

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

**Band:** 73 (1982)

**Heft:** 1

**Artikel:** Modèle mathématique et méthode d'optimisation des productions d'énergie réactive dans un réseau électrique

**Autor:** Cârtina, G.

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-904910>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 26.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Modèle mathématique et méthode d'optimisation des productions d'énergie réactive dans un réseau électrique

G. Cârțina

621 31:519.876.5;

En s'appuyant sur la méthode de Newton, l'article propose une nouvelle méthode pour l'optimisation des productions d'énergie réactive dans un réseau électrique qui s'avère très efficace.

Auf der Grundlage der Methode von Newton wird eine neue, sehr leistungsfähige Methode zur Optimierung der Produktion von Blindenergie in elektrischen Netzen vorgestellt.

## 1. Introduction

Ces dernières années de nombreuses études ont paru au sujet de l'optimisation de la production de l'énergie réactive et de la répartition économique des sources réactives dans les réseaux à haute et moyenne tension. Des méthodes fort différentes sur le plan des moyens mathématiques ont été présentées [1...5] qui ont toutes le même but de minimiser les coûts des productions d'énergie réactive et les pertes d'énergie active.

A cause de leur prix, les condensateurs représentent des sources de puissance réactive économiques même dans les réseaux à basse tension. D'autre part, ces condensateurs doivent satisfaire aux multiples exigences concernant le réglage de la tension, le niveau des harmoniques présentées dans le réseau, la qualité de l'énergie fournie etc.

Le modèle rigoureux du problème général d'optimisation inclut un grand nombre de données caractérisant le réseau et la variation des charges réactives dans le temps. Le modèle doit également inclure d'autres facteurs, le plus important étant le coût de la «centrale électrique d'équivalence» pour couvrir les pertes actives dues au transit réactif au point de charge, dont la valeur est très controversée.

Par conséquent, la solution du problème, dans le cas le plus général, est très complexe; la plupart des travaux ne prennent en considération que les pertes d'énergie active pour un palier de puissances donné. Toutefois, la charge réactive varie normalement d'une façon plus ou moins significative en fonctions du temps.

L'introduction des méthodes mathématiques pour la conduite et la gestion des réseaux électriques permet une détermination plus exacte de nombreux facteurs caractérisant le

réseau et les charges transitées. L'estimation d'état du réseau est faite aujourd'hui en minimisant un critère d'écart entre les mesures obtenues du processus et les valeurs du modèle mathématique [6].

L'utilisation des valeurs moyennes  $\bar{Q}$  et des écarts type  $\sigma$  des puissances réactives  $Q(t)$ , considérées comme variables de temps aléatoires s'avère plus raisonnable. L'article présente un modèle mathématique complet et une méthode rapide permettant de contribuer efficacement à la solution de ce problème. Les performances et les limites en sont discutées. On présente également la manière d'utilisation du sous-programme FLE-POMIN pour l'optimisation des productions d'énergie réactive. Finalement on donne une étude paramétrique de la compensation de l'énergie réactive dans un réseau électrique.

## 2. Le modèle mathématique d'optimisation et l'analyse de celui-ci

### 2.1 L'architecture du réseau

On considère un réseau radial, ou maillé fonctionnant radial, dont les nœuds sont numérotés de 0 à n (fig. 1). La désignation de chaque ligne est celle du nœud suivant. Dans la figure 1 on a noté encore par  $q_j$  la puissance réactive du nœud  $j$ , par  $x_j$  la puissance des condensateurs installés au nœud  $j$ , par  $Q_i$  la puissance réactive circulant dans le tronçon  $i$ , par  $X_i$  la puissance des condensateurs installés en aval du nœud  $i$ , par  $r_j$  la résistance électrique du transformateur du nœud  $j$  et par  $R_i$  la résistance électrique du tronçon  $i$ . Pour la configuration de la figure 1, on a les relations

$$\begin{aligned} X_1 &= x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 \\ X_2 &= x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} &\vdots \\ X_5 &= x_5 + 0 + 0 + 0 \\ &\vdots \\ X_8 &= x_8 \end{aligned}$$

ou, sous la forme matricielle,

$$[X] = [A] [x] \quad (2)$$

$$\text{où } [X] = [X_1 \ X_2 \ X_3 \dots X_8]_t; [x] = [x_1 \ x_2 \ x_3 \dots x_8]_t \text{ et} \quad (3a)$$

$$[A] = [A_{k,i}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ & & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ & & & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ & & & & 1 & 1 & 1 & 1 \\ & & & & & 1 & 1 & 1 \\ & & & & & & 1 & 1 \\ & & & & & & & 1 \end{bmatrix} \quad (3b)$$

