
7. La compensation de l'énergie réactive

7. LA COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

La compensation de l'énergie réactive est un élément important pour réduire la facture d'énergie et améliorer la qualité du réseau électrique.

7.1. L'énergie réactive

Il est important de bien définir l'énergie réactive, sa provenance et ses effets dans les réseaux électriques.

7.1.1. Nature des énergies active et réactive, puissance apparente

Tout système électrique (câble, ligne, transformateur, moteur, éclairage, ...) utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive.

■ l'énergie active consommée (kWh)

Elle résulte de l'utilisation de puissance active P (kW) essentiellement par les récepteurs.

Elle se transforme intégralement en énergie mécanique, thermique ou lumineuse.

■ l'énergie réactive consommée (kvarh)

Elle sert à la magnétisation des circuits magnétiques des machines (transformateurs et moteurs). De plus, les lignes et les câbles consomment ou produisent de la puissance réactive suivant leur charge.

Elle correspond à la puissance réactive Q (kvar) des récepteurs.

■ la puissance apparente (kVA)

Elle permet de déterminer la valeur du courant absorbé par un récepteur.

7.1.2. Composantes active et réactive du courant

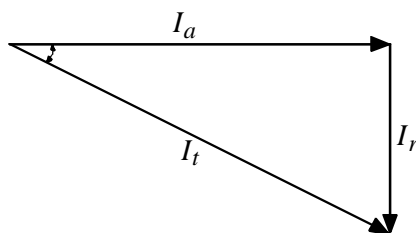
A chacune de ces énergies active et réactive correspond un courant.

Le courant actif (I_a) est en phase avec la tension du réseau.

Le courant réactif (I_r) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, en arrière (récepteur inductif) ou en avant (récepteur capacitif).

Le courant apparent (I_t) (total) est le courant résultant qui parcourt le câble électrique depuis la source jusqu'au récepteur. Ce courant est déphasé d'un angle j par rapport au courant actif (ou par rapport à la tension).

Pour un courant ne comportant pas de composantes harmoniques (voir § 8), ces courants se composent vectoriellement en valeurs efficaces comme indiqué sur la figure 7-1.



I_t : courant apparent

I_a : courant actif

I_r : courant réactif

j : déphasage entre le courant apparent et le courant actif (égal au déphasage entre le courant apparent et la tension)

Figure 7-1 : composition vectorielle des courants actif, réactif et apparent

Les courants actif, réactif, apparent et le déphasage sont liés par les relations suivantes :

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}$$

$$I_a = I_t \cos j$$

$$I_r = I_t \sin j$$

Dans le cas d'absence d'harmoniques $\cos j$ est égal au facteur de puissance.

7.1.3. Composantes active et réactive de la puissance

Pour des courants et des tensions ne comportant pas de composantes harmoniques (voir § 8), le diagramme précédent établi pour les courants est aussi valable pour les puissances ; il suffit de multiplier chaque courant par la tension du réseau.

On définit ainsi, pour un circuit monophasé :

La puissance active

$$P = VI \cos \mathbf{j} \quad (\text{en } W \text{ ou } kW)$$

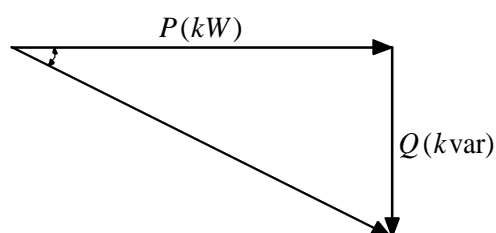
La puissance réactive

$$Q = VI \sin \mathbf{j} \quad (\text{en var ou kvar})$$

La puissance apparente

$$S = VI \quad (\text{en VA ou kVA})$$

Ces puissances se composent vectoriellement comme indiqué sur la figure 7-2.



S : puissance apparente

P : puissance active

Q : puissance réactive

\mathbf{j} : déphasage entre la puissance apparente et la puissance active (égal au déphasage entre le courant et la tension)

Figure 7-2 : composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente

Dans le cas d'absence d'harmoniques, les expressions des puissances active, réactive et apparente sont les suivantes :

$$\begin{aligned} P &= VI \cos \mathbf{j} \\ Q &= VI \sin \mathbf{j} \\ S &= VI \end{aligned}$$

d'où $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Dans ce cas $\cos \mathbf{j} = \frac{P}{S}$ est appelé facteur de puissance.

7.1.4. Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini par le rapport suivant :

$$F = \frac{P}{S} = \frac{\text{puissance active (kW)}}{\text{puissance apparente (kVA)}}$$

En l'absence d'harmoniques, le facteur de puissance est égal à $\cos \mathbf{j}$.

Par contre, en présence d'harmoniques ces deux valeurs peuvent être très différentes :

$$F = F_d \cos \mathbf{j} \quad (\text{voir } \S 8.1.2)$$

F_d : facteur de déformation

Par exemple, pour un variateur de vitesse (générateur de courants harmoniques de valeur importante) :

$$\begin{aligned} F &= 0,54 \\ \cos \mathbf{j} &= 0,85 \end{aligned}$$

Le $\cos \mathbf{j}$ (et donc le facteur de puissance) est d'autant meilleur qu'il est proche de 1. Nous allons voir qu'augmenter le $\cos \mathbf{j}$ optimise le fonctionnement du réseau électrique.

7.1.5. la valeur $tg \mathbf{j}$

On utilise souvent $tg \mathbf{j}$ au lieu de $\cos \mathbf{j}$.

En l'absence d'harmoniques, l'expression de $tg \mathbf{j}$ est la suivante :

$$tg \mathbf{j} = \frac{Q}{P} = \frac{\text{puissance réactive (kvar)}}{\text{puissance active (kW)}}$$

Et l'on a la relation :

$$\cos j = \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg} j^2}}$$

7.1.6. Facteur de puissance et $\cos \varphi$ en présence d'harmoniques

Comme indiqué dans le paragraphe 8.1.2., en présence d'harmoniques, les définitions sont les suivantes :

$$F = \frac{P}{S}$$

P : puissance active totale (y compris les harmoniques)

S : puissance apparente totale (y compris les harmoniques)

$$\cos \mathbf{j} = \frac{P_1}{S_1}$$

P_1 : puissance active de la composante fondamentale

S_1 : puissance apparente de la composante fondamentale

\mathbf{j} : déphasage entre les composantes fondamentales de courant et de tension

On écrit souvent $\cos \mathbf{j}_1$ afin de préciser que le déphasage ne s'applique qu'aux composantes fondamentales.

L'installation de condensateurs permet de compenser l'énergie réactive de la composante fondamentale et d'obtenir un $\cos \mathbf{j}$ à peu près égal à 1.

Par contre, il n'est pas possible de compenser par des condensateurs l'énergie réactive due aux harmoniques. Il en résulte qu'en présence d'harmoniques, il est impossible d'obtenir un facteur de puissance égal à 1 en installant des condensateurs. Pour obtenir un facteur de puissance égal à 1, il faut éliminer les courants harmoniques par un filtre actif (voir § 8.4.5).

