

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique
جامعة فرحات عباس - سطيف
Université Ferhat Abbas - Sétif

Présenté à la Faculté de Technologie
Département d'Électrotechnique
Pour l'obtention du Diplôme de

Magister En Électrotechnique

Option : Réseaux Électriques

Par

Tebani Wissame

THEME

**Compensation optimale de l'énergie réactive dans les
réseaux de distribution**

Soutenue le: 25 / 06 / 2012

devant le jury composé :

Mr : Bouktir Tarek	Professeur	U.F.A.Sétif	Président
Mr : Hamouda Abdellatif	M.C.A	U.F.A.Sétif	Rapporteur
Mr : Hemsas Kamel eddine	M.C.A	U.F.A.Sétif	Examineur
Mr : Bayadi Abdelhafid	Professeur	U.F.A.Sétif	Examineur

Remerciements

Je tiens à remercier sincèrement mon directeur de mémoire docteur Abdelatif Hamouda. D'une part pour m'avoir donné l'opportunité de participer à ce projet. Ce projet qui a développé en moi une capacité de recherche et d'adaptation. D'autre part, d'avoir accepté d'être mon encadreur, avec un suivi constant et un intérêt démontré tout au long de mon travail.

Je remercie également le Professeur Zehar Khaled pour leur encouragement répété pour que je finalise ce travail.

Je tiens également à réserver un remerciement particulière aux êtres les plus tendres à mes yeux et les plus chères à mon cœur à ma mère et mon père. À mon mari et mon chère enfant « Khaled ». À ma sœur et mes frères et à toute ma famille.

Mes vifs remerciements sont destinés aux membres de jury de m'avoir fait l'honneur d'évaluer mon travail.

Enfin, mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou loin à la réalisation de mon travail.

Sommaire

Introduction Générale.	1
-------------------------------	----------

Chapitre1 : État de l'art.

1.1 Introduction.	3
1.2 Méthodes analytiques	3
1.3 Méthode de programmation numérique.	7
1.4 Méthode heuristique.	11
1.5 Méthode méta-heuristique	12

Chapitre 2 : Calcul de l'écoulement de puissance

2.1 Introduction.	18
2.2 Revue de littérature.	20
2.3 Unité relative.	20
2.4 Modélisation des branches et des charges.	21
2.4.1 Modélisation des branches.	21
2.4.2 Modélisation des charges.	21
2.5 Modélisation de l'écoulement de puissance.	22
2.5.1 Réseaux en échelle.	22
2.5.1.1 Puissance dans les branches.	23
a- Puissance en fin de branche.	23
b- Pertes de puissance dans une branche.	24
c- Puissance en début de branche.	24
2.5.1.2 Courants dans les branches.	24
2.5.1.3 Tension dans la ligne.	25
2.5.2 Ligne avec ramification.	25
2.5.2.1 Recherche de la configuration de la ligne.	26
2.5.2.2 Puissance dans les branches.	27

a- Puissance et courant dans les branches.	27
2.5.2.3 Tension d'un nœud.	28
2.6 Méthode de solution.	28
2.7 Organigramme de méthode.	28
2.7.1 Ligne en échelle.	28
2.7.2 Ligne avec ramification.	30
2.8 Test et validation.	31
2.9 Discussion des résultats.	36
a- Réseau de 10 jeux de barres	36
b- Réseau de 33 jeux de barres	36
c- Réseau de 69 jeux de barres	37
2.10 Conclusion.	42

Chapitre 3 : Optimisation de la compensation de l'énergie réactive

3.1 Introduction.	43
3.2 État de l'art.	43
3.3 Formulation de problème.	43
3.4 Fonction objectif.	44
3.5 Réduction des pertes de puissance active.	46
3.5.1 Pertes de puissance active.	46
3.6 Réduction des pertes de puissance réactive.	47
3.6.1 Pertes de puissance réactive.	47
3.7 Puissance et emplacement optimaux des batteries.	48
3.7.1 Problème général.	48
3.8 Méthode heuristique.	49
3.9 Nouvelle modélisation du problème.	50
3.10 Emplacement optimale des batteries.	51
3.11 Détermination des tailles optimales.	52
3.12 Stratégie de solution.	53
3.13 Algorithme de calcul.	53
3.14 Test et validation de la méthode.	55
3.15 Résultats et discussion.	56