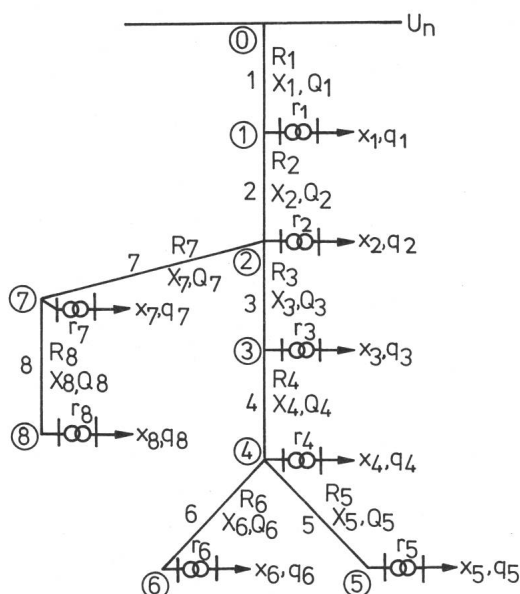


Fig. 1 Schéma du réseau électrique étudié

L'indice  $t$  marque la transposée de la matrice respective. La même matrice caractérise la relation entre les puissances réactives des postes  $q_j$  et les puissances réactives des tronçons  $Q_i$ :

$$[Q] = [A] [q] \quad (4)$$

Pour écrire la matrice  $[A]$ , on peut utiliser l'algorithme suivant:

- on complète une colonne après l'autre, à partir de la première jusqu'à la dernière;
- pour la colonne  $i$ , on remonte du nœud  $i$  vers le nœud d'alimentation du réseau par le chemin le plus court. Pour tous les tronçons rencontrés on introduit «1», pour les autres «0».

Dans l'ordinateur, l'architecture du réseau est représentée par la matrice  $[NI]$  dont les éléments sont définis par les nœuds de départ de chaque tronçon. Dans le cas de la figure 1

$$[NI] = [0 \ 1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 4 \ 2 \ 7]_t$$

et la matrice  $[A]$  s'écrit en utilisant le schéma logique de la figure 2.

En ce qui concerne les puissances réactives  $Q_i$ , on pose  $q \rightarrow Q$ ,  $Q \rightarrow QM$  dans le programme; le schéma logique correspondant est donné dans la figure 3.

## 2.2 Les composantes des frais totaux actualisés

Dans un réseau électrique on cherche normalement l'optimum des puissances réactives en vue du minimum des frais totaux actualisés. Le modèle mathématique tient donc compte [7]:

- du coût des pertes d'énergie active dans le réseau et dans les condensateurs;
- du coût de la centrale électrique d'équivalence des pertes actives à la pointe de charge;
- du coût des investissements correspondants

### 2.2.1 L'énergie active économisée par la compensation

Si, dans le réseau considéré, on compense chaque usager au niveau du jeu de barres B.T. avec  $x_i$ ,  $i = 1 \dots n$ , et si les pertes spécifiques dans les condensateurs sont  $p_c$ , le gain d'énergie active pour une journée a pour expression

$$W_J = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \left( \frac{2 q_{ij} x_i - x_i^2}{U_n^2} r_i + \frac{2 Q_{ij} X_i - X_i^2}{U_n^2} R_i - p_c x_i \right) \quad (5)$$