Cependant, il faut noter que le distributeur d'énergie ne fait payer au client que l'énergie réactive due à la composante fondamentale. Il faudra donc calculer $\cos \mathbf{j}_1$ (et non F) pour déterminer la puissance réactive des condensateurs qu'il faut installer pour réduire ou supprimer la facture d'énergie réactive.

7.1.7. Circulation de l'énergie réactive

La circulation de l'énergie réactive a des influences importantes sur le choix des matériels et le fonctionnement des réseaux. Elle a, par conséquent, des incidences économiques.

En effet, pour une même puissance active P utilisée, la figure 7-3 montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente ($S_2 > S_1$) que le $\cos j$ est faible, c'est-à-dire que l'angle j est élevé.

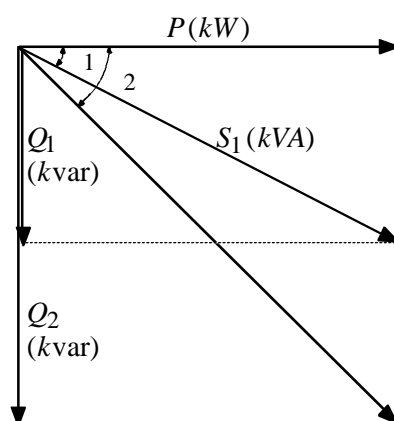


Figure 7-3 : influence du $\cos j$ sur la valeur de la puissance apparente

De façon identique (voir fig. 7-4), pour un même courant actif utilisé I_a (pour une tension constante U du réseau), il faut fournir d'autant plus de courant apparent ($I_2 > I_1$) que le $\cos j$ est faible (l'angle j élevé).

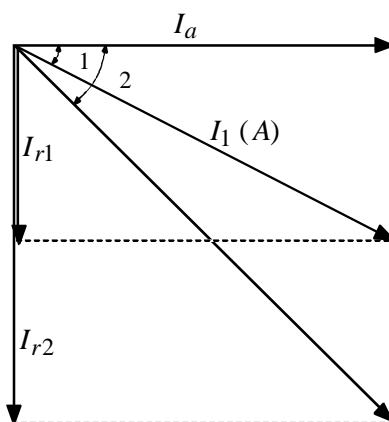


Figure 7-4 : influence du $\cos j$ sur la valeur du courant apparent

Ainsi, en raison de l'augmentation du courant apparent, la circulation d'énergie réactive provoque :

- des surcharges et des échauffements supplémentaires dans les transformateurs et les câbles qui ont pour conséquence des pertes d'énergie active
- des chutes de tension.

Les conséquences de la circulation d'énergie réactive conduisent donc à surdimensionner les équipements électriques du réseau.

Pour éviter la circulation de cette énergie réactive dans le réseau, il faut la produire au plus près des consommateurs.

De façon pratique, on installe des condensateurs qui fournissent l'énergie réactive demandée par les matériels inductifs (voir tableau 7-1).

Ainsi, cette énergie réactive ne circule qu'entre les condensateurs et les consommateurs d'énergie réactive. Il est alors évident que plus les condensateurs seront proches des consommateurs, moins les conséquences de la circulation d'énergie réactives seront importantes.

Pour éviter les conséquences d'une circulation d'énergie importante sur leur réseau, les distributeurs facturent généralement l'énergie réactive au-delà d'un certain seuil ; cela incite les utilisateurs à compenser l'énergie réactive qu'ils consomment.

7.1.8. Energie réactive et éléments du réseau

■ les machines synchrones

Ce sont les alternateurs et les moteurs synchrones. En agissant sur le courant d'excitation, on fait varier la puissance réactive de la machine. Pour un fort courant d'excitation, la machine fournit de la puissance réactive ($Q > 0$) et pour un faible courant d'excitation, elle absorbe de la puissance réactive ($Q < 0$) (voir § 4.2.1.1.). Les machines synchrones peuvent donc fournir une partie de la puissance réactive demandée (voir § 12.2.8).

■ les machines asynchrones

Ce sont les moteurs (voir § 3.3.1.) et les génératrices asynchrones (voir § 4.3.). Elles absorbent de l'énergie réactive, avec un $\cos \phi$ d'autant plus bas que la charge est faible (voir tableau 7-1).

■ les lignes et les câbles

Les caractéristiques L et C des lignes et des câbles sont telles que ces éléments sont consommateurs ou producteurs d'énergie réactive selon leur charge.

Pour une liaison triphasée :

$$Q = 3(C\omega V^2 - L\omega I^2)$$

C : capacité de la liaison

L : inductance de la liaison

V : tension simple

I : courant véhiculé par la liaison

De façon pratique :

- les lignes consomment de la puissance réactive
- les câbles MT produisent de la puissance réactive à faible charge et en consomment à forte charge
- les câbles BT consomment de la puissance réactive.

■ les transformateurs

Un transformateur consomme une puissance réactive qui peut être déterminée approximativement en ajoutant :

- une partie fixe qui dépend du courant magnétisant à vide I_0 :

$$Q_0 = \sqrt{3} U_n I_0$$

- une partie approximativement proportionnelle au carré de la puissance apparente qu'il transite :

$$Q \cong U_{cc} \frac{S^2}{S_n}$$

U_{cc} : tension de court-circuit du transformateur en p.u.

S : puissance apparente transitée par le transformateur

S_n : puissance apparente nominale du transformateur

U_n : tension composée nominale

La puissance réactive totale consommée par le transformateur est :

$$Q_t = Q_0 + Q$$

■ les inductances

Elles consomment de la puissance réactive ; elles sont utilisées par exemple pour stabiliser l'arc des lampes fluorescentes ou des fours.

■ les condensateurs

Ils fournissent de la puissance réactive avec un très bon rendement, c'est pourquoi ils sont utilisés pour cette application.

■ les autres récepteurs

Le tableau 7-1 donne les $\cos j$ et $tg j$ des récepteurs les plus courants.

Appareil	$\cos j$	$tg j$
Moteur asynchrone ordinaire chargé à		
0 %	0,17	5,80
25 %	0,55	1,52
50 %	0,73	0,94
75 %	0,80	0,75
100 %	0,85	0,62
Variateurs de vitesse électroniques pour moteurs asynchrones (de puissance inférieure à 300 kW) quelle que soit la charge	≈ 0,85	≈ 0,62
Lampes à incandescence	≈ 1	≈ 0
Lampes fluorescentes non compensées	≈ 0,5	≈ 1,73
lampes fluorescentes compensées (0,93)	0,93	0,39
Lampes à décharge non compensées	0,4 à 0,6	2,29 à 1,33
Fours à résistance	≈ 1	≈ 0
Fours à induction avec compensation intégrée	≈ 0,85	≈ 0,62
Machines à souder à résistance	0,3 à 0,8	0,75 à 3,18
Postes statiques monophasés de soudage à l'arc	≈ 0,5	1,73
Groupes rotatifs de soudage à l'arc	0,7 à 0,9	1,02 à 0,48
Transformateurs-redresseurs de soudage à l'arc	0,7 à 0,8	1,02 à 0,75
Fours à arc	0,7 à 0,8	0,75 à 1,02

Tableau 7-1 : $\cos j$ et $tg j$ des récepteurs les plus courants

7.2. Intérêts de la compensation d'énergie réactive

■ suppression de la facturation des consommations excessives d'énergie réactive

Pour les gros consommateurs, l'énergie réactive est facturée au-delà d'un seuil pendant certaines périodes.

