

Pourquoi compenser l'énergie réactive ?

par Sylvie Moulet*

descripteurs

- Energie électrique • Comptage
- Tarif Vert • Tarif Jaune

GÉNÉRALITÉS SUR L'ÉNERGIE RÉACTIVE

Tout système électrique utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et réactive.

- Dans les matériels utilisant l'énergie électrique seule **l'énergie active** est transformée en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc.

- **L'énergie réactive**, quant à elle, sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques telles que les transformateurs, les moteurs, les lampes à fluorescence.

A chacune de ces énergies correspond :

- un courant "actif" (I_a), en phase avec la tension du réseau,

- un courant "réactif" (I_r), dit également courant magnétisant. Ce courant est déphasé de 90° en arrière par rapport au courant "actif" dans le cas d'un récepteur inductif, ou de 90° en avant dans le cas d'un récepteur capacitif.

Les deux courants actif et réactif se composent pour former le courant apparent, déphasé d'un angle φ par rapport au courant actif. Ce courant, dit "apparent", est cependant bien réel, puisque c'est lui qui parcourt les divers conducteurs depuis la source jusqu'au récepteur inclus.

D'après les règles de composition des intensités et le schéma ci-dessus, on a :

$$I_a = I_{app} \cdot \cos \varphi$$

Le $\cos \varphi$ est appelé facteur de puissance.

Par analogie, il est aussi égal au rapport de la puissance active P exprimée en Watts (W), à la puissance apparente S exprimée en voltampère (VA).

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

Autrement dit, $\cos \varphi$ s'exprime comme le rapport d'une puissance utile P à une puissance absorbée S , c'est-à-dire comme le rendement électrique de l'installation considérée.

La lecture de la fig. 1.1 montre aisément que plus l'installation consomme d'énergie réactive (I_r croît) pour une même puissance active (I_a constant), plus la puissance apparente augmente (I_{app} croît), donc plus le facteur de puissance décroît.

En d'autres termes, ceci signifie que :

- **plus le $\cos \varphi$ d'une installation est faible, plus son rendement électrique est médiocre.**

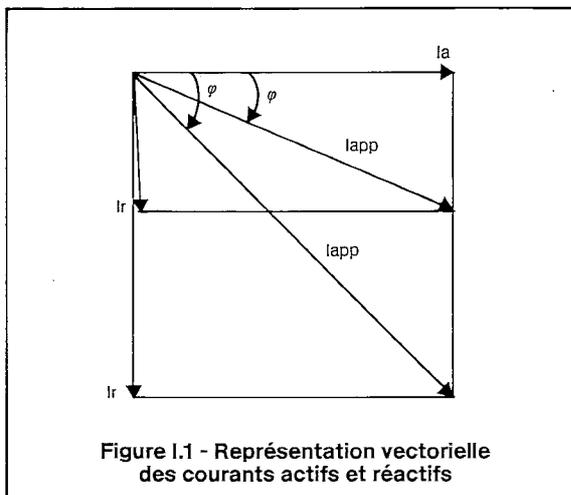


Figure 1.1 - Représentation vectorielle des courants actifs et réactifs

* Ingénieur au Service Commercial - EDF - Direction de la Distribution.

LE POINT DE VUE DU DISTRIBUTEUR

La fourniture d'énergie réactive

Les conséquences pour le distributeur d'énergie ne sont pas négligeables.

L'augmentation de la consommation d'énergie réactive conduit à l'accroissement des puissances transitées par les réseaux de transport et de distribution. S'il est important, cet accroissement peut mettre en péril la stabilité du réseau en l'amenant à travailler à la limite de la puissance transmissible. Ce risque est notablement accentué durant les périodes où le réseau est fortement sollicité, c'est-à-dire durant les mois d'hiver. Il se traduit par des phénomènes dits d'écroulement de tension. Ceux-ci sont caractérisés par une dégradation, d'abord progressive, puis rapide de la tension.

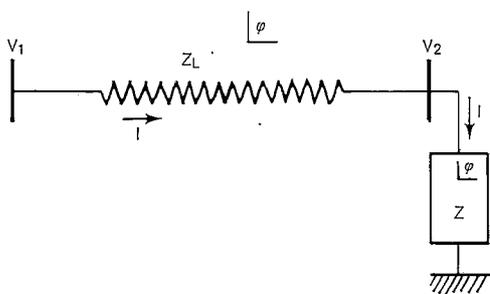
Cette dégradation au niveau des charges utilisatrices entraîne des interruptions de service dont les causes directes peuvent être :

- manque de tension,
- surcharge de certains éléments de réseaux pouvant provoquer leur déclenchement et induire d'autres surcharges,
- arrivée en limitation de courant, rotor ou stator, de certains groupes de production.

Afin de pallier ces phénomènes, EDF a décidé de ramener la valeur de la $\tan \varphi$ de la charge de 0,6 à 0,4. Cette mesure permet d'augmenter la puissance transmissible du réseau comme le montre la figure 1.2, ainsi que d'éviter le surdimensionnement d'installations de transport et de distribution qui grèverait le coût de la fourniture d'énergie électrique.

LES PHÉNOMÈNES D'ÉCROULEMENT DE TENSION

Pour exposer simplement ces phénomènes, nous utiliserons le schéma représentatif simplifié ci-dessous :



où :

- une source triphasée dont la tension est maintenue à une valeur constante V_1 représente un groupe de production,
- une impédance Z_L , induisant un déphasage β entre I et V_1 , représente le réseau de transport,
- une impédance Z , caractérisée par un déphasage φ , représente le récepteur ou charge.