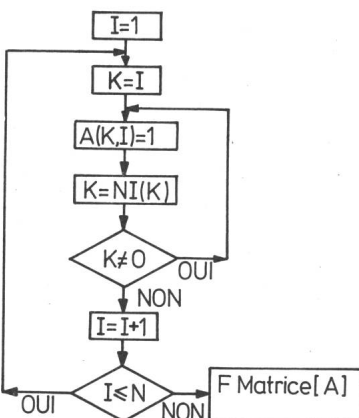


Fig. 2 Schéma logique pour écrire la matrice  $[A]$

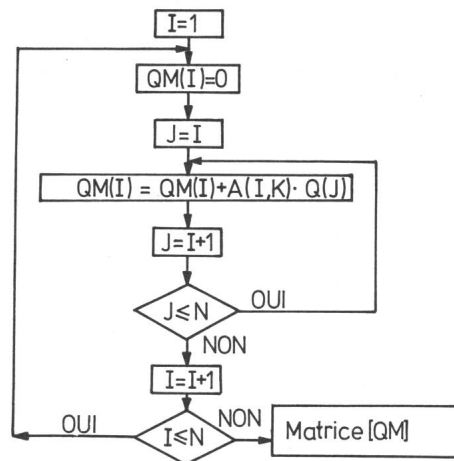


Fig. 3 Schéma logique pour écrire la matrice des circulations de puissance réactives  $[Q_i]$

Si l'on discrétise les puissances des condensateurs ( $x_i$ ,  $X_i$ ) et les puissances réactives demandées ( $q_{ij}$ ,  $Q_{ij}$ ) dans des unités élémentaires standardisées  $u$  (par exemple  $u = 15$  kvar, 25 kvar, etc.), on peut écrire

$$x_i = x_i' u; \quad X_i = X_i' u \quad (6)$$

$$q_{ij} = q_{ij}' u; \quad Q_{ij} = Q_{ij}' u$$

En utilisant également la propriété des grandeurs statistiques que la moyenne d'une somme est égale à la somme des moyennes [3]

$$\sum_{j=1}^m q_{ij} = m \bar{q}_i \quad \sum_{j=1}^m Q_{ij} = m \bar{Q}_i \quad (7)$$

la relation (5) devient finalement

$$W_J = \frac{m u^2}{U_n^2} \sum_{i=1}^n \left[ (2 \bar{q}_i x_i - x_i^2) r_i + (2 \bar{Q}_i X_i - X_i^2) R_i - p_c \frac{U_n^2}{u} x_i \right] \quad (8)$$

Le coût actualisé de ces pertes d'énergie aura pour expression [2]

$$C_{PE} = 10^{-3} k_a \beta_a N_f \frac{u^2}{U_n^2} \sum_{i=1}^n \left[ (2 \bar{q}_i x_i - x_i^2) r_i + (2 \bar{Q}_i X_i - X_i^2) R_i - p_c \frac{U_n^2}{u} x_i \right] \quad (9)$$

Dans ces relations  $\bar{q}_i$  et  $\bar{Q}_i$  sont les valeurs moyennes des variables  $q_i(t)$  et  $Q_i(t)$  dans le temps,  $\beta_a$  le prix de revient du kWh perdu,  $N_f$  le nombre des heures de fonctionnement par année et

$$k_a = \sum_{k=1}^6 (1 + a)^{-k} \quad (10)$$

un coefficient d'actualisation avec  $a$ , le taux d'actualisation.

### 2.2.2 La centrale d'équivalence

Par la compensation des puissances réactives les pertes actives diminuent au point que la puissance de la centrale peut être réduite. Le coût de la «centrale d'équivalence» est

$$C_{CE} = 10^{-3} k \beta G \frac{u^2}{U_n^2} \sum_{i=1}^n \left[ (2 q_{i \max} x_i - x_i^2) r_i + (2 Q_{i \max} X_i - X_i^2) R_i - p_c \frac{U_n^2}{u} x_i \right] \quad (11)$$

$$\text{où } k = 1 - W_n (1 + a)^{-6} \quad (12)$$

$W_n$  étant le taux de la valeur résiduelle,  $\beta$  un coefficient de corrélation,  $G$  le prix de revient du kW installé dans la centrale électrique de pointe,  $q_{i \max}$  et  $Q_{i \max}$  les puissances réactives au maximum de la charge. Avec une précision suffisante on peut écrire [3]

$$q_{i \max} \approx \bar{q}_i \left( 1 + \frac{2 \sigma_i}{100} \right) = \sigma_i'' \bar{q}_i \quad (13)$$

où  $\sigma_i$  (%) est l'écart type de la variable de temps aléatoire  $q_i(t)$ .

### 2.2.3 L'investissement pour la compensation

Si l'on admet que le coût des condensateurs est proportionnel aux puissances réactives, le coût de l'investissement est

$$I = \sum_{i=1}^n \gamma' x_i' = \gamma' \sum_{i=1}^n x_i, \quad \gamma' = \gamma \cdot u \quad (14)$$

où  $\gamma$  est le prix de revient du kvar installé dans les condensateurs.