En France, l'énergie réactive est facturée pour les clients possédant un contrat "tarif vert" (puissance apparente > 250 kVA).

EDF fournit gratuitement l'énergie réactive :

- jusqu'à concurrence de 40 % de l'énergie active consommée ($tg\mathbf{j} = 0,4$) pendant les heures de pointe en décembre, janvier, février et les heures pleines de novembre, décembre, janvier, février et mars (de 6 h à 22 h)
- sans limitation pendant les heures creuses (de 22 h à 6 h) de novembre, décembre, janvier, février et mars et pendant la totalité des heures d'avril à octobre.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive consommée au-delà de $tg\mathbf{j} = 0,4$ est facturée mensuellement au tarif mentionné dans les barèmes de prix en vigueur (10 à 13 centimes / kvarh en 1997).

La quantité d'énergie réactive facturée W_f est égale à :

$$W_f = W_r - W_{gr} = W_a (tg\mathbf{j} - 0,4)$$

W_r (kvarh) : énergie réactive consommée mensuellement pendant la période soumise à limitation

W_a (kWh) : énergie active consommée mensuellement pendant la période soumise à limitation

$W_{gr} = 0,4 W_a$: quantité d'énergie réactive livrée gratuitement

La compensation d'énergie réactive permet d'obtenir $tg\mathbf{j} \leq 0,4$ et ainsi de supprimer les coûts de l'énergie réactive.

■ réduction de la puissance souscrite en kVA

Pour les petits consommateurs, le distributeur facture "une prime fixe" qui dépend de la puissance apparente souscrite. Au delà de cette puissance le consommateur paye des pénalités.

La compensation d'énergie réactive permet de réduire la prime fixe en diminuant la puissance apparente souscrite.

En France, la prime fixe sur la puissance apparente est payée par les clients possédant un contrat "tarif jaune" (puissance apparente comprise entre 36 et 250 kVA).

■ diminution des pertes dans les conducteurs à puissance active constante

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carré du courant transporté (perte = RI^2) et diminuent au fur et à mesure que le $\cos j$ augmente.

En effet, supposons qu'un conducteur transporte une puissance apparente S , avec :

$$\begin{aligned} S &= VI \\ P &= S \cos j \\ Q &= S \sin j \end{aligned}$$

Si on compense, à puissance active constante, de façon à obtenir une puissance apparente S' , avec :

$$\begin{aligned} S' &= VI' \\ P' &= P = S' \cos j' \\ Q' &= S' \sin j' \end{aligned}$$

On a alors :

$$S^2 = P^2 + Q^2 = P'^2 + Q'^2 = S'^2 \cos^2 j' + S^2 \sin^2 j$$

$$\text{d'où } \frac{S'^2}{S^2} = \frac{1 - \sin^2 j}{\cos^2 j'} = \frac{\cos^2 j}{\cos^2 j'}$$

$$\text{or } \frac{S'^2}{S^2} = \frac{I'^2}{I^2}$$

$$\text{d'où } \boxed{\frac{RI'^2}{RI^2} = \frac{\cos^2 j}{\cos^2 j'}}$$

Les pertes sont donc inversement proportionnelles à $\cos^2 j$.

□ exemple

Reprenons l'exemple du paragraphe 6.2.9., figure 6-17 pour la canalisation C1 dont les caractéristiques sont les suivantes :

$$\ell = 1200 \text{ m}$$

$$I = 66 \text{ A}$$

$$\cos j = 0,6$$

$$S = 70 \text{ mm}^2 \text{ en aluminium}$$

$$U_n = 5,5 \text{ kV}$$

La résistance du conducteur est :

$$R = \frac{r \ell}{S} = \frac{0,036 \times 1\,200}{70} = 0,62 \, \Omega$$

r : résistivité de l'aluminium prise égale à 1,25 fois celle à 20 °C, en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

Les pertes par effet Joule sont donc :

$$W = 3 R I^2 = 8,1 \, \text{kW}$$

Pour une durée de fonctionnement annuel de 7 000 h et un coût moyen du kWh de 0,4 F, le coût annuel des pertes Joule est :

$$C = 8,1 \times 7\,000 \times 0,4 = 22\,680 \, \text{F/an}$$

Supposons que la compensation permette d'obtenir $\cos j' = 0,95$, on a alors :

$$\frac{R I'^2}{R I^2} = \frac{\cos^2 j}{\cos^2 j'} = 0,40$$

L'installation des condensateurs permet donc un gain sur les pertes Joule de 60 %, ce qui représente une économie annuelle $\Delta C = 22\,680 \times 0,6 = 13\,608 \, \text{F/an}$.

■ augmentation de la puissance active transportée à courant apparent constant

La mise en place de batteries de condensateurs en aval d'un câble (ou au secondaire d'un transformateur) dont la charge a un faible $\cos j$, permet de transporter une puissance active supérieure pour un même courant apparent dans les conducteurs (ou le transformateur).

En effet, supposons qu'un câble (ou un transformateur) transporte une puissance active P , avec :

$$P = \sqrt{3} U_n I \cos j$$

Si on compense de façon à obtenir $\cos j'$, à courant apparent constant (I constant), on pourra transporter une puissance active :

$$P' = \sqrt{3} U_n I \cos j'$$

d'où

$$\boxed{\frac{P'}{P} = \frac{\cos j'}{\cos j}}$$

Pour un même courant apparent, la puissance active qui peut être transportée est donc proportionnelle à $\cos j$.

□ exemple

Reprenons l'exemple du paragraphe 6.2.9., figure 6-17 pour la canalisation C1 dont les caractéristiques sont les suivantes :

$$I = 66 \text{ A}$$

$$\cos \mathbf{j} = 0,6$$

$$U_n = 5,5 \text{ kV}$$

On en déduit $P = \sqrt{3} \times 5\,500 \times 66 \times 0,6 = 377 \text{ kW}$

Supposons que la compensation permette d'obtenir $\cos \mathbf{j}' = 0,95$, on a alors :

$$\frac{P'}{P} = \frac{0,95}{0,6} = 1,58$$

d'où

$P' = 596 \text{ kW}$

L'installation des condensateurs permet donc de transporter une puissance active supérieure de 58 % pour un même courant apparent.

■ diminution de la chute de tension

La chute de tension relative dans un câble ou un transformateur triphasé s'exprime de la façon suivante :

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{R P + X Q}{3 V_n^2}$$

R : résistance des conducteurs ou du transformateur

X : réactance du câble ou du transformateur

P : puissance active de la charge

Q : puissance réactive de la charge

V_n : tension simple nominale

La compensation aux bornes de la charge diminue la valeur de Q et donc la chute de tension.