3.15.1 Réseau de 10 nœuds.	56
3.15.2 Réseau de 33 nœuds.	58
3.15.3 Réseau de 69 nœuds.	59
3.16 Conclusion.	66
Conclusion générale.	68
Annexes.	75
Annexes 1.	70
Annexes 2.	74
Bibliographie.	76
Nomenclature	81

Liste des tableaux :

Tableau 2.1 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 10 jeux de barres é é é é 34

Tableau 2.2 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 33 jeux de barres é é é é 34

Tableau 2.3 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 69 jeux de barres é é é é 35

Tableau 3.1 : Prix des batteries selon les tailles é é é é é é é é é é é é é é é é é 55

Tableau 3.2 : Batteries standards possibles pour la ligne de 10 n° uds é é é é é é é é é .55

Tableau 3.3 : Batteries standards possibles pour la ligne de 33 n° uds é é é é é é é é é 56

Tableau 3.4 : Batteries standards possibles pour la ligne de 69 n° uds é é é é é é é é é 56

Tableau 3.5 : Comparaison des résultats de réseau de 10 n° uds é é é é é é é é é é é .57

Tableau 3.6 : Comparaison des résultats de réseau de 33 n° uds é é é é é é é é é é é .58

Tableau 3.7 : Comparaison des résultats de réseau de 69 n° uds é é é é é é é é é é é .60

Liste des Figures :

Figure 1 : Schéma unifilaire d'une branche	21
Figure 2 : Schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres	22
Figure 3 : Schéma équivalent d'une branche	23
Figure 4 : Schéma unifilaire de la ligne de 33 jeux de barres	25
Figure 5 : Schéma unifilaire de la ligne de 69 jeux de barres	33
Figure 6 : Distribution des courants actifs et réactifs de branche ; ligne de 10 n°	37
Figure 7 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches ; ligne de 10 n°	38
Figure 8 : Graphe comparatif des tensions ; ligne de 10 n°	38
Figure 9 : Distribution des courants actifs et réactifs de branche ; ligne de 33 n°	39
Figure 10 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches ; ligne de 33 n°	39
Figure 11 : Graphe comparatif des tensions ; ligne de 33 n°	40
Figure 12 : Distribution des courants actifs et réactifs de branche ; ligne de 69 n°	40
Figure 13 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches ; ligne de 69 n°	41
Figure 14 : Graphe comparatif des tensions ; ligne de 69 n°	41
Figure 15 : Réseaux ramifiés avec une batterie au n° $k=6$	47
Figure 16 : Tension et phase à l'origine avant et après compensation ; ligne de 10 n°	60
Figure 17 : Comparaison des tensions avant et après compensations ; ligne de 10 n°	61
Figure 18 : Graphe comparatif des distributions des courants réactifs ; ligne de 10 n°	61
Figure 19 : Évaluation des pertes au cours de l'installation des batteries ; ligne de 10 n°	62
Figure 20 : Tension et phase à l'origine avant et après compensation ; ligne de 33 n°	62
Figure 21 : Comparaison des tensions avant et après compensations ; ligne de 33 n°	63
Figure 22 : Graphe comparatif des distributions des courants réactifs ; ligne de 33 n°	63
Figure 23 : Évaluation des pertes au cours de l'installation des batteries ; ligne de 33 n°	64
Figure 24 : Tension et phase à l'origine avant et après compensation ; ligne de 69 n°	64

Figure 25 : Comparaison des tensions avant et après compensations ; ligne de 69 kV .65

Figure 26 : Graphe comparatif des distributions des courants réactif ; ligne de 69 kV .65

Figure 27 : Évaluation des pertes au court de l'installation des batteries ; ligne de 69 kV .66

Introduction Générale.

Une très grande partie des pertes de puissance dans les réseaux électrique sont attribuées à ceux dits de distribution. Sur l'ensemble de la puissance véhiculée par les réseaux de distribution, les pertes de puissance sont estimées à 14%. Le niveau de ces pertes conjuguée à l'orientation portant dérégulation du marché de l'électricité ont poussé les compagnies de distribution à accorder un sérieux intérêt au problème des pertes dans les réseaux de distribution afin d'augmenter la transmission de puissance de ces derniers avant de penser à investir dans la construction de nouvelles lignes.