Lorsque la charge croît (Z décroît) le courant I circulant dans le réseau croît, entraînant une chute de tension d'autant plus importante que le courant est plus grand ; la tension V_2 aux bornes de la charge décroît.

La tension critique est le seuil bas en-dessous duquel il y a phénomène d'écroulement de tension, comme le montre la courbe de la tension à l'extrémité réceptrice en fonction de la puissance délivrée (figure 1.2).

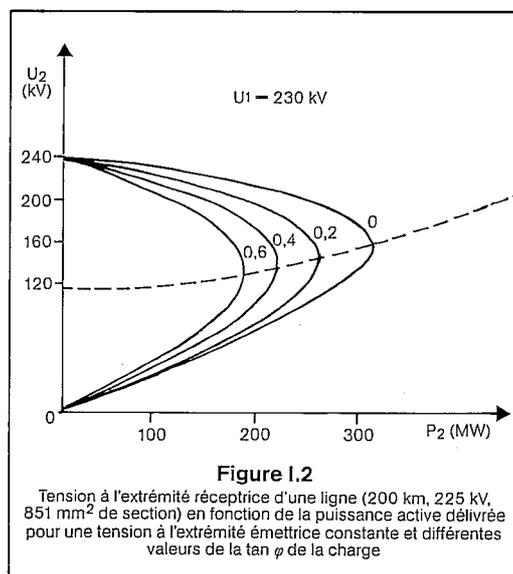


Figure 1.2

Tension à l'extrémité réceptrice d'une ligne (200 km, 225 kV, 851 mm² de section) en fonction de la puissance active délivrée pour une tension à l'extrémité émettrice constante et différentes valeurs de la $\tan \varphi$ de la charge

Le lieu des tensions critiques, c'est-à-dire des points de fonctionnement correspondant à la puissance maximale transmissible, est tracé en pointillé sur la figure 1.2. Seule la partie haute des courbes, située au-dessus des tensions critiques, correspond à un fonctionnement satisfaisant, la partie basse correspond à une instabilité du réseau.

On peut observer que la puissance maximale transmissible augmente lorsque φ diminue, c'est-à-dire lorsque la compensation réactive de la charge augmente.

La facturation de l'énergie réactive

Les tarifs EDF ne sont rien d'autre que le point de jonction entre un système d'offre :

- le parc de production,
- le réseau de transport,
- le réseau de distribution

et un système de demande : la consommation d'électricité sous tous ses aspects.

Cependant, de par son statut de service public, EDF est soumis à quelques obligations, notamment :

- l'**obligation de neutralité** qui spécifie que le service public ne peut être utilisé pour avantager certains intérêts au détriment d'autres,
- l'**obligation d'égalité** devant le service public due à tous les clients dans la mesure où ceux-ci se trouvent dans des situations comparables au regard d'EDF.

Dans le cas où EDF engagerait des investissements importants sur son réseau pour répondre aux besoins des clients fortement consommateurs d'énergie réactive, il faillirait aux 2 obligations sus-mentionnées.

En effet, il privilégierait l'intérêt des uns au détriment des autres qui devraient à terme supporter une augmentation du coût de l'énergie électrique due à des investissements dont ils ne seraient pas responsables.

En conséquence, EDF a choisi de facturer la fourniture d'énergie réactive au même titre que la fourniture d'énergie active.

Le relèvement du seuil de facturation de $\cos \varphi = 0,86$ à $\cos \varphi = 0,93$ est destiné à inciter les clients, plus fortement que par le passé, à s'équiper de condensateurs pour obtenir une répartition optimale de l'ensemble des moyens de compensation à mettre en œuvre sur l'ensemble des réseaux privés et publics.

Comment est facturée l'énergie réactive ?

EDF a choisi comme indicateur de consommation d'énergie réactive de la clientèle, la grandeur "tan φ " égale au rapport de l'énergie réactive à l'énergie active car celles-ci sont aisément mesurables par des appareils de comptage appropriés :

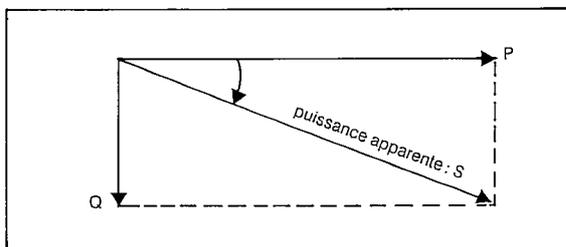
$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{W_r}{W_a}$$

Q = puissance réactive (kvar)

P = puissance active (kW)

W_r = énergie réactive (kvarh)

W_a = énergie active kWh



Quelles sont les principales modalités de la facturation d'énergie réactive ?

Au point de livraison, EDF **fournit gratuitement l'énergie réactive** :

● Jusqu'à concurrence de **40 % de l'énergie active consommée** ($\tan \varphi = 0,4$) pendant les heures de pointe fixe, de pointe mobile et les heures pleines d'hiver, de novembre à mars.

● Sans limitation pendant les heures creuses et pendant la totalité des mois de l'été tarifaire d'avril à octobre inclus.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive consommée au-delà de $\tan \varphi = 0,4$ est facturée mensuellement au tarif mentionné dans les barèmes de prix en vigueur.

La facturation s'applique de la façon suivante :

- soit W_a (kWh) l'énergie active consommée mensuellement pendant la période soumise à limitation,
- soit W_r (kvarh) l'énergie réactive consommée mensuellement pendant la même période soumise à limitation,
- soit W_{gr} = 0,4 W_a la quantité d'énergie réactive livrée gratuitement.

