [\text{KW}] \quad (3.49.)$$

où:

$t_{p \max}$  - est la durée d'utilisation de la puissance maximale demandée, dont les valeurs dépendent de spécifique du consommateur et qui se trouvent exprimées en heures dans les tableaux .

Les méthodes présentées sont valables, en principe, pour la détermination de la puissance demandée par n'importe quelle catégorie de récepteurs. Malgré cela, pour les récepteurs d'éclairage on ne recommande que la méthode des coefficients de demande et pour les récepteurs de force, n'importe laquelle des quatre variantes, mais qui correspondent au niveau auquel on fait la détermination de la puissance demandée. La puissance totale demandée par un consommateur est la somme des puissances totales demandées par les installations de force et d'éclairage.

### 3.6.2. Les courbes de charge. Les grandeurs caractéristiques

L'établissement du nécessaire d'énergie électrique d'un consommateur se fait par l'intermédiaire des courbes de charge. Par courbe de charge on comprend la variation dans le temps de la charge électrique.

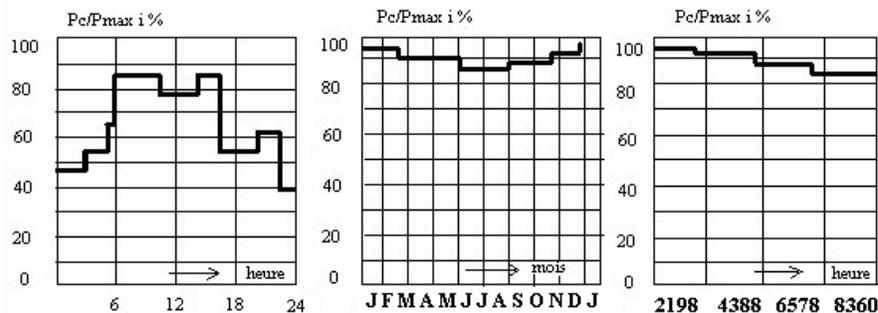
La classification des courbes de charge se fait selon:

- *la nature de la charge*, situation dont on distingue les courbes de charge des puissances actives, réactives, apparentes de courant. Le plus utilisées sont les courbes de charge actives et réactives;

- *la durée du cycle*, qui conduit aux courbes de charges journalières et annuelles. Les courbes de charge journalières se réfèrent à une période de  $t_c = 24\text{h}$  et, entre celles-ci une grande importance est présentée les courbes caractéristiques journalières pour l'été (18...25 juin) et l'hiver (18...25 décembre), car dans cet l'intervalle on considère la consommation maximale de la puissance demandée, implicitement de l'énergie électrique. Les courbes annuelles de charge se rapportent à la durée  $t_c = 8760\text{ h}$ ;

- *le mode d'obtention* de ces courbes conduit à: des courbes expérimentales qui sont obtenues par la lecture des appareils indicateurs, à des intervalles de temps égaux (heure par heure) ou tracées à l'aide des appareils qui enregistrent ; des courbes type obtenues par usinage selon la statistique des courbes des charges expérimentales spécifiques pour les branches ou les sous branches industrielles.

Les courbes de charge obtenues expérimentalement sont sous la forme d'échelons (*fig.3.24.*), parce que la puissance absorbée est considérée constante entre deux lectures. Les ordonnées de ces courbes s'expriment en valeur absolue ou en pourcentages de la valeur maximale des charges considérées. Les courbes annuelles de charge s'obtiennent à l'aide des charges maximales mensuelles.



**Fig. 3.24.** Courbes de charge

a) journalière; b) annuelle; c) annuelle classée

On observe que la puissance demandée par le consommateur, déterminée par une méthode présentée antérieurement, est maximale pendant les mois d'hiver ( $P_c = P_{\max}$  - décembre, janvier, février), à cause de la consommation supplémentaire pour l'éclairage et le chauffage, etc. et minimale pendant les mois d'été ( $P_{\min}$  - juin, juillet, août). Une

courbe usuelle est la courbe annuelle dans l'ordre descendant des puissances.