Le bénéfice obtenu par la compensation de l'énergie réactive a donc pour expression

$$B = C_{PE} + C_{CE} - I = \sum_{i=1}^n (\theta \bar{q}_i r_i x_i - \lambda r_i x_i^2 + \theta \bar{Q}_i R_i X_i - \lambda R_i X_i^2 - a x_i) \quad (15)$$

$$\text{où: } \theta = 2 (G' \sigma' + \alpha), \quad G' = 10^{-3} \frac{u^2}{U_n^2} G$$

$$a = \gamma u + p' \lambda, \quad p' = p_c \frac{U_n^2}{u}$$

$$\alpha = \frac{k_a \beta_a}{10^3} N_t \frac{u^2}{U_n^2}, \quad \lambda = G' + \alpha$$

$$\sigma' = \left( 1 + 2 \frac{\sigma}{100} \right) \beta k$$

L'analyse de la relation (15) montre logiquement que l'introduction de la compensation de l'énergie réactive se traduit par la diminution des pertes actives, la diminution de l'investissement dans la centrale d'équivalence et l'augmentation de l'investissement dans les condensateurs. On remarque que le calcul des pertes d'énergie comme le calcul du bénéfice de la compensation implique la détermination des valeurs moyennes des puissances réactives pour chaque tronçon. On peut déterminer ces valeurs soit à partir des courbes de charges des usagers, soit à partir de leur énergie réactive. On peut également prendre des valeurs connues pour des cas similaires, calculées auparavant ou données dans la littérature [3].

## 3. Méthodes de solution

### 3.1 La méthode de Fletcher-Powell (FLEPOMIN)

La méthode de Newton, bien qu'elle soit supérieure aux méthodes du gradient, présente l'inconvénient d'évaluations et d'inversions répétées de la matrice hessienne dont les éléments sont définis par

$$H_{ij} = \partial^2 F / \partial x_i \partial x_j \quad (16)$$

$F$  étant la fonction objectif. Pour éviter ce désavantage des méthodes ont été mises au point [8], pour lesquelles la relation générale

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} - \lambda^{(k)} H^{-1} (X^{(k)}) G (X^{(k)}) \quad (17)$$

$$\text{devient } X^{(k+1)} = X^{(k)} - \lambda^{(k)} \tilde{H} (X^{(k)}) G (X^{(k)}) \quad (18)$$

où  $X^{(k)}$  est le point courant dans l'approximation ( $k$ ),  $\lambda^{(k)}$  le pas défini de manière que  $F(X^{(k+1)})$  soit minimum,  $G(X^{(k)})$  le gradient au point  $X^{(k)}$  et où  $\tilde{H}(X^{(k)})$  représente une approximation de la matrice  $H^{-1}(X^{(k)})$  [8].

Ainsi, pour une fonction objectif quadratique de  $n$  variables dans la méthode *Fletcher-Powell* [8], en partant d'une matrice initiale (en général la matrice unitaire) par des modifications successives de celle-ci, le minimum est atteint en  $n$  itérations, car  $H_n = H^{-1}$ ; au voisinage du minimum on peut écrire

$$X_{\min} = X^{(k+1)} = X^{(k)} - H^{-1} (X^{(k)}) G (X^{(k)}) = X^{(k)} - \tilde{H}^k (X^{(k)}) G (X^{(k)}) \quad (19)$$

Pour l'utilisation du sous-programme FLEPOMIN [9], il est nécessaire d'écrire un sous-programme FUNCT permettant de calculer la valeur de la fonction objectif et de ses dérivées partielles en un point donné. Ce sous-programme comporte 4 arguments formels ( $X$ ,  $G$ ,  $F$ ,  $N$ ) donnant, respectivement, la valeur du point courant, la valeur des dérivées partielles de la fonction-objectif et la valeur de la fonction à minimiser au point courant ainsi que le nombre des variables.