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

$$W_f = W_r - W_{gr} = W_a (\tan \varphi - 0,4)$$

Le montant de la facture s'élève à : W_f . a
a étant le prix de l'énergie réactive qui figure sur le barème en vigueur (voir Application 1 ou 2).

Si la valeur de la tan φ est supérieure à 0,4, il est possible de l'abaisser à cette valeur en améliorant le facteur de puissance du site.

Comment tan φ est-elle mesurée ?

Dans le cas d'un **comptage en moyenne tension** (donc au point de livraison en amont du transformateur), la tan φ mensuelle de l'installation résulte directement du rapport des consommations W_r et W_a qui, aux coefficients de lecture près, sont celles enregistrées par les compteurs.

$$\tan \varphi = \frac{W_r}{W_a}$$

Dans le cas d'un **comptage en basse tension**, le rapport des consommations C_r et C_a correspondant à la lecture des compteurs doit être majoré, pour tenir compte des pertes d'énergie réactive dans le transformateur, d'un terme qui, quel que soit le type de celui-ci ou le mois de facturation envisagé, est pris forfaitairement égal à 0,09.

La tan φ mensuelle ressort au total à :

$$\tan \varphi = \frac{C_r}{C_a} + 0,09$$

De la même façon, la consommation d'énergie active mesurée au secondaire du transformateur est majorée, sous une forme forfaitaire, des pertes d'énergie active dans le transformateur pour définir la quantité d'énergie active totale consommée W_a . Quant à la consommation totale W_r d'énergie réactive, on la déduit par la relation :

$$W_r = W_a \cdot \tan \varphi = W_a \left(\frac{C_r}{C_a} + 0,09 \right)$$

Remarque :

La valeur de la $\tan \varphi$ mentionnée sur la facture d'un client bénéficiant du tarif vert présente un caractère artificiel pour deux raisons :

- C'est une **$\tan \varphi$ moyenne** calculée comme le rapport de l'énergie réactive à l'énergie active consommée sur un mois et sur des périodes précises.
- C'est une $\tan \varphi$ ramenée forfaitairement à la **moyenne tension** par une majoration de 0,09 du rapport précédent alors que le client n'a accès en général, qu'à sa $\tan \varphi$ en basse tension.

En conséquence, en **basse tension**, il y a facturation d'énergie réactive pour :

$$\tan \varphi > 0,31$$

(voir : Les avantages de la compensation page 32).

LE POINT DE VUE DU CLIENT

Pourquoi améliorer son facteur de puissance ?

L'amélioration du facteur de puissance d'une installation présente de multiples avantages d'ordre technique et économique.

Les avantages techniques

Comme le prouve la comparaison ci-après, compenser se traduit par :

- Une augmentation de la puissance disponible au secondaire des transformateurs. L'installation de moyens de compensation aux bornes aval d'un transformateur surchargé permet de dégager une réserve de puissance utilisable pour une extension éventuelle des usages sans avoir à changer le transformateur et différer ainsi un investissement important.
- Une diminution du calibre des appareils de protection.
- Une diminution des pertes Joule dans les câbles en amont de la compensation.
- Une diminution des chutes de tension dans les câbles en aval de la compensation.

Ces 3 points concourent à retarder le vieillissement des matériels et des liaisons.

Les avantages économiques

Ces avantages matérialisent l'impact de la compensation sur une installation et permettent d'évaluer le temps de retour de l'investissement consenti pour compenser. Ce sont :

- Une diminution de l'énergie active consommée.
- Une réduction de la souscription de puissance en kVA dans le cas d'un contrat "Tarif Jaune".
- Une suppression de la facturation des consommations excessives d'énergie réactive dans le cas d'un contrat "Tarif Vert".

Comment obtenir un bon facteur de puissance ?

Le facteur de puissance peut être très différent d'un site à un autre selon les caractéristiques des appareils électriques qui y sont installés et la manière dont ils y sont utilisés.

C'est pourquoi, avant de chercher à améliorer le facteur de puissance d'une installation pour la rendre plus "performante", il est nécessaire de connaître le comportement des principaux appareils qui la constituent.

Moteurs asynchrones ordinaires :

La valeur du facteur de puissance de ces appareils est fonction de leurs caractéristiques de construction (par exemple, de leur nombre de pôles), de leur type (à bagues, à cage d'écureuil), de la qualité de leur construction et surtout de leur puissance nominale. C'est à cette puissance nominale que correspond la valeur du $\cos \varphi$ indiquée sur la plaque signalétique.

En fait, pour un moteur donné, le facteur de puissance varie beaucoup en fonction de la charge. Ce point est extrêmement important, car la valeur du $\cos \varphi$ devient très faible lorsque le moteur tourne à vide, ou à faible charge comme le montre le tableau donné ci-après à titre d'exemple.

Pourcentage de la charge nominale	0 (à vide)	25	50	75	100
$\cos \varphi$	0,17	0,55	0,73	0,80	0,85

On constate ainsi que le fonctionnement à faible charge d'un moteur asynchrone, qui est par ailleurs responsable d'une dégradation du rendement et donc d'une consommation relative accrue d'énergie active, provoque également une consommation relative plus grande d'énergie réactive.

Moteurs spéciaux

Ce sont en particulier les moteurs synchrones, asynchrones synchronisés ou compensés et les commutatrices. Ils ont un facteur de puissance en général excellent.