Pour une configuration de ligne donnée et vu que la demande de puissance active est incompressible, la réduction des chutes de tension et celle des pertes de puissance ne peuvent donc être réalisées que par la diminution du transit des fortes composantes réactives du courant de ligne. Dans ce but, la compensation de l'énergie réactive est recommandée et l'un des moyens les plus indiqués est l'application de batteries de condensateurs shunts qui est d'ailleurs, l'objet du présente mémoire. Cependant, il ne suffit pas de placer des batteries de condensateurs pour dire que le problème posé (circulation de forts courants réactifs) est résolu.

Par l'optimisation de la compensation d'énergie réactive, il faut entendre le choix des puissances des batteries de condensateurs, leurs emplacements et même le temps durant lequel elles resteront en ligne s'il s'agit d'une compensation adaptative. Bien entendu, ces choix doivent être faits de sorte que l'on ait le moins de pertes de puissance en ligne et une amélioration du profil de la tension tout en ayant un retour économique positif. Les choix de la fonction objective est dictés par le souci de prendre en compte à la fois l'aspect électrique et économique du problème. La fonction objective sur laquelle tous les auteurs ayant traité le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive est la fonction dite retour économique « economic return function » ou réduction du coût « saving function ». Cependant, et du fait que l'installation des batteries de condensateurs réduit non seulement les pertes active mais aussi les pertes de puissance réactive alors, à la différence de tous les auteurs ayant traité le problème objet de notre préoccupation, nous allons introduire dans la fonction objective la réduction des pertes de puissance réactive.

L'objectif qu'on s'est assigné est donc la détermination des puissances des batteries et leurs emplacements pour réduire au mieux les pertes de puissances, améliorer le profil de la tension et par là augmenter la capacité de transmission de ces lignes.

Le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive ne pouvant être séparé de l'écoulement de puissance alors, la solution de ce dernier sera étudiée.

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres. Dans le premier chapitre, on donnera un état de l'art sur les méthodes d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. Vient ensuite le

second chapitre, où on déterminera la solution de l'écoulement de puissance dans les lignes de distribution. Dans le troisième chapitre, on se penchera sur l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive par batteries fixes en utilisant une méthode heuristique. Enfin nous terminerons le présent mémoire par une conclusion générale.

1.1 INTRODUCTION :

Un nombre non négligeable de travaux ont traité le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les lignes de distribution, c'est-à-dire déterminer les tailles des batteries de condensateurs et leurs emplacements pour réduire les pertes de puissance dans la ligne. On peut classer les méthodes en quatre catégories, analytique, programmation numérique, heuristique et l'intelligence et méta heuristique.

1.2 METHODES ANALYTIQUES :

Les premières méthodes utilisées sont les méthodes analytiques. Le pionnier dans le domaine est Cook [1]. Il a en 1959 étudié les effets des condensateurs sur les pertes de puissance dans un réseau radiale de distribution où les charges sont uniformément distribuées. Il a considéré la réduction des pertes de puissance comme fonction objective en considérant un cycle de charge réactive périodique. Cook a alors développé un réseau de courbes pratiques pour déterminer la puissance la plus économique de la batterie de condensateurs ainsi que l'emplacement de cette dernière sur la ligne. L'équation donnant l'emplacement optimal à attribuer à une batterie de taille spécifiée est donnée par :

$$C_{L-opt} = 1 - \frac{C_R}{2L_f} \quad (1.1)$$

Avec

- C_{L-opt} : est l'emplacement optimal.
- C_R : est la taille de condensateur.
- L_f : est le facteur de charge réactive.

Il s'est aussi intéressé par après (1964) [2], au placement de condensateurs multiples. Il a considéré que les batteries sont de mêmes tailles et leurs emplacements sont déterminés de sorte à maximiser la réduction des pertes de puissance. Il ainsi arrivé à la conclusion que lors de la compensation par plusieurs batteries, 90% de la réduction des pertes est réalisée par une seule batterie. Cook a aussi définit la célèbre règle des 2/3. Cette règle indique que la puissance d'une batterie de condensateur égale au 2/3 de la puissance réactive à la sortie de la source placée au 2/3 de la longueur totale de la ligne, produit le maximum de réduction des pertes de puissance.