Par la courbe de charge du consommateur on peut estimer certains indicateurs (grandeurs caractéristiques) sur la base desquels on adopte la solution optimale d'alimentation avec de l'énergie électrique.

L'aire comprise entre la courbe journalière de charge et l'axe des abscisses (fig.3.25.) représente l'énergie journalière nécessaire pour le consommateur

$$E_a = \int_0^{t_c} P_c \cdot dt \approx \sum_{j=1}^n (P_c \cdot \Delta t)_j = A \quad (3.50.)$$

qui, pour un cycle de  $t_c = 24$  h, dans l'hypothèse  $\Delta t_j = 1h$ , sera:

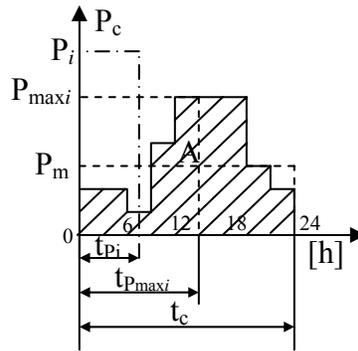


Fig. 3.25. Energie journalière nécessaire pour un consommateur

$$E_a = \frac{P_{max}}{100} \sum_{j=1}^{24} \left[ \frac{P_c}{P_{max\ i}} \right]_j = A \quad (3.51.)$$

À l'aide de cette énergie on définit les indicateurs ou grandeurs caractéristiques des courbes quotidiennes de charge, à savoir:

- la puissance active moyenne ( $P_m$ ), qui a la signification d'une puissance constante du point de vue du temps qui détermine une consommation d'énergie active équivalente à la consommation réelle:

$$P_m = \frac{E_a}{t_c} \quad (3.52.)$$

où:

$t_c = 24h$ , éventuellement  $t_c = 8760$  h;

- le coefficient d'utilisation de la puissance installée ( $k_{pi}$ ) défini comme le rapport entre la puissance active moyenne et la puissance installée:

$$k_{pi} = \frac{P_m}{P_i} = \frac{E_a}{t_c P_i}, \text{ avec } P_i = \sum P_{nj} \quad (3.53.)$$

- le coefficient d'utilisation de la puissance maximale ( $k_{p \max}$ ) donné par le rapport entre les puissances active moyenne et maximale absorbée:

$$k_{p \max} = \frac{P_m}{P_{\max i}} = \frac{E_a}{t_c P_{\max i}} = \frac{A}{t_c P_{\max i}} \quad (3.54.)$$

Si  $t_c=24h$ , cet indicateur s'appelle: coefficient d'utilisation, remplissage ou aplatissement de la courbe quotidienne de charge

$$k_{p \max} = k_u = k_{ap} = \frac{A}{24 P_{\max i}} \quad (3.55.)$$

- le coefficient de forme de la courbe de charge ( $k_f$ ) défini comme le rapport entre la charge quadratique moyenne et la charge moyenne toutes les deux déterminées dans le même intervalle de temps:

$$k_f = \frac{P_{mp}}{P_m} \quad (3.56.)$$

- la durée d'utilisation de la puissance maximale absorbée ( $t_{p \max}$ ) représente le temps dans lequel on consommerait la même quantité d'énergie  $E_a$  si l'installation fonctionnait constamment dans le même intervalle de temps:

$$t_{p \max} = \frac{E_a}{P_{\max i}} = \frac{t_c P_m}{P_{\max i}} = k_{p \max} t_c \text{ [h]} \quad (3.57.)$$

- la durée d'utilisation de la puissance installée ( $t_{pi}$ ) définie de la même manière que ci-dessus, et qui est rapportée à la puissance installée est:

$$t_{pi} = \frac{E_a}{P_i} = \frac{t_c P_m}{P_i} = k_{pi} t_c \quad (3.58.)$$

Sur la base des relations 3.57. et 3.58. on peut déduire une autre expression pour le coefficient de demande

$$E_a = t_{pi} P_i = t_{p \max} P_{\max i} \Rightarrow k_c = \frac{P_{\max i}}{P_i} = \frac{t_{pi}}{t_{p \max}} = \frac{k_{pi}}{k_{p \max}} \quad (3.59.)$$

- le facteur de puissance (k) se détermine comme valeur instantanée

$$k = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.60.)$$

sur la base des valeurs des puissances active et réactive à un moment donné, et comme valeur moyenne sur un intervalle:

$$k_m = \frac{E_a}{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}} \quad (3.61.)$$

avec 
$$E_r = \int_0^{t_c} Q_c dt = \sum_{j=1}^n (Q_c \Delta t)_j \quad [\text{KVARh}]$$

la dernière grandeur sert au calcul de l'installation de compensation de la puissance, respectivement de l'énergie réactive.