Le gain est important lorsque $X \geq R$, c'est-à-dire pour les transformateurs ($X > 3R$) et les câbles de forte section ($\geq 240 \text{ mm}^2$ cuivre, $\geq 350 \text{ mm}^2$ aluminium).

□ **exemple**

Considérons un transformateur 20 kV/400 V de puissance nominale $S_n = 1000 \text{ kVA}$ dont la charge a les caractéristiques suivantes :

$$S = 1000 \text{ kVA}$$

$$\cos \mathbf{j} = 0,8 \quad (\sin \mathbf{j} = 0,6)$$

d'où

$$S \quad \mathbf{j} \quad 800 \text{ kW}$$

$$S \quad \mathbf{j} \quad 600 \text{ kvar}$$

4-10 du *Guide des protections* :

$$U_{cc} = 5 \%$$

$$R = 2,03 \text{ m}\Omega$$

$$X = 8,16 \text{ m}\Omega$$

On en déduit la chute de tension à travers le transformateur :

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{R P + X Q}{3 V_n^2} = \frac{2,03 \times 800 + 8,16 \times 600}{3 \times (230)^2} = 4,1 \%$$

Supposons que la compensation permette d'obtenir $\cos \mathbf{j}' = 0,99$ ($\text{tg} \mathbf{j}' = 0,14$) , on a alors :

$$P = 800 \text{ kW}$$

$$Q = P \text{ tg} \mathbf{j}' = 800 \times 0,14 = 112 \text{ kvar}$$

d'où

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{2,03 \times 800 + 8,16 \times 112}{3 \times (230)^2} = 1,6 \%$$

L'installation de condensateurs permet donc de réduire la chute de tension à travers le transformateur de 4,1 % à 1,6 %.

7.3. Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos j$

Il s'agit de déterminer la puissance réactive à installer pour obtenir le $\cos j$ désiré.

Supposons qu'en un point du réseau de puissance active P et réactive Q , on désire améliorer $\cos j$ pour obtenir $\cos j'$, ou passer de $\operatorname{tg} j$ à $\operatorname{tg} j'$.

On installe des condensateurs de puissance réactive Q_C , on a alors :

$$\operatorname{tg} j = \frac{Q}{P}$$

$$\operatorname{tg} j' = \frac{Q'}{P}$$

$$Q' = Q - Q_C$$

On en déduit

$$Q_C = P(\operatorname{tg} j - \operatorname{tg} j')$$

La figure 7-5 illustre graphiquement la variation de j en fonction de Q_C .

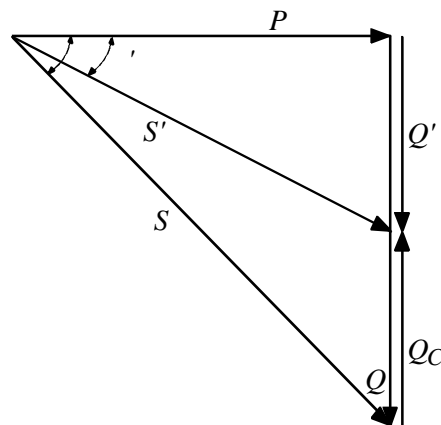


Figure 7-5 : variation de j en fonction de la puissance réactive des condensateurs Q_C

7.4. Matériel de compensation d'énergie réactive

La compensation peut être réalisée avec deux familles de produits :

- les condensateurs de valeurs fixes ou batterie fixe
- les batteries de condensateurs en gradins avec régulateur (ou batteries automatiques) qui permettent d'ajuster la compensation aux variations de consommation de l'installation.

■ batteries fixes

La batterie de condensateurs a une puissance constante.

Elles sont utilisés de préférence :

- aux bornes des récepteurs
- sur les jeux de barres dont la fluctuation de charge est faible.

■ batteries de condensateurs en gradins avec régulation automatique

Ce type d'équipement permet d'ajuster la puissance réactive fournie aux variations de consommation, et ainsi de maintenir le $\cos j$ à la valeur désirée.

Il s'utilise dans les cas où la puissance réactive consommée est forte vis-à-vis de la puissance du transformateur et varie dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- aux bornes des tableaux généraux BT
- sur les départs de puissance importante.

■ principe et intérêt de la compensation automatique

Les batteries de condensateurs sont divisées en gradins (voir fig. 7-6). La valeur du $\cos j$ est détectée par un relais varmétrique qui commande automatiquement l'enclenchement et le déclenchement des gradins en fonction de la charge et du $\cos j$ désiré.

Le transformateur de courant doit être placé en amont des récepteurs et des batteries de condensateurs.

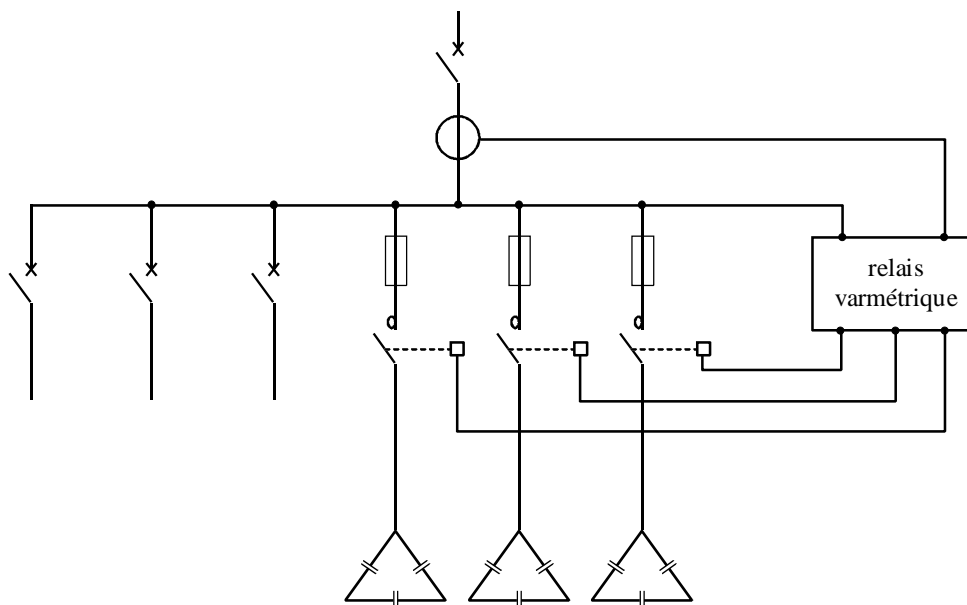


Figure 7-6 : principe de la compensation automatique d'une installation

La surcompensation est néfaste car elle augmente anormalement la tension de service.

La compensation automatique permet donc d'éviter les surtensions permanentes résultant d'une surcompensation lorsque le réseau est peu chargé.

On maintient ainsi une tension de service régulière tout en évitant de payer de l'énergie réactive au distributeur en période de forte consommation.

□ règle usuelle en basse tension

Si la puissance des condensateurs (kvar) est inférieure à 15 % de la puissance du transformateur, on choisit une batterie fixe.