Éclairage

- Les lampes à incandescence ont un facteur de puissance excellent, voisin de 1.
- Les lampes à fluorescence ont par elles-mêmes des $\cos \varphi$ très faibles (de l'ordre de 0,5), mais elles sont généralement pourvues dès l'origine de dispositifs de compensation.
- Il en est de même pour les lampes à décharge (vapeur de mercure, vapeur de sodium) pour lesquelles le $\cos \varphi$ sans dispositif de compensation serait de 0,4 à 0,6.

Les chaudières électriques

Il convient de distinguer les divers types de chaudières :

- Les chaudières à thermoplongeurs, fils nus résistants ou à haut flux. Ce sont des récepteurs purement ohmiques ($\cos \varphi = 1$) sauf si leur régulation de puissance met en œuvre des thyristors à commande par angle de phase. Il conviendra alors de s'assurer de la puissance réactive à compenser.
- La chaudière à induction dont la régulation de la puissance est obtenue par des thyristors à commande par trains d'onde montés en série avec les enroulements tubulaires situés au secondaire du transformateur. Le facteur de puissance est très voisin de 1.

● Un autre type de chaudière à induction, régulée au moyen d'une inductance variable mise en série avec chaque enroulement primaire du transformateur, a un facteur de puissance qui varie fortement avec la charge contrairement aux autres chaudières électriques. Il est donc nécessaire de demander au constructeur de prévoir une batterie de condensateurs directement sur la moyenne tension.

● Les chaudières à électrodes plongeantes, immergées et à jets multiples sont des récepteurs souvent de taille importante dont le facteur de puissance est voisin de l'unité.

Quand les besoins en énergie réactive de l'installation ont été recensés, qu'ils excèdent le forfait d'énergie réactive alloué par EDF et donc donnent lieu à facturation, tout client peut choisir de produire sa propre énergie réactive.

Comment ?

Comme les groupes électrogènes fournissent de l'énergie active, il existe des **générateurs autonomes d'énergie réactive** : les batteries de condensateurs de puissance.

Quand la décision d'installer des condensateurs est prise, il reste à déterminer leur puissance.

TABLEAU 1 - FACTEUR DE PUISSANCE DES APPAREILS LES PLUS COURANTS

Appareils	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	Observations
● Moteurs asynchrones ordinaires chargés à	0 % 25 % 50 % 75 % 100 %	0,17 0,55 0,73 0,80 0,85	5,80 1,52 0,94 0,75 0,62
● Lampes à incandescence ● Lampes à fluorescence ● Lampes à décharge	≈ 1 $\approx 0,5$ 0,4 à 0,6	≈ 0 $\approx 1,73$ $\approx 2,29$ à 1,33	Ces lampes sont généralement compensées dès l'origine.
● Fours à résistances	≈ 1	≈ 0	Le $\cos \varphi$ est satisfaisant, sauf si le réglage est assuré par gradateur à thyristors à commande par angle de phase.
● Fours à induction ● Fours à chauffage diélectrique	$\approx 0,85$	$\approx 0,62$	Cette valeur suppose une compensation par condensateurs prévus par le constructeur.
● Machines à souder à résistance ● Groupes rotatifs de soudage à l'arc ● Transformateurs-redresseurs de soudage à l'arc	0,5 à 0,9 $\approx 0,5$ 0,7 à 0,9 0,7 à 0,8	0,48 à 1,73 $\approx 1,73$ 1,02 à 0,48 1,02 à 0,75	Sauf si la compensation a été prévue par le constructeur
● Fours à arc	0,8	0,75	Sauf pour les fours UHP (0,7)
Les chaudières électriques ● Chaudières à thermoplongeurs, fils nus résistants ou à haut flux	≈ 1	≈ 0	Sauf si la régulation est assurée par des thyristors à commande par angle de phase.
● Chaudière à induction GTI	≈ 1	≈ 0	Compte-tenu de la régulation assurée par thyristors à commande par trains d'onde.
● Autre type de chaudière à induction	0,93	0,4	Cette valeur suppose une compensation par condensateurs prévue par le constructeur.
● Chaudières à électrodes plongeantes, immergées et à jets multiples	≈ 1	≈ 0	

Remarque :

Les appareils tels que les moteurs fonctionnant à faible charge et certains appareils comme les machines à souder ou les fours à arc ou à induction, ont un mauvais facteur de puissance.

Quelle puissance installer ?

La puissance de condensateurs à installer dépend de la puissance de l'ensemble à compenser, de son facteur de puissance mais aussi de leur variation respective au cours d'une journée.

Le Tarif Vert incite à compenser pour obtenir une $\tan \varphi$ moyenne mensuelle de 0,4.

Le Tarif Jaune incite par contre à compenser à la pointe puisque le contrôle de la puissance atteinte entraîne presque systématiquement le réajustement de la puissance souscrite.

Compensation au Tarif Vert

Pour mener à bien ce calcul il y a lieu d'être en possession des cinq dernières factures d'EDF dans lesquelles figurent les montants de l'énergie réactive facturée (cinq mois d'hiver) et des courbes de charges types (puissances réactives et actives) de l'installation durant la même période.

Le relevé des courbes de charges (active et réactive) peut être effectué suivant plusieurs méthodes, chacune d'elles donnant des degrés de précision plus ou moins grands.

- Une méthode simple est de relever les compteurs EDF (réactif et actif) toutes les trente minutes. Les rapports des valeurs relevées entre deux lectures donnent les puissances moyennes consommées dans l'intervalle. Une représentation dont les abscisses sont les temps et les ordonnées les puissances fera apparaître les courbes de charges de l'installation.