Comme on veut maximiser le bénéfice  $B$  de la relation (15) et que le programme FLEPOMIN permet de minimiser une fonction quelconque de  $n$  variables, on met  $F = -B$ . En utilisant les équations (3) et (4) on a

$$\partial X_i / \partial x_k = A_{i,k} \quad \text{et} \quad \partial X_i^2 / \partial x_k = 2 X_i A_{i,k} \quad (20)$$

et les dérivées partielles de la fonction objectif ont pour expression

$$G_k = \frac{\partial F}{\partial x_k} = -a - \theta \bar{q}_k r_k + 2 \lambda r_k x_k - \sum_{i=1}^n (\theta R_i \bar{Q}_i A_{i,k} - 2 \lambda R_i A_{i,k} X_i) \quad (21)$$

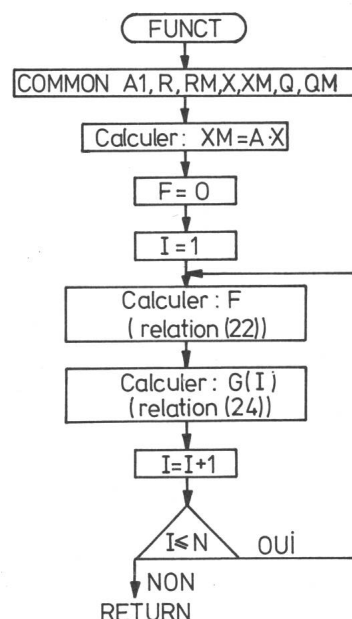


Fig. 4 Organigramme pour le sous-programme FUNCT

Avec les notations  $R = r$ ,  $RM = R$ ,  $Q = \bar{q}$ ,  $QM = \bar{Q}$ ,  $TT = \theta$ ,  $RL = \lambda$ ,  $A1 = a$ , le schéma logique de calcul pour le sous-programme FUNCT est donné dans la figure 4.

### 3.2 La méthode de la matrice diagonale

Pour maximiser la fonction  $F = B$  on utilise une relation similaire à l'équation (17). Dans ce cas, les dérivées partielles ont pour expression

$$DB(K) = G_k = \frac{\partial B}{\partial x_k} = G_{ok} - 2\lambda r_k x_k - 2\lambda \sum_{i=1}^n R_i X_i A_{i,k} \quad (22)$$

$$\text{où: } G_{ok} = \theta r_k \bar{q}_k + \theta \sum_{i=1}^n R_i \bar{Q}_i A_{i,k} - a; \quad k = 1 \dots n \quad (23)$$

En tenant compte des équations (20), les éléments de la matrice hessienne ont pour expressions

$$H_{k,j} = \frac{\partial^2 B}{\partial x_k \partial x_j} = -2\lambda \sum_{i=1}^n R_i A_{i,j} A_{i,k}, \quad j = 1 \dots n; \quad j \neq k \quad (24)$$

$$H_{k,k} = \frac{\partial^2 B}{\partial x_k^2} = -2\lambda r_k - 2\lambda \sum_{i=1}^n R_i A_{i,k}^2 \quad (25)$$

L'analyse des relations (24) et (25) met en évidence que

$$\left| \frac{\partial^2 B}{\partial x_k \partial x_j} \right| \ll \left| \frac{\partial^2 B}{\partial x_k^2} \right| \quad (26)$$

Cette situation est due, d'une part, au fait que les résistances des transformateurs sont beaucoup plus grandes que celles des câbles et, d'autre part, au fait que la valeur de la constante  $\lambda$  (équation 15) est très grande par rapport à l'unité.

En raison de la relation (26) on peut considérer la matrice  $H$ , avec une bonne approximation, comme une matrice dia-