Si la puissance des condensateurs (kvar) est supérieure à 15 % de la puissance du transformateur, on choisit une batterie en gradins avec régulation automatique.

7.5. Emplacement des condensateurs

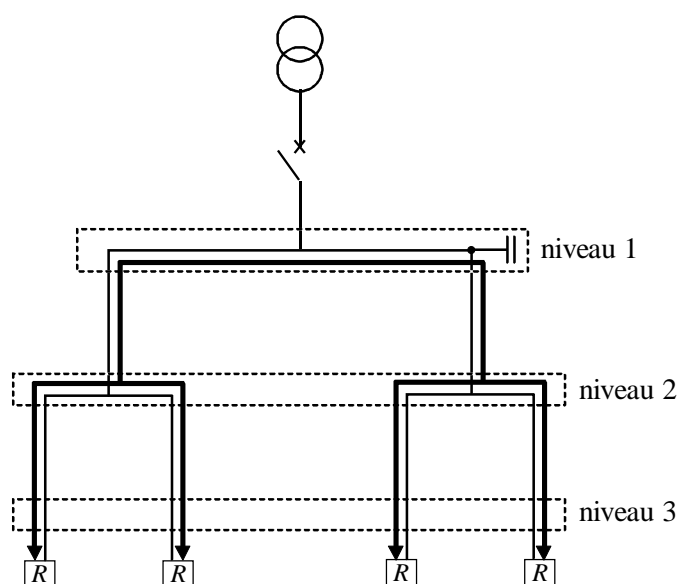
La compensation peut être globale, par secteur ou individuelle. En principe, la compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande.

Ce mode de compensation est très coûteux, on cherchera donc, dans la pratique, un optimum technico-économique.

■ compensation globale

□ principe

La batterie est raccordée en tête d'installation (voir fig. 7-7) et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle reste en service de façon permanente pendant la période de facturation de l'énergie réactive pour un fonctionnement normal du site.



→ : circulation de l'énergie réactive

Figure 7-7 : compensation globale

□ intérêt

Le foisonnement naturel des charges permet un dimensionnement faible de la batterie. Elle est en service en permanence, elle est donc amortie encore plus rapidement.

Ce type de compensation peut, suivant le cas :

- supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple du tarif vert en France)
- diminuer la puissance apparente en l'ajustant au besoin en puissance active de l'installation (exemple : tarif jaune en France)
- augmenter la puissance active disponible du transformateur de livraison.

□ remarques

- le courant réactif circule dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs
- les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations situés en aval de la batterie ne sont pas diminuées.

□ utilisation

Lorsque la charge est régulière, une compensation globale convient.

■ compensation par secteur

□ principe

La batterie est raccordée au tableau de distribution (voir fig. 7-8) et fournit l'énergie réactive demandée par un secteur de l'installation.

Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les canalisations alimentant chaque secteur.

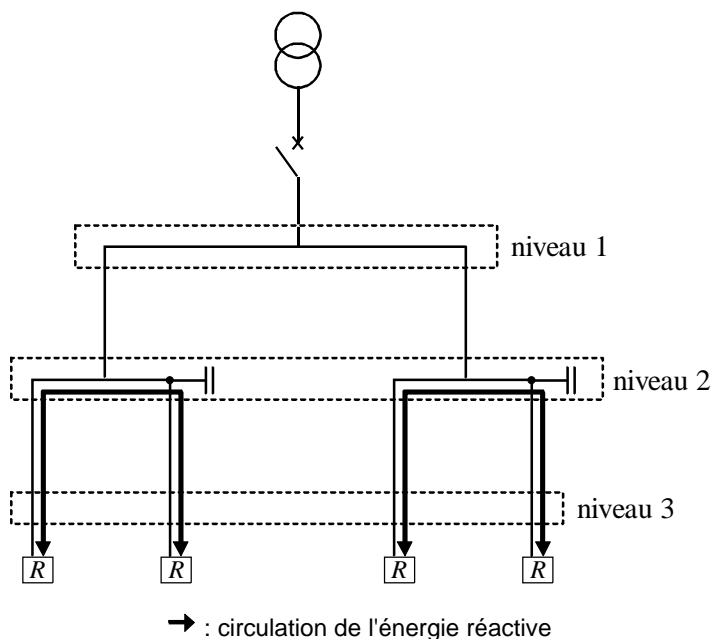


Figure 7-8 : compensation par secteur

□ intérêt

Ce type de compensation :

- supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert en France)
- optimise une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre les niveaux 1 et 2
- augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du secteur compensé.

□ remarques

- le courant réactif circule dans l'installation du niveau 2 jusqu'aux récepteurs
- les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations reliant le niveau 2 au niveau 1 sont diminuées
- il y a un risque de surcompensation en cas de variations importantes de la charge (ce risque peut être éliminé par l'installation de batteries en gradins).

□ utilisation

Une compensation par secteur est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des secteurs à forte consommation d'énergie réactive.

■ compensation individuelle

□ principe

La batterie est raccordée directement aux bornes du récepteur (voir fig. 7-9).

La compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance du transformateur.

Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins.

Un complément en tête de l'installation peut être nécessaire au niveau du transformateur.

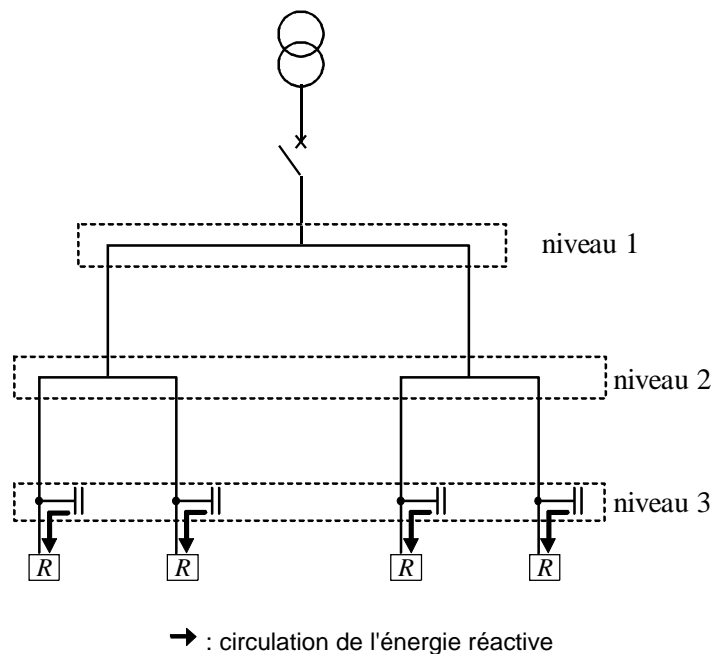


Figure 7-9 : compensation individuelle

□ intérêt

Ce type de compensation :

- supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert en France)
- augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du récepteur
- réduit les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations entre le niveau 3 et le niveau 1.

remarques

Le courant réactif n'est plus véhiculé dans les canalisations de l'installation.

utilisation

Une compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance du transformateur.