- Une seconde méthode, qui reste encore simple, est de mesurer, toujours toutes les trente minutes, la tension efficace U entre phases ou phase et terre, l'intensité efficace I et le $\cos \varphi$ à l'aide d'un cosphimètre disponible à bas prix dans le commerce.

Les quantités $UI \cos \varphi$ et $UI \sin \varphi$ sont respectivement égales ou proportionnelles aux puissances actives et réactives consommées par les installations au moment des mesures. L'utilisation de la représentation décrite dans la première méthode fournit les courbes de charges de l'installation.

- Une troisième méthode est de faire l'inventaire de tous les récepteurs électriques de l'installation en repérant leur puissance, leur $\cos \varphi$ et les périodes approximatives de fonctionnement dans une journée. On peut, à partir de ces données, estimer les courbes de charges prévisionnelles de l'installation.

- Une quatrième méthode, de loin la plus performante, consiste à enregistrer ces courbes de charge en permanence à l'aide de matériel adapté (enregistreur de puissance active et réactive). Ces appareils sont coûteux. Comme leur utilisation est ponctuelle il est préférable de les louer le temps d'une campagne de mesures qui ne durera, par exemple, que quel-

ques jours (renseignements à prendre auprès des constructeurs et des installateurs).

Ces appareils sont généralement raccordés plusieurs jours pour s'assurer de la bonne reproductibilité des mesures. Les enregistrements sont les courbes de charges exactes (active et réactive) de l'installation.

Dans tous les cas ces courbes fournissent les informations suivantes :

- Heures réelles de mise en route et d'arrêt de l'installation (montée et descente de puissance) ;
- Les rapports des différences entre les relevés successifs des compteurs et l'intervalle de temps qui les sépare, donnent les puissances moyennes consommées (active et réactive) en une journée ;
- Les puissances minimales atteintes ;
- Les puissances maximales atteintes ;
- La tangente φ moyenne de l'installation =

$$\frac{\text{énergie réactive de la journée}}{\text{énergie active correspondante}}$$

Puissance de condensateurs à installer

Il suffit, pour l'obtenir, de relever l'excédent d'énergie réactive facturée (W_f) et de le diviser par le nombre d'heures représentatif du fonctionnement de l'installation (T : période comprise entre la montée et la descente de puissance) pendant la période de facturation soit :

$$Q = \frac{W_f}{T}$$

Cette puissance, Q exprimée en kvar, est la quantité minimale qu'il faut installer pour ne plus payer d'énergie réactive.

Si cette puissance, Q , est inférieure à la puissance minimale (réactive) q consommée par l'installation, la totalité des condensateurs seront installés en permanence ou commandés manuellement (voir application 1).

Par contre, si elle est supérieure, il faut fractionner la batterie de condensateurs en gradins dimensionnés comme suit :

Le premier gradin est installé en permanence ou commandé manuellement. Sa puissance sera au maximum égale à la puissance réactive minimale q consommée par les installations. En effet, dans le cas contraire on fournirait de l'énergie réactive au réseau public pendant les périodes de faible charge du réseau intérieur. Ce phénomène, appelé surcompensation, n'est pas souhaitable car, d'une part les compteurs d'énergie réactive ne tournent pas à l'envers et d'autre part on risque de relever la tension du réseau intérieur de manière dangereuse pour les équipements.

Par conséquent la puissance restante, $Q-q$, sera répartie en gradins commandés par des relais varométriques ou par des horloges. Les gradins seront successivement enclenchés au fur et à mesure que la puissance réactive appelée croît. Ils seront déclenchés dans le cas contraire.

Application 1

Un client, dont le comptage s'effectue en basse tension, consomme mensuellement une quantité moyenne d'énergie active égale à 37.000 kWh pendant les heures pleines et de pointe. A cette consommation relevée par le comptage il faut ajouter les pertes fer, soit 337 kWh, et joule, soit 741 kWh, du transformateur. L'énergie active réellement consommée est donc égale à 38.078 kWh. On relève par ailleurs une consommation d'énergie réactive en basse tension de 21.600 kvarh. L'installation fonctionne 9 h par jour ($T = 9$) soit environ 225 h par mois pendant les heures de pointe et pleines correspondantes et la puissance réactive minimale appelée (q) est de 60 kvar. La tangente φ moyenne mensuelle au secondaire de l'installation est donc :

$$\tan \varphi = \frac{21.600}{37.000} = 0,585$$

La $\tan \varphi$ ramenée au primaire du transformateur est égale à :

$$\tan \varphi = 0,585 + 0,09 = 0,675$$

L'énergie réactive facturée est donc égale à :

$$W_f = (37.000 + 337 + 741) (0,675 - 0,4) = 10.470 \text{ kvarh}$$

Si l'on veut supprimer la facturation de l'énergie réactive la quantité de condensateurs à installer est égale à $10.470/225 = 46 \text{ kvar} = Q$.

Comme cette quantité est inférieure à la puissance minimale, la totalité des condensateurs est commandée manuellement. Ils seront raccordés par un interrupteur et protégés par des fusibles. Comme la puissance de la batterie n'est pas très importante la compensation sera globale.

Le coût d'une telle installation est estimé à 200 F/kvarh soit un total de 9.200 F.

Avant compensation, la quantité d'énergie réactive payée par le client s'élève mensuellement à 10.470 kvarh. Soit, à un coût de 12,16 c/kvarh une facture mensuelle de 1.273 F.