Dans les calculs destinés aux projets, en dehors de ces grandeurs, il est nécessaire de préciser les puissances nécessaires pendant l'hiver ( $P_{\max i} \equiv P_{ct}$ ) et pendant l'été ( $P_{v \max}$ ) et leur rapport. Si ce rapport est difficile à établir, on recommande les valeurs:

$P_{\max v} / P_{\max i} = 0,75 \dots 0,85$  - des consommateurs qui travaillent en 1 ou 2 relèves;

$P_{\max v} / P_{\max i} = 0,85 \dots 0,90$  - des consommateurs qui travaillent en 3 relèves.

### 3.6.3. La détermination de la puissance des transformateurs des postes de transformation

La sécurité pendant le fonctionnement et la continuité de l'alimentation avec de l'énergie électrique d'un consommateur sont conditionnées par la puissance et le nombre de transformateurs qui doivent être installés dans le poste de transformation.

La détermination correcte de la puissance du poste de transformation conduit à des investissements efficaces et pour résoudre le problème il est nécessaire de connaître:

- la puissance totale exigée par le consommateur, présentant un facteur de puissance constant, des barres de basse tension du poste de transformation;

- les courbes de charges quotidiennes de la période la plus chargée, entre le 18 et le 25 juin et entre le 18 et le 25 décembre ou un autre intervalle de temps, en fonction de la spécificité du consommateur;

- les courbes de charge annuelles, avec la précision des grandeurs  $P_{\max i} = P_{ct}$ ,  $P_{\max v}$  et  $P_{\max v}/P_{\max i}$ .

Dans les calculs, le consommateur est supposé une charge triphasée équilibrée ( $k = \cos\varphi$ ), et les transformateurs construits pour fonctionner en régime de durée à une charge constante et égale avec la charge nominale à un régime thermique bien établi [au montage en plein air on considère:  $\theta_{\max} = +35^\circ C$ ,  $\theta_{\min} = -25^\circ C$ ,  $\theta_m = 0,5(\theta_{\max} + \theta_{\min}) = +5^\circ C$ ].

Dans ces conditions, les producteurs garantissent une durée de fonctionnement des transformateurs d'à peu près 20 ans, ayant en vue leur usure technique et morale.

*a) La détermination de la puissance des transformateurs quand on connaît les puissances demandées*

Si l'on ne connaît pas les courbes de charge du consommateur ou que sa charge annuelle ne puisse pas être assimilée à une courbe des charges annuelles classées, alors la puissance des transformateurs se détermine sur la base des grandeurs  $P_{ct}$ ,  $Q_{ct}$ ,  $S_{ct}$ ,  $\cos\varphi_{cm}$ , on en distingue plusieurs cas:

- La puissance apparente exigée satisfait la condition

$$S_{ct} \leq 400kVA \quad (3.62.)$$

situation dont la puissance apparente normalisée ( $S_{nSTAS}$ ) du transformateur sera:

$$S_{nSTAS} \geq S_{ct} \quad (3.63.)$$

- Si

$$400 < S_{ct} < 1600kVA \quad (3.64.)$$

alors les valeurs résultées pour les puissances active et réactive demandées sont corrigées à l'aide des coefficients d'ajustement des puissances active ( $k_{ra} = 0,9$ ) et réactive ( $k_{rr} = 0,95$ ), et de cette façon on obtient:

$$\begin{cases} P_{ct}^* = k_{ra} P_{ct} \\ Q_{ct}^* = k_{rr} Q_{ct} \\ S_{ct}^* = \sqrt{(P_{ct}^*)^2 + (Q_{ct}^*)^2} \end{cases} \quad (3.65.)$$

ce qui conduit au choix d'un transformateur pour lequel:

$$S_{nSTAS} \geq S_{ct}^* \quad (3.66.)$$

• Si la charge totale ( $S_{ct} = 1600 \text{ KVA}$ ) ne peut pas être assumée par un seul transformateur, alors les récepteurs se groupent selon des critères technologiques et d'emplacement à deux ou plusieurs unités.