C'est le type de compensation qui offre le plus d'avantages mais qui est le plus coûteux.

7.6. Détermination de la puissance de compensation par rapport à la facture d'énergie

La puissance à installer dépend de la consommation d'énergie réactive et de la tarification du distributeur.

Nous allons examiner le cas de la France pour le tarif vert et le tarif jaune.

■ méthode basée sur la suppression des coûts d'énergie réactive en tarif vert

La méthode qui suit permet de calculer la puissance de compensation à installer d'après les factures d'énergie du tarif vert.

Elle détermine la puissance minimum de compensation qui supprime les coûts de l'énergie réactive.

On opère de la façon suivante :

- parmi les factures d'électricité des mois de novembre à mars inclus, choisir la quantité d'énergie réactive maximale durant un mois, par exemple 15 966 kvarh en janvier.
- évaluer la durée de fonctionnement de l'installation pendant ce mois, exemple 10 h x 22 jours = 220 h.

Attention, les heures à prendre en compte sont les heures pleines (HP) et les heures de pointe (P) soit 16 h par jour (6 h à 22 h ou 7 h à 23 h) ; il n'y a pas de facturation d'énergie réactive pendant les heures creuses.

- la valeur de la puissance réactive Q_C nécessaire est :

$$Q_C = \frac{\text{kvarh facturés}}{\text{durée de fonctionnement}}$$

Pour l'exemple considéré, on trouve :

$$Q_C = \frac{15\,966 \text{ kvarh}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kvar}$$

La valeur à retenir est la valeur juste supérieure à la puissance calculée afin de tenir compte des puissances normalisées.

■ méthode basée sur l'abaissement de la puissance souscrite en tarif jaune

Pour les contrats tarif jaune (36 kVA < puissance < 250 kVA en BT), EDF facture une prime fixe qui dépend de la puissance apparente souscrite. Au delà de cette puissance, le consommateur paye des pénalités.

La compensation d'énergie réactive permet donc de réduire la prime fixe en diminuant la puissance apparente (voir fig. 7-5).

Contrairement au tarif vert, l'énergie réactive consommée par un client souscrivant un contrat tarif jaune ne figure pas sur la facture d'électricité.

Pour déterminer la valeur de la puissance réactive à installer, il faut comparer les coûts d'investissements des condensateurs avec les gains sur la prime fixe payée à EDF.

On peut montrer que l'optimum est généralement obtenu pour un $\cos j$ voisin de 0,928 ; soit $tg j$ voisin de 0,4.

En effet, au dessus de cette valeur, l'installation des condensateurs supplémentaires n'est pas rentable (temps de retour trop long). De plus, il faut faire attention de ne pas surcompenser, car cela provoque les mêmes effets que sous-compenser, avec un coût supplémentaire de condensateurs.

La puissance maximale des condensateurs à installer est donc égale à la puissance réactive consommée à la pointe moins 0,4 fois la puissance active correspondante.

La pointe est ici considérée comme étant la puissance apparente maximale autorisée pendant quelques minutes.

La puissance des condensateurs à installer est donc, comme indiqué au paragraphe 7.3. :

$$Q_C = P (tg j - 0,4)$$

P : puissance active à la pointe de consommation

$tg j$: valeur moyenne relevée

□ exemple

Un industriel souscrit un contrat tarif jaune (utilisation longue) d'une puissance S égale à 84 kVA.

La valeur moyenne de $tg j$ relevée est égale à 0,75 ($\cos j = 0,8$).

A la pointe de consommation, la puissance atteinte est voisine de la puissance souscrite.

Cette installation consomme donc à la pointe une puissance active P et une puissance réactive Q , telles que :

$$\begin{aligned} P &= S \times \cos \mathbf{j} \\ &= 84 \times 0,8 = 67,2 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q &= P \times \operatorname{tg} \mathbf{j} \\ &= 67,2 \times 0,75 = 50,4 \text{ kvar} \end{aligned}$$

La valeur de $\operatorname{tg} \mathbf{j}$ est relativement élevée (0,75) ; il est souhaitable de l'améliorer pour diminuer la puissance S à souscrire.

En effet, en réduisant $\operatorname{tg} \mathbf{j}$ à 0,4 ($\cos \mathbf{j} = 0,928$), il est possible de souscrire une puissance $S' < S$, telle que :

$$S' = P / 0,928 = 67,2 / 0,928 = 72 \text{ kVA}$$

Le gain sur la puissance souscrite est alors :

$$84 - 72 = 12 \text{ kVA}$$

Pour un coût unitaire de 335 F le kVA, le gain annuel sur la prime fixe est :

$$12 \times 335 = 4\,020 \text{ F}$$

Pour obtenir $\operatorname{tg} \mathbf{j} = 0,4$, il faut installer une puissance de condensateurs :

$$\begin{aligned} Q_C &= P \times (\operatorname{tg} \mathbf{j} - 0,4) \\ &= 67,2 \times (0,75 - 0,4) = 23,50 \text{ kvar} \end{aligned}$$

On suppose que la puissance réactive minimale consommée par l'installation est supérieure à 23,50 kvar. On peut donc installer une batterie fixe sans risque de surcompensation (la surcompensation a des effets néfastes, voir § 7.4.).

Le coût du kvar installé est alors d'environ 130 F, soit un coût total de compensation de :

$$23,5 \times 200 = 3\,055 \text{ F}$$

Le temps de retour de l'investissement est :

$$\frac{3\,055}{4\,020} = 0,76 \text{ an} \approx 9 \text{ mois}$$

7.7. Compensation aux bornes d'un transformateur pour accroître sa puissance disponible

La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus élevée que le facteur de puissance de sa charge est grand.

Il est par conséquent intéressant, en prévision d'extensions futures, ou au moment même d'une extension, de relever le facteur de puissance pour éviter l'achat d'un nouveau transformateur.

■ exemple

Un transformateur de puissance $S = 630 \text{ kVA}$ alimente une charge de puissance active $P_1 = 450 \text{ kW}$ avec un $\cos \phi$ moyen égal à 0,8.

On détermine :

- la puissance apparente $S_1 = \frac{450}{0,8} = 563 \text{ kVA}$
- la puissance réactive $Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = 338 \text{ kvar}$

L'extension envisagée nécessite une puissance active supplémentaire $P_2 = 100 \text{ kW}$ avec $\cos \phi = 0,7$, on en déduit les caractéristiques de cette puissance supplémentaire :

- puissance apparente $S_2 = \frac{100}{0,7} = 143 \text{ kVA}$
- la puissance réactive $Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 102 \text{ kvar}$

Sans compensation, la puissance apparente aux bornes du transformateur serait :

$$S' = \sqrt{(P_1 + P_2)^2 + (Q_1 + Q_2)^2} = 704 \text{ kvar}$$

Elle est supérieure à la puissance nominale du transformateur

Déterminons la puissance minimale des condensateurs permettant d'éviter le remplacement du transformateur.