Le temps de retour de l'investissement en condensateurs est égal à :

$$9.200/1.273 = 7,2 \text{ mois de facturation soit } 1,5 \text{ année comptable.}$$

Compte-tenu du fait que la puissance en gradins (commandés de manière à suivre la demande en énergie réactive) sera sous tension pendant des durées généralement inférieures au temps de fonctionnement de l'installation T , il faut majorer la puissance $Q - q$. Le coefficient de majoration est égal au rapport du nombre d'heures représentatif du fonctionnement de l'installation par le nombre d'heures pendant lesquelles les gradins sont réellement enclenchés.

Si t_i est la durée d'utilisation du gradin i , la quantité de condensateurs restant à installer devient Q_m définie par :

$$Q_m = T \times \Sigma (q_i/t_i)$$

On remarquera que plus le nombre d'heures cumulé d'utilisation Σt_i est grand, plus la puissance des condensateurs à installer est faible. Ceci incite à suivre au mieux la courbe de charge réactive et donc à avoir un nombre important de petits gradins. Il faut toutefois veiller à ce que celui-ci ne soit pas trop important, car le coût du kvar installé est d'autant plus élevé (surcoût dû à l'appareillage supplémentaire).

Il faut en fait trouver entre ces deux antagonismes un compromis qui procure un retour d'investissement le plus petit possible. Les critères de gestion les plus couramment utilisés retiennent un temps de retour maximum de 3 années comptables soit 15 mois de facturation.

Par ailleurs si l'investissement correspondant à la quantité de condensateurs nécessaire pour supprimer la facturation ne peut être récupéré avant ce délai on diminue la puissance à installer jusqu'à ce que ce critère soit respecté.

Soit une quantité de condensateurs à installer calculée et égale à Q_m . Le coût d'installation est évalué à C (installation clé en main).

Soit cr le coût du kvarh : le coût mensuel en énergie réactive est égal à $Cr = W_f \times cr$.

Le retour d'investissement est égal à $I = C/Cr$.

– Si I est inférieur à 15 mois la compensation est satisfaisante.

– Si I est supérieur à 15 mois il y a lieu de diminuer C donc la quantité de condensateurs à installer jusqu'à ce que I devienne inférieur ou égal à 15 mois.

Toutefois avant de diminuer la quantité de condensateurs à installer il faut essayer de comptabiliser les gains (en F) obtenus avec la compensation par :

– la diminution des pertes joules dans les câbles, les transformateurs, etc.,

– le recul d'un investissement (achat d'un transformateur différé de quelques années, par exemple).

Compensation au tarif jaune

Contrairement au tarif vert, l'énergie réactive absorbée par le client souscrivant un contrat tarif jaune ne figure pas sur la facture d'électricité. Cependant, dans le cas d'un mauvais facteur de puissance, la puissance souscrite en kVA est bien supérieure à la puissance active consommée par les installations. Le rendement est de ce fait médiocre, on conçoit alors l'intérêt de compenser pour l'améliorer.

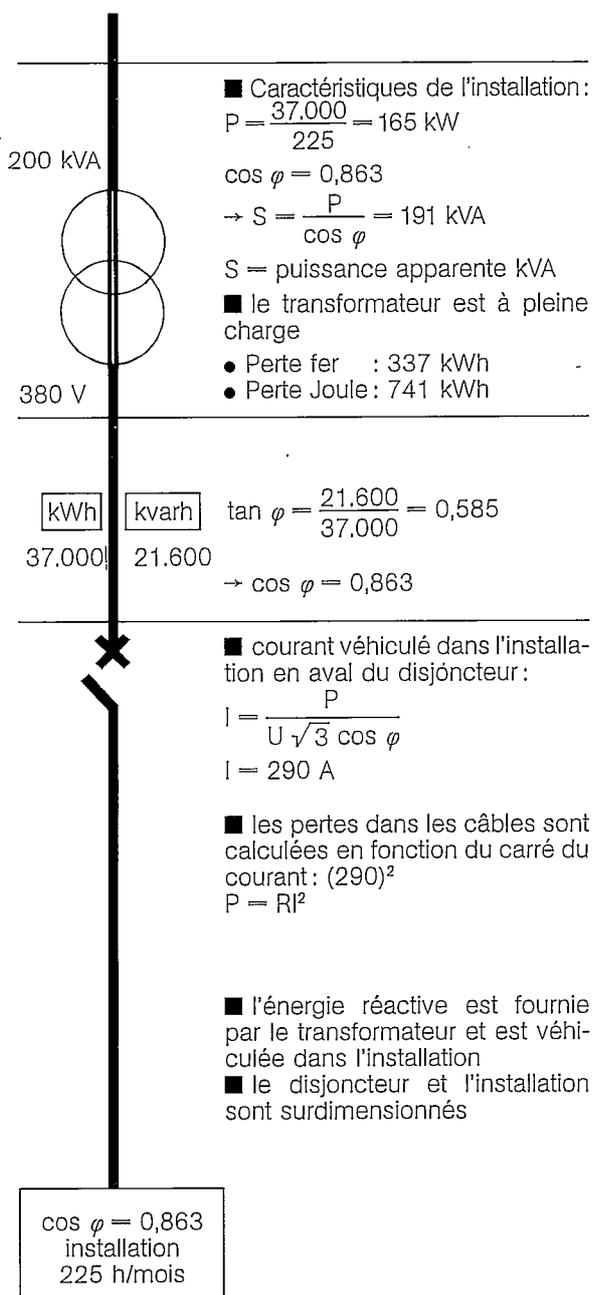
On peut toutefois se demander quel est le rendement optimum à atteindre ?

Pour le déterminer il faut comparer les coûts d'investissements des condensateurs avec le temps de retour que procurent les gains sur les primes versées à EDF par la diminution de la puissance souscrite.