Les puissances exigées à chaque transformateur s'obtiennent par divisant la puissance exigée nécessaire totale au nombre des transformateurs; aux valeurs résultées on applique les coefficients de correction  $k_{ra}$  et  $k_{rr}$ . En ce qui concerne la puissance exigée sur la partie à tension moyenne du transformateur, celle-ci s'obtient par la somme des puissances nécessaires et des pertes de puissance du transformateur. On y distingue deux cas:

- le poste de transformation est prévu avec une seule unité

$$\begin{cases} P_{ctMT} = P_{ct} + \Delta P_T \\ Q_{ctMT} = Q_{ct} + \Delta Q_T \end{cases} \quad (3.67.)$$

- le poste de transformation est prévu avec plusieurs unités

$$\begin{cases} P_{ctMT}^* = k_{sa} (P_{ct}^* + \Delta P_T) \text{ [kW]} \\ Q_{ctMT}^* = k_{sr} (Q_{ct}^* + \Delta Q_T) \text{ [kVAR]} \end{cases} \quad (3.68.)$$

où:

$\Delta P_T = \Delta P_0 + \beta^2 \Delta P_{cc}$  - sont les pertes de puissance active du transformateur, [KW];

$\Delta Q_T = \Delta Q_0 + \beta^2 \Delta Q_{cc}$  - les pertes de puissance réactive du transformateur, [KVAR];

$\Delta P_0, \Delta P_{cc}$  - les pertes de puissance active à vide et en court circuit du transformateur, [KW];

$\Delta Q_0 = \frac{I_0 \%}{100} S_{nSTAS}$  - les pertes de puissance réactive à vide du transformateur, [KVAR];

$I_0 \%$  - la valeur en pourcentages du courant à vide;

$\Delta Q_{cc} = \frac{u_{ccr} \%}{100} S_{nSTAS}$  - les pertes de puissance réactive au fonctionnement en court circuit du transformateur, [KVAR];

$u_{cc,r} \% = \sqrt{(u_{cc} \%)^2 - (u_{cc,a} \%)^2}$  - la perte de tension réactive à court circuit;

$u_{cc} \%$  - les pertes de tension à court circuit;

$u_{cc,a} \% = \frac{P_{cc}}{S_{nSTAS}} 100$  - les pertes de tension active à court circuit;

$\beta = \frac{S_{ct}^*}{S_{nSTAS}}$  - le facteur de charge du transformateur;

$k_{sa}, k_{rs}$  - les coefficients de simultanéité des puissances active et réactive, qui ont en vue la simultanéité du fonctionnement de toutes les unités du poste de transformation.

Si les transformateurs travaillent au facteur de puissance neutre ( $\cos \varphi_n$ ), qui résulte comme conséquence de la compensation de la puissance réactive  $Q_{ct}$ , par l'injection dans le réseau d'une puissance  $Q_c$  (fournie par les batteries des condensateurs), alors dans les relations 3.67., 3.68. on va opérer avec la puissance réactive:

$$Q_{ct}' = Q_{ct}^* - Q_0 \quad (3.69.)$$

**b) La détermination de la puissance des transformateurs quand on connaît les puissances demandées et les courbes de charge**

Les courbes de charges sont échelonnées ce qui dénote que pour un certain temps les transformateurs sont sous chargés et pour les utiliser au maximum, dans des conditions thermiques naturelles, une surcharge s'impose dans les périodes de crête de la charge.