La puissance active totale à fournir est :

$$P = P_1 + P_2 = 550 \text{ kW}$$

Pour $P = 550 \text{ kW}$, la puissance réactive maximale que peut fournir le transformateur de 630 kVA est :

$$Q_m = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307 \text{ kvar}$$

La puissance réactive totale à fournir à la charge avant compensation est :

$$Q_1 + Q_2 = 337 + 102 = 440 \text{ kvar}$$

La puissance minimale de la batterie à installer est donc :

$$Q_C = 440 - 307 = 133 \text{ kvar}$$

On obtient alors $\cos \mathbf{j} = \frac{P}{S} = \frac{550}{630} = 0,873$

On pourrait effectuer une compensation totale ($\cos \mathbf{j} = 1$) , ce qui permettrait d'avoir une réserve de puissance de $630 - 550 = 80 \text{ kW}$; la batterie de condensateurs à installer serait alors de 439 kvar. On constate que la compensation totale demanderait une installation importante de condensateurs pour un faible gain sur la puissance active disponible.

Le diagramme des puissances de la figure 7-10 illustre les calculs effectués.

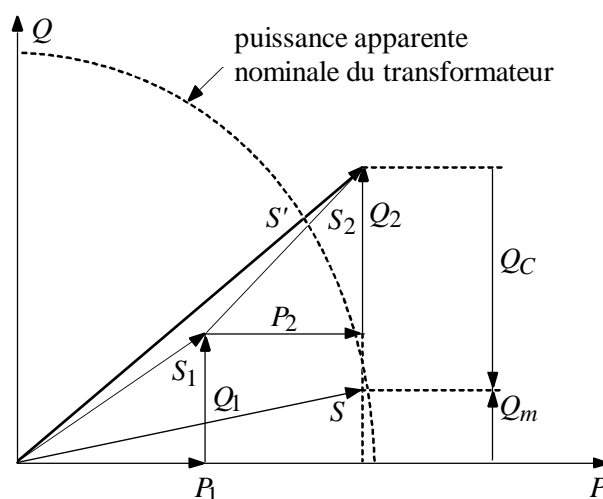


Figure 7-10 : diagramme des puissances de l'exemple

7.8. Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur seul

Un transformateur absorbe de l'énergie réactive en fonction de son courant magnétisant à vide et de la puissance qu'il transite (voir § 7.1.8.).

Par exemple, le tableau 7-2 indique la consommation de puissance réactive des transformateurs 20 kV/400 V à isolement liquide. Elle n'est pas négligeable ; elle est égale à 6 à 9 % de la puissance du transformateur.

Cette consommation doit être ajoutée à celle de l'installation située en aval pour obtenir le $\cos j$ désiré côté 20 kV.

En France, pour un client HTA à comptage BT, EDF tient compte de la consommation d'énergie réactive du transformateur en majorant systématiquement de 0,09 la valeur de $tg j$ mesurée sur l'installation BT.

Il facture donc de l'énergie réactive dès que la valeur de $tg j$ dépasse 0,31 au lieu de 0,4 pour un comptage HT.

Puissance du transformateur (kVA)	Consommation de puissance réactive	
	à vide (kvar)	à pleine charge (kvar)
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1 000	23,9	72,4
1 250	27,4	94,5
1 600	31,9	126,2
2 000	37,8	176

Tableau 7-2 : consommation de puissance réactive des transformateurs 20 kV/400 V à isolement liquide

7.9. Compensation des moteurs asynchrones

Lorsqu'un moteur entraîne une charge de grande inertie il peut, après coupure de la tension d'alimentation, continuer à tourner en utilisant son énergie cinétique et être auto-excité par une batterie de condensateurs montée à ses bornes. Ceux-ci lui fournissent l'énergie réactive nécessaire à son fonctionnement en génératrice asynchrone. Cette auto-excitation provoque un maintien de la tension et parfois des surtensions élevées.

■ cas du montage des condensateurs aux bornes du moteur (voir fig. 7-11)

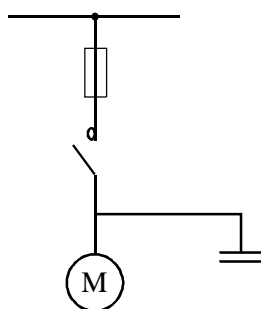


Figure 7-11 : montage des condensateurs aux bornes du moteur

Pour éviter des surtensions dangereuses dues au phénomène d'auto-excitation, il faut s'assurer que la puissance de la batterie vérifie la relation suivante :

$$Q_C \leq 0,9 \sqrt{3} U_n I_0$$

I_0 : courant à vide du moteur

I_0 peut être estimé par l'expression suivante :

$$I_0 = 2 I_n (1 - \cos \mathbf{j}_n)$$

I_n : valeur du courant nominal du moteur

$\cos \mathbf{j}_n$: $\cos \mathbf{j}$ du moteur à la puissance nominale

U_n : tension composée nominale

Les tableaux 7-3 et 7-4 donnent les valeurs maximales de compensation aux bornes des moteurs BT et MT usuels qui évitent les surtensions dangereuses par auto-excitation.

Compensation d'énergie réactive maximale (kvar)				
Puissance nominale du moteur BT (kW)	Nombre de paires de pôles			
	1	2	3	4
22	6	8	9	10
30	7,5	10	11	12,5
37	9	11	12,5	16
45	11	13	14	17
55	13	17	18	21
75	17	22	25	28
90	20	25	27	30
110	24	29	33	37
132	31	36	38	43
160	35	41	44	52
200	43	47	53	61
250	52	57	63	71
280	57	63	70	79
355	67	76	86	98
400	78	82	97	106
450	87	93	107	117

Tableau 7-3 : compensation d'énergie réactive maximale (kvar) aux bornes des moteurs asynchrones BT

Compensation d'énergie réactive maximale (kvar)				
Puissance nominale du moteur MT (kW)	Nombre de paires de pôles			
	1	2	3	4
140	30	35	40	50
160	30	40	50	60
180	40	45	55	65
280	60	70	90	100
355	70	90	100	125
400	80	100	120	140
500	100	125	150	175
1 000	200	250	300	350
1 400	280	350	420	490
1 600	320	400	480	560
2 000	400	500	600	700
2 240	450	560	680	780
3 150	630	800	950	1 100
4 000	800	1 000	1 200	1 400
5 000	1 000	1 250	1 500	1 750

Tableau 7-4 : compensation d'énergie réactive maximale (kvar) aux bornes des moteurs asynchrones MT

La valeur de la compensation maximale correspond à la compensation du moteur à vide, ce qui peut ne représenter que 50 % des besoins de puissance réactive en charge. La compensation complémentaire peut être effectuée en amont (compensation globale ou secteur) avec celle des autres charges.

L'appareillage de commande des batteries de condensateurs doit être conçu de façon à ce qu'en cas de déconnexion de la source d'alimentation, aucune liaison électrique ne subsiste entre une batterie et le moteur ; cela évite une auto-excitation par une autre batterie de condensateurs.