LES AVANTAGES DE LA COMPENSATION COMPTAGE SUR LA B.T. (exemple numérique de l'Application 1)

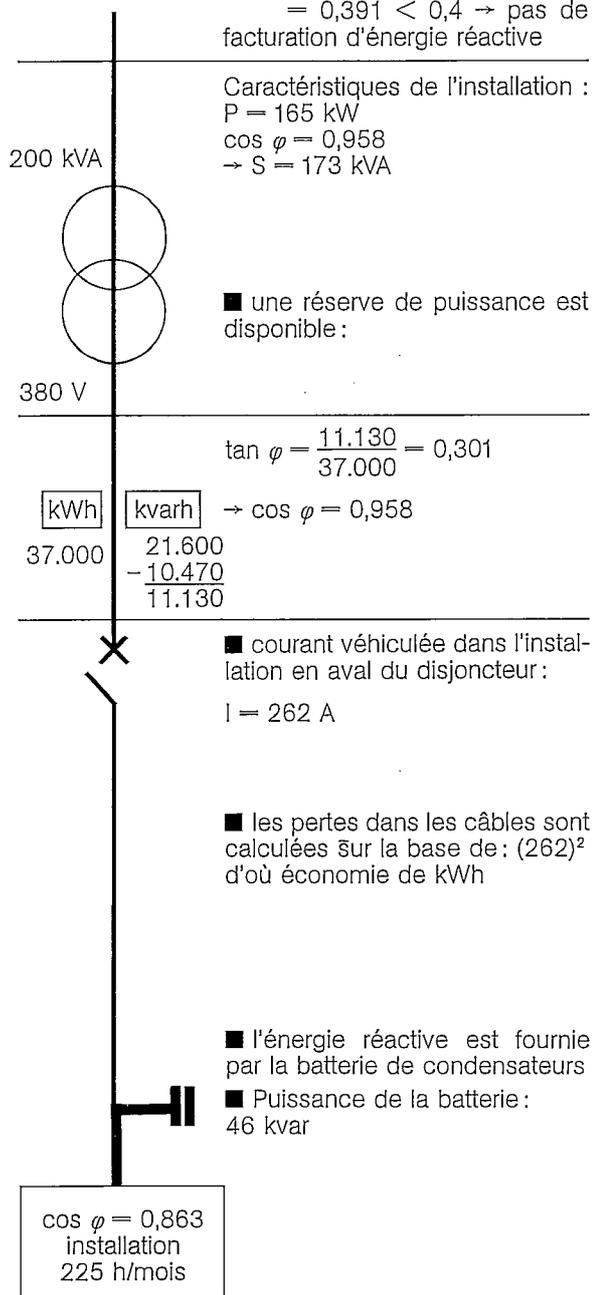
Installation sans condensateur

- les kvarh en excès sont facturés
 $\tan \varphi = 0,585 + 0,09$
 $= 0,675$
- Energie réactive facturée
 $W_f = 38.078 (0,675 - 0,4)$
 $= 10.470 \text{ kvarh}$



Installation avec condensateur

- la facturation d'énergie réactive est supprimée ou diminuée selon la $\tan \varphi$ (ou le $\cos \varphi$)
- la souscription de puissance en kVA est ajustée au besoin réel en kW
 $\tan \varphi = 0,301 + 0,09$
 $= 0,391 < 0,4 \rightarrow$ pas de facturation d'énergie réactive



Application 2

On reprend les mêmes données que pour l'application 1 exceptée la puissance réactive minimale (q) consommée par l'installation qui est ici évaluée à 30 kvar.

On installe donc 30 kvar munis d'une commande manuelle comme dans l'application 1.

Puis à l'aide de la courbe de charge ci-dessous on voit que la compensation complémentaire, pour éliminer la facturation, peut être effectuée comme suit :

o à l'aide de deux gradins (solution 1) :

- un gradin de 14 kvar enclenché pendant environ sept heures,
- un gradin de 9 kvar enclenché pendant environ cinq heures.

Ces deux gradins sont commandés par un relais varométrique.

La relation $Q \times T = \sum q_i \times t_i$ doit être approximativement respectée :

$$Q \times T = q \times T + q_1 \times t_1 + Q_2 \times t_2$$

$$\text{soit } 46 \times 9 = 30 \times 9 + 14 \times 7 + 9 \times 5$$

$$414 \simeq 413.$$

o à l'aide d'un seul gradin de puissance 35 kvar commandé par un relais varométrique et enclenché pendant quatre heures (solution 2) ;

La relation ci-dessus devient :

$$46 \times 9 = 30 \times 9 + 35 \times 4$$

$$414 \simeq 410.$$

Comparaison économique des solutions 1 et 2

Le coût du kvar installé en fixe est égal à 200 F. Par contre lorsqu'on utilise des gradins commandés par des relais varométriques ce coût devient de l'ordre de 350 F.