Les surcharges quotidiennes peuvent être déterminées sur la base de la règle des trois pourcentages conformément à laquelle: pour chaque 10% de réduction du coefficient d'utilisation de la courbe de charge quotidienne par rapport à 100%, on admet une surcharge de 3% supérieure à la puissance nominale du transformateur ( $P_{nT}$ ) pendant la surcharge:

$$\Delta P_{\alpha_3} = \alpha_3 P_{nT} = 3 \frac{1 - k_u}{10} P_{nT} \quad (3.70.)$$

Les surcharges admissibles dues aux non uniformités de la courbe de charge annuelle sont déterminées à l'aide de la règle de « p » pourcentages conformément à laquelle: pour chaque « p » pourcentages de sous charge en été, en rapport avec la puissance nominale du transformateur, on admet en temps d'hiver la même surcharge de « p » pourcentages, mais toujours inférieure à 15%.

Donc:  $\Delta P_{\alpha_p} = \alpha_p P_{nT} = \frac{P_{nT} - P_{\max v}}{P_{nT}} P_{nT}$  (3.71.)

Dans ces conditions, la surcharge totale du transformateur sera:

$$\Delta P_{\alpha} = \Delta P_{\alpha_p} + \Delta P_{\alpha_3} \Rightarrow \alpha = \alpha_p + \alpha_3 \text{ avec } \Delta P_{\alpha} = \alpha P_{nT} \quad (3.72.)$$

ce qui conduit à la relation suivante entre la puissance maximale demandée ( $P_{\max i}$ ) et la puissance totale qui peut être fournie par le transformateur:

$$P_{\max i} \leq P_{nT} + \alpha P_{nT} \quad (3.73.)$$

où

$$P_{nT} \geq \frac{P_{\max i} + P_{\max v}}{2 + 3 \frac{1 - k_u}{10}} \quad (3.74.)$$

On choisit, par catalogue, une ou plusieurs unités dont les puissances apparentes ( $S_{nT}$ ) satisfont la relation:

$$S_{nT} \leq S_{nSTAS} \text{ avec } S_{nT} = \frac{P_{nT}}{\cos \varphi_{cm}} \quad (3.75.)$$

Si le milieu réfrigérant a une température ( $\theta_m^*$ ) différente de la température normalisée ( $\theta = +5^\circ\text{C}$ ), le transformateur va avoir une puissance nominale de:

$$P_{nT}^* = P_{nT} + \Delta P_{\alpha\theta} = \alpha_{\theta} P_{nT} \quad (3.76.)$$

où:

$\Delta P_{\alpha\theta} = \frac{5 - \theta_m^*}{100} P_{nT}$  - est la surcharge due aux nouvelles conditions de température et

$\alpha_{\theta} = 1 + \frac{5 - \theta_m^*}{100} P_{nT}$  - le coefficient de surcharge du transformateur dû aux nouvelles conditions de refroidissement.

Ou enfin, ayant en vue la relation 3.74., il résulte finalement que:

$$P_{nT} \geq \frac{P_{\max i} + P_{\max v}}{(2 + 3 \frac{1 - k_u}{10}) \alpha_{\theta}} \quad (3.77.)$$

et par l'application de la relation 3.75 on adopte  $S_{nSTAS}$ .

Pour ce qui est du coefficient de surcharge  $\alpha_p$ , dans les nouvelles conditions de température, il sera:

$$\alpha_p = \frac{P_{nT}^* - P_{\max v}}{P_{nT}^*} = \frac{\alpha_{\theta} P_{nT} - P_{\max v}}{\alpha_{\theta} P_{nT}} \quad (3.78.)$$

Si  $\alpha_{ss}$  est la capacité totale de surcharge du transformateur, alors entre sa puissance nominale et la puissance maximale demandée, il y a les relations:

$$\begin{cases} P_{\max i} \leq P_{nT}^* + \alpha_3 P_{nT}^* + \alpha_p P_{nT}^* \\ P_{\max i} \leq (1 - \alpha_{ss}) P_{nT} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} P_{vT} \geq \frac{P_{\max i}}{(1 + \alpha_3 + \alpha_p) \alpha_\theta} \\ P_{nT} \geq \frac{P_{\max i}}{1 + \alpha_{ss}} \end{cases} \quad (3.79.)$$

qui conduisent à l'expression:

$$\alpha_{ss} = (1 + \alpha_3 + \alpha_p) \alpha_\theta - 1 \quad (3.80.)$$

avec cette observation près que:

$\alpha_{ss} \% \leq 30\%$  - sont des transformateurs montés à l'extérieur;

$\alpha_{ss} \% \leq 20\%$  - sont des transformateurs montés à l'intérieur.