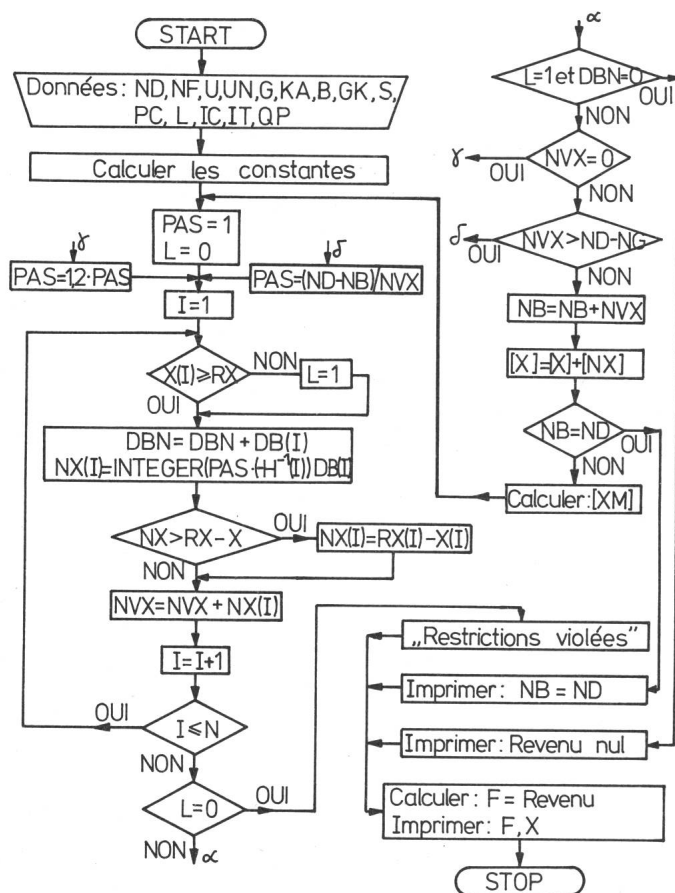


Fig. 5 Schéma logique de calcul pour la méthode de la matrice diagonale

ND	Nombre des unités des condensateurs disponibles
NF	Nombre des heures de fonctionnement par année
$U = u$	La puissance, en kvar, d'une unité élémentaire
$UN \dots U_n$	Tension nominale du réseau, en kV
G	Prix de revient d'un kW installé dans une centrale électrique de pointe
$KA = k_a$	Le coefficient d'actualisation
$B = \beta$	Coefficient de corrélation ( $\approx 0,8$ )
$CC = \delta$	Prix de revient du kvar installé dans les condensateurs
$S = \sigma (\%)$	Ecart type de la variable aléatoire $q(t)$
L	Longueur des câbles
$PC = p_c$	Pertes spécifiques d'énergie dans les condensateurs
IC	Type des câbles
IT	Type des transformateurs
QP	Puissance réactive au nœud I
RK (I)	Restriction de puissance pour le nœud I

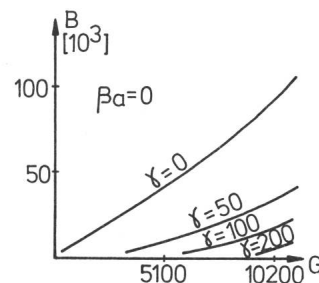


Fig. 6 Variation du gain B en fonction du prix de revient de la centrale d'équivalence G

$\beta_a$  Prix de revient du kWh perdu  
 $\gamma$  Prix de revient du kvar de condensateurs installé

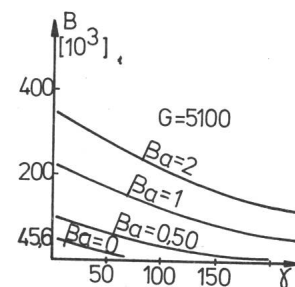


Fig. 7 Variation du gain B en fonction du prix de revient du kvar  $\gamma$

$\beta_a$  Prix de revient du kWh perdu  
G Prix de revient du kW installé de la centrale d'équivalence

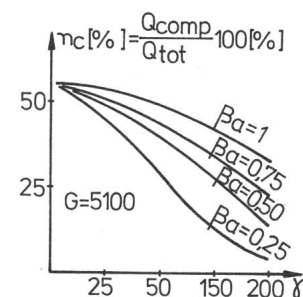


Fig. 8 Variation du niveau de compensation en fonction du prix de revient du kvar

G Prix de revient du kW installé de la centrale d'équivalence  
 $\beta_a$  Prix de revient du kWh perdu

gonale. L'inversion de cette matrice est alors très simple et la méthode est rapidement convergente. Cette situation se retrouve dans de nombreux cas de programmation quadratique en énergétique.

Comme les solutions doivent être des quantités entières, il est nécessaire d'introduire dans le programme un paramètre PAS, représentant la profondeur de l'avancement. Ce pas est nécessaire en présence de restrictions et dans le voisinage de la solution optimale et il est calculé par rapport à la norme du vecteur  $\Delta X = X^{(k+1)} - X^{(k)}$ , NVX. La figure 5 donne le schéma logique de calcul pour la méthode proposée, la méthode de la matrice diagonale.