Le coût total de la solution à trois gradins est donc égal à :

$$30 \times 200 + 23 \times 350 \text{ soit un total de } 14.050 \text{ F.}$$

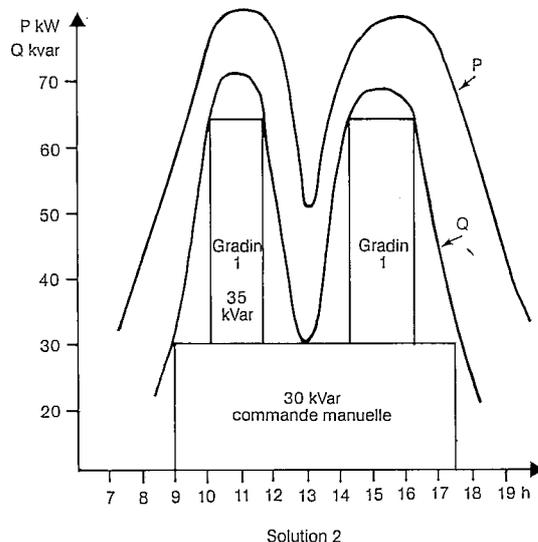
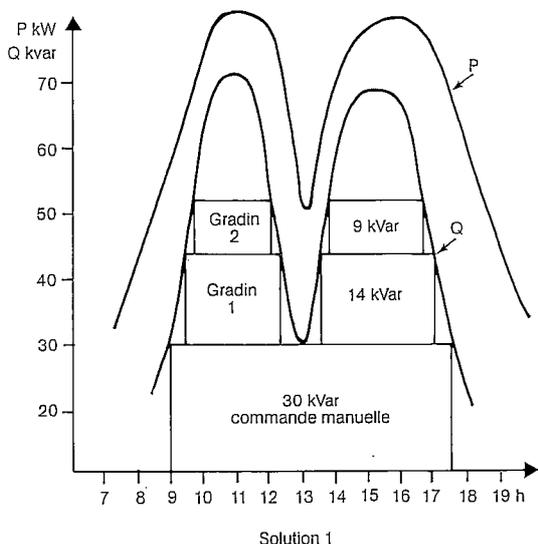
Le retour de l'investissement est ici égal à $14.050/1.273 = 11$ mois de facturation soit 2,2 années comptables.

Pour la solution à deux gradins, le coût total est de :

$$30 \times 200 + 35 \times 350 = 18.250 \text{ F.}$$

Soit un retour d'investissement de $18.250/1.273 = 14,3$ mois de facturation soit 2,9 années comptables.

La solution consistant donc à choisir un gradin en fixe et deux gradins commandés par un relais varométrique est économiquement la plus avantageuse.



Courbes de charges et compensation suivant solutions 1 et 2

Application 3

Un client souscrit un contrat tarif jaune (Utilisation Longue) d'une puissance (S) égale à 84 kVA.

Les courbes de charge de l'installation (active et réactive) sont relativement "plates" (pas de grandes variations de puissance au cours d'une journée). La puissance réactive minimale (q) consommée par l'installation est égale à 45 kvar. Par ailleurs, la tan φ moyenne relevée est égale à 0,75 (cos $\varphi = 0,8$).

A la pointe des consommations, la puissance atteinte est voisine de la puissance souscrite. Cette installation consomme donc à la pointe une puissance active égale à P et une puissance réactive égale à Q_1 , telles que :

$$\begin{aligned} P &= S \times \cos \varphi \\ &= 84 \times 0,8 = 67,2 \text{ kW} \\ Q_1 &= P \times \tan \varphi \\ &= 67,2 \times 0,75 = 50,4 \text{ kvar} \end{aligned}$$

La tan φ est relativement élevée (0,75) et il est souhaitable de l'améliorer pour diminuer la puissance (S) à souscrire.

En effet en réduisant la tan φ à 0,4, par exemple, soit un cos φ de 0,928, il est possible de souscrire une puissance $S' < S$, telle que $S' = P/0,928 = 72 \text{ kVA}$.

Le gain sur la prime fixe est alors de $84 - 72 = 12 \text{ kVA}$. A un coût unitaire de 363,96 le kVA, le gain annuel est de $12 \times 363,96$ soit 4.368 F.

Pour cela, il faut installer une quantité de condensateurs Q, telle que :

$$\begin{aligned} Q &= P \times (\tan \varphi - 0,4) \\ Q &= 67,2 \times (0,75 - 0,4) = 23,50 \text{ kvar} \end{aligned}$$

Les condensateurs sont installés en fixe car cette puissance est inférieure à la puissance réactive minimale consommée par l'installation ($q = 45 \text{ kvar}$).

Le coût du kvar installé ainsi est d'environ 200 F, soit un coût total du moyen de compensation de : $23,5 \times 200 = 4.700 \text{ F}$.

Le temps de retour de l'investissement est de : $\frac{4.700}{4.368} = 1,07$ soit 13 mois.

On peut montrer que l'optimum est généralement obtenu pour un cos φ voisin de 0,928, soit une tan φ voisine de 0,4.

En effet, en-dessous de cette valeur l'installation des condensateurs supplémentaires n'est pas rentable (temps de retour trop long).

La puissance maximale de condensateurs à installer est donc égale à la puissance réactive consommée à la pointe moins 0,4 fois la puissance active corres-

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

Pour mener à bien ce calcul il y a lieu de bien connaître les courbes de charges (puissances active et réactive) de l'installation.

Celles-ci peuvent être obtenues par les méthodes présentées pour le Tarif Vert.

La puissance à souscrire peut être alors supérieure ou égale à S tel que $S^2 = P^2 + (0,4 \times P)^2$.

Les batteries de condensateurs peuvent être installées en fixe ou scindées en gradins manœuvrés automatiquement et séparément afin de ne jamais dépasser la puissance souscrite et surcompenser l'installation.

On remarquera que plus la courbe de charge est "plate" moins il est nécessaire de fractionner la batterie et plus le temps de retour est court.



Ces documents de sensibilisation sont disponibles auprès des Centres de Distribution EDF. Ils disposent aussi d'une cassette vidéo VHS Secam d'une durée de 15 minutes présentant l'énergie réactive.