La grandeur  $\alpha_p$  se détermine après le choix du transformateur et il faut mentionner que l'on opère avec sa puissance active standardisée ( $P_{nSTAS} = S_{nSTAS} \cos \varphi_{CP}$ ).

Lorsqu'on utilise des installations de compensation du facteur de puissance, dans la relation 3.75. on opère avec la valeur «  $\cos \varphi_n$  » qui correspond à la nouvelle situation.

Les puissances demandées à moyenne tension sont les grandeurs déterminées avec la relation 3.67., quel que soit le nombre des unités du poste de transformation.

*c) La détermination du nombre de transformateurs du poste de transformation*

Le nombre des unités d'un poste de transformation dépend du degré de sécurité en alimentation avec de l'énergie électrique du consommateur et de ce point de vue il y a plusieurs situations:

- Les récepteurs raccordés au poste de transformation sont de première catégorie ou leur puissance dépasse 50% de l'unité totale du poste. Dans ce cas on adopte deux transformateurs, chacun de puissance égale avec la charge totale, ou trois transformateurs de puissance égale, deux d'entre eux ayant la somme des puissances égale avec la charge totale des récepteurs de première catégorie. Dans les deux situations, l'un des transformateurs est tenu en réserve chaude (connecté à une tension moyenne et fonctionnant à vide);

- La puissance des récepteurs de la première catégorie ne dépasse pas 50% de la charge totale du poste. On installe dans le poste deux transformateurs ayant la somme des puissances égale à la charge totale, la puissance de chaque transformateur étant égale au moins à la puissance demandée par les récepteurs de première catégorie;

• Les récepteurs sont de seconde catégorie ou de troisième catégorie, situation dans laquelle les transformateurs vont avoir la puissance égale avec la charge totale demandée.

Du point de vue du fonctionnement en parallèle des transformateurs, au choix du nombre des unités du poste, on a besoin d'avoir en vue les situations suivantes:

- à la sortie du fonctionnement de l'un des postes à plusieurs transformateurs, les autres doivent être capables d'assumer toute la charge, éventuellement au débranchement de quelques catégories de récepteurs;

- les transformateurs choisis seulement sur la base des puissances demandées, doivent travailler normalement à une charge de 70...80% de la charge nominale, pour pouvoir assumer les surcharges et, éventuellement, pour permettre au consommateur de petites expansions;

- le fonctionnement en parallèle des transformateurs doit conduire aux pertes de puissance active totale minimale dans le transformateur ( $\Delta P_T$ ), ce qui suppose la connexion/déconnexion des unités conformément au graphique  $\Delta P_T = f(S)$ , où « S » - est la charge véhiculée par le poste.

En ce qui concerne les récepteurs de catégorie 0, on les alimentera aux postes de transformation prévus à une réserve égale à la puissance demandée. Dans toutes les autres situations, s'il est possible, de recommander l'utilisation d'un nombre plus petit de transformateurs et de puissance plus grande.

Après l'établissement de la puissance et du nombre des unités du poste de transformation on détermine:

- le coefficient d'utilisation de la puissance installée des transformateurs, donné par le rapport entre la puissance moyenne et la puissance totale installée dans le poste, en incluant la réserve:

$$k_{uT} = \frac{P_m}{P_{nSTAS}} \quad (3.81.)$$

- le coefficient de charge de la puissance installée défini comme le rapport entre la puissance totale installée (en incluant la réserve) et la puissance maximale d'hiver:

$$k_r = \frac{P_{nSTAS}}{P_{\max i}} \quad (3.82.)$$

ce qui conduit à la fin à une nouvelle expression du coefficient de remplissage du graphique quotidien de charge:

$$k_u = k_{uT} k_r \quad (3.83.)$$