Si la méthode FLEPOMIN permet la solution du problème en l'absence de restrictions, la méthode proposée permet de déterminer la solution même en présence de restrictions. L'avantage de la méthode de la matrice diagonale est encore plus évident en ce qui concerne la rapidité. Il est intéressant de remarquer que la présence des termes  $G$ ,  $k_a$ ,  $\beta_a$  et  $N_f$  dans l'expression de la fonction objectif contribue à l'accélération de la convergence.

#### 4. Etude paramétrique de la compensation

Il est intéressant d'étudier les effets économiques impliqués par l'introduction de la compensation, c'est-à-dire de mettre en évidence l'influence des paramètres de la fonction objectif sur la valeur du gain obtenu. Pour cela on a fait varier les principaux paramètres du programme: le prix de revient du kvar installé dans les condensateurs ( $\gamma$ ), le prix de revient du kWh perdu ( $\beta_a$ ) et le prix de revient du kW installé dans la centrale d'équivalence ( $G$ ). Les conclusions de cette étude paramétrique pour un réseau moyenne tension avec 10 postes entre 400 et 1000 kvar sont les suivantes:

- lorsque le prix de revient des condensateurs augmente, leur installation est moins économique (fig. 6, 7), mais cette influence n'est pas linéaire;
- le gain obtenu est proportionnel au prix de l'énergie perdue. On obtient un revenu  $B_a$  dû uniquement à la centrale d'équivalence pour  $\beta_a = 0$ ,  $\gamma = 0$  (fig. 7);
- l'augmentation du prix de revient du kW installé dans la centrale d'équivalence favorise plus que proportionnellement l'installation de condensateurs plus coûteux (fig. 6);

- le niveau de la compensation optimum ( $n_c$ ) dépend essentiellement des valeurs des paramètres  $\gamma$ ,  $\beta_a$  et  $G$ ; si l'augmentation de  $\gamma$  diminue ce niveau, l'augmentation de  $\beta_a$  augmente la puissance des condensateurs installés (fig. 8).

Dans les figures 6 à 8, les valeurs des paramètres sont données en monnaie roumaine (100 lei  $\approx$  43.50 fr.s.), et les valeurs moyennes sont considérées par rapport aux normes roumaines.

#### 5. Conclusions

La méthode proposée a été testée pour différentes valeurs de paramètres. Afin de pouvoir la comparer avec d'autres méthodes, le même problème a été traité par différentes méthodes. Les résultats obtenus sont favorables à la méthode de la matrice diagonale surtout en ce qui concerne la rapidité.

Pour les problèmes de programmation quadratique pour lesquels on peut négliger les termes non-diagonaux de la matrice hessienne, la méthode proposée s'avère très efficace. En énergétique il existe d'autres exemples où la matrice hessienne peut être réduite à une matrice diagonale.

#### Bibliographie

- [1] G. H. Cărtina: La répartition économique des sources réactives dans les réseaux de distribution par la programmation dynamique. Revue E 9(1978)3, p. 33...35.
- [2] G. Cărtina: Utilisation de l'algorithme Hildreth-d'Esopo pour l'optimisation de la circulation des puissances réactives dans un réseau électrique. Bull. ASE/UCS 71(1980)7, p. 349...351.
- [3] G. Cărtina: Sur le système informatique pour l'exploitation optimale des réseaux de distribution. Bull. ASE/UCS 72(1981)1, p. 14...18.
- [4] N. Poeta e. a.: Algorithme et programme pour l'optimisation de la répartition des sources réactives dans les réseaux urbains. Energetica 27(1979)1/2, p. 66...71 (= roum.).
- [5] P. A. Chamorel: Optimisation des productions d'énergie active et réactive dans un réseau électrique à haute tension par programmation linéaire. Bull. ASE/UCS 72(1981)1, p. 8...13.
- [6] P. Eykhoff: System identification: Parameter and state estimation. London, John Wiley, 1974.
- [7] R. Pélissier: Les réseaux d'énergie électrique. 4 volumes. Paris, Dunod, 1971/1976.
- [8] R. Fletcher and M. D. J. Powell: A rapidly convergent method for minimisation. Computer Journal 6(1963)6, p. 163...168.
- [9] Bibliothèque mathématique. Manuel d'utilisation: Systèmes BPM, Siris 7, Siris Paris, Compagnie Internationale pour l'Informatique, 1973.

#### Adresse de l'auteur

Dr.-Ing. G. Cărtina, Faculté d'électrotechnique, Institut polytechnique de Jassy, Jassy, Roumanie.