Le réglage de la protection du moteur contre les surcharges (image thermique, relais thermique...) doit tenir compte de l'abaissement de la valeur du courant dû à la compensation.

Ce montage a l'avantage de ne nécessiter qu'un appareil de manoeuvre.

Attention, dans le cas où l'on aurait plusieurs batteries de ce type dans le même réseau, il convient de prévoir des inductances de chocs car on se trouve dans le même cas qu'un système dit "en gradins" (voir § 10.6. du *Guide des protections*).

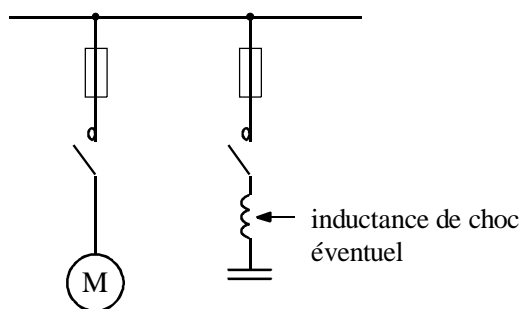
■ cas du montage des condensateurs en parallèle avec commande séparée (voir fig. 7-12)

Figure 7-12 : montage des condensateurs en parallèle avec commande séparée

Pour éviter les surtensions dangereuses par auto-excitation ou bien dans le cas où le moteur démarre à l'aide d'un appareillage spécial (résistances, inductances, autotransformateurs - voir § 3.3.4.1), les condensateurs ne seront enclenchés qu'après le démarrage.

De même, les condensateurs doivent être déconnectés avant la mise hors tension du moteur.

On peut dans ce cas compenser totalement la puissance réactive du moteur à pleine charge.

Attention, dans le cas où l'on aurait plusieurs batteries de ce type dans le même réseau, il convient de prévoir des inductances de chocs car on se trouve dans le même cas qu'un système dit "en gradins" (voir § 10.6. du *Guide des protections*).

7.10. Recherche de la compensation optimale

Après avoir effectué le calcul de la puissance réactive globale à installer (voir § 7.6.), il faut déterminer les emplacements optimaux des condensateurs et le type de batterie (fixe ou automatique) afin d'obtenir un retour d'investissement le plus court possible.

Il faut tout d'abord déterminer la valeur de la puissance réactive et si possible la courbe de charge aux différents endroits susceptibles de recevoir des condensateurs. A partir de ces courbes, on obtient des renseignements sur les puissances réactives minimales, moyennes et maximales appelées à ces différents endroits.

Le mode de compensation dépend de la valeur de la puissance réactive minimale consommée par l'installation comparée à la puissance globale à installer.

■ cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est supérieure à la puissance de compensation envisagée

La compensation peut être globale car il n'y a pas de risque de surcompensation en fonctionnement normal, qui provoquerait des élévations anormales de la tension.

Cependant, lors de l'arrêt de l'installation, il faut déconnecter les condensateurs afin de ne pas provoquer de surtensions permanentes sur le réseau de distribution publique, dues à une surcompensation.

En effet, le maintien des condensateurs en service, lors de l'arrêt de l'installation, provoquerait une surtension sur le réseau de distribution publique :

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{Q}{S_{cc}}$$

U_n : tension de service du réseau de distribution publique

Q : puissance des condensateurs

S_{cc} : puissance de court-circuit au point de raccordement des condensateurs

■ cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est inférieure à la puissance de compensation envisagée

Lorsque la puissance réactive consommée est minimale, avec une compensation globale il y aurait une surcompensation qui provoquerait une élévation anormale de la tension. Par exemple, la surcompensation aux bornes d'un transformateur ne doit pas dépasser 15 % de sa puissance nominale.

Pour éviter une surcompensation, on peut :

- installer une batterie en gradins avec régulation automatique qui permet d'épouser la courbe de charge
- installer en tête d'installation une compensation égale à la puissance minimale consommée et compenser localement les récepteurs ou les secteurs à forte consommation de puissance réactive, dans la mesure où la commande des condensateurs est asservie au récepteur ou au secteur.
- dans le cas d'une installation contenant plusieurs transformateurs HTA/BT, reporter une partie de la compensation d'un transformateur sur un autre transformateur.

■ critères de choix

La compensation peut être :

- effectuée en MT et/ou en BT ; il est plus économique d'installer des condensateurs moyenne tension pour des puissances supérieures à environ 800 kvar.
- globale, par secteur, individuelle.
- effectuée par batterie fixe ou en gradins manoeuvrables automatiquement ; dans le cas où la batterie en gradins est choisie, il peut être préférable d'installer des gradins de puissances différentes afin d'obtenir un meilleur ajustement. Par exemple, avec des gradins de 800, 400, 200 et 100 kvar on peut obtenir toutes les puissances de 0 à 1 500 kvar par pas de 100 kvar.

Pour déterminer la solution optimale, les critères suivants doivent être pris en compte :

- suppression des coûts d'énergie réactive (tarif vert) ou abaissement de la puissance souscrite (tarif jaune)
- diminution des pertes Joule dans les conducteurs et dans les transformateurs
- tension régulière en tout point de l'installation
- coût d'investissement, d'installation et de maintenance de chaque solution.

7.11. Enclenchement des batteries de condensateurs et protections

L'enclenchement des batteries de condensateurs provoque des surintensités et des surtensions importantes dans le réseau. Celles-ci sont contraignantes pour les appareils de manoeuvre des condensateurs et pour les protections (surtout en MT).

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 10.6. du *Guide des protections*.

7.12. Problèmes liés aux condensateurs en présence d'harmoniques

En présence d'harmoniques, l'installation de condensateurs risque de provoquer une amplification des courants et des tensions harmoniques et des problèmes qui en résultent. Dans ce cas, une étude s'avère nécessaire.

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 8.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 7

■ normes

- **CEI 831-1** (1988) : condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 660 V. Partie 1 : généralités, caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées, règles de sécurité, guide d'installation et d'exploitation
- **CEI 871-1** (1987) : condensateurs shunt destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée supérieure à 660 V. Partie 1 : généralités, caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées, règles de sécurité, guide d'installation et d'exploitation

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **appareillage de manoeuvre pour batteries de condensateur MT**, Cahier Technique N° 142, D. Koch

■ publications Merlin Gerin

- **guide de la compensation d'énergie réactive BT, Rectiphase**, réf. : CG0031/1
- **condensateurs et batteries BT**, Rectiphase, réf. : AC0373/3
- **catalogue des condensateurs et équipements moyenne tension Rectiphase**, réf. : AC0303/2
- **catalogue de la distribution HT / MT** (1996)
- **guide de l'installation électrique**, Editions France Impressions Conseils (07.1991)

■ autres publications

- **compensation de l'énergie réactive**, Les cahiers de l'ingénierie, Electricité de France (10.1988)
- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection Technique et Documentation, Lavoisier, 1985
- **génie électrique-réseaux appareillage**, techniques de l'ingénieur, Volume D4 I
- **bien connaître le facteur de puissance de votre entreprise**, EDF - GDF SERVICES (05.1994)