Schimill [2] en 1965 a présenté la théorie de base pour l'application correcte des batteries de condensateurs shunts dans les lignes de distribution radiales. Les équations sont données pour la taille et l'emplacement des n condensateurs sur une ligne uniforme avec une charge uniformément répartie, la régulation de la tension n'est pas considérée. Schimill a étendu le travail de Cook [2]. Il détermine la compensation d'énergie réactive par de multiples batteries de condensateurs. L'emplacement de chacune des batteries est donné par :

$$l_i = \frac{2i}{2n+1}l \quad (1.2)$$

Où :

- l_i : est l'emplacement de la batterie i .
- n : est le nombre total de batteries installées.
- l : est la longueur totale de la ligne

Cette règle est attribuée à la règle de 2/3. Aussi, il détermine la taille, l'emplacement et le temps de mise en service de condensateurs pour les deux cas fixe et commuté.

Chang [4] en 1969, a donné une méthode pour placer des batteries de condensateurs afin de contrôler la tension du réseau et les pertes de puissance dans ce dernier. Il a alors formé une fonction réduction du coût incluant à la fois la réduction des pertes de puissance et la réduction des pertes d'énergie. Un programme informatique a alors été mis au point pour résoudre le problème de placement des batteries de condensateurs. La charge du réseau est dans ce cas considérée comme étant uniformément répartie sur la ligne.

Chang dans [5] en 1972, a présenté une analyse mathématique pour l'application de batteries de condensateurs shunts sur une ligne de distribution radiale. L'équation généralisée pour calculer I^2R est dérivée selon l'axe des réels et l'axe des imaginaires ceci conduit à :

$$I^2R = (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta)^2 R \quad (1.3)$$

Lorsque une batterie de condensateur I_c est appliquée dans la ligne ce qui entraîne un nouveau courant I_1 , alors les pertes de puissance nouvelles sont :

$$I_1^2R = (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta - I_c)^2 R \quad (1.4)$$

La réduction des pertes dues à l'ajout d'une batterie de condensateurs dans la ligne avec une charge uniformément répartie est donné par :

$$\begin{aligned}\Delta L &= I^2 R - I_1^2 R \\ \Delta L &= 2(I \sin \theta) I_c R - I_c^2 R\end{aligned}\tag{1.5}$$

Grainger et son équipe [6] en 1980 ont déterminé les tailles et les emplacements d'un nombre comme de batterie de condensateurs en résolvant un ensemble d'équations linéaires de façon séquentielle et ont fait une étude de sensibilité pour déterminer les tailles standards les plus proches des taille optimales calculées.

Grainger et Lee dans [7] en 1981, pour contourner les hypothèses simplificatrices à savoir, ligne uniforme et charge uniformément répartie, ont introduit le concept de la ligne uniforme normalisée équivalente. Les résistances de tous les tronçons de la ligne sont rapportées à l'une d'entre elles prise comme résistance de base. Ils calculent alors les nouvelles longueurs des tronçons en utilisant l'expression suivante :

$$L_{ui} = \frac{L_i r_i}{r_j} \quad i=1,2,\dots, n \tag{1.6}$$

Où :

- L_{ui} : est la longueur du tronçon i de la ligne uniforme.
- L_i : est la longueur du tronçon i.
- r_i : est la résistance du tronçon i.
- r_j : est la résistance de base.
- n : est le nombre de tronçons de la ligne.

Les longueurs des tronçons de la ligne uniforme sont normalisées en les rapportant à la longueur totale de la ligne uniforme qui est donnée par :

$$L_u = \sum_{i=1}^n \frac{L_i r_i}{r_j} \tag{1.7}$$

Les puissances des charges, les courants et les tensions sont quant à eux normalisée en se donnant une puissance de base et une tension de base.

Une fois la ligne uniformisée et normalisée, les tailles et les emplacements des batteries dont le nombre est fixé au départ de manière séquentielle en dérivant la fonction objective par rapport aux courants générés par les batteries et par rapport aux emplacements de ces dernières qu'ils considèrent comme des variables continues. La fonction objective considérée est la réduction du coût définie par :

$$\Delta S = k_p \Delta P + k_e \Delta E - k_{cf} \sum_{i=1}^{nc} Q_{ci} \quad (1.8)$$

Où :

- ΔP : est la réduction des pertes de puissance au pic de charge.
- ΔE : est la réduction des pertes d'énergie.
- k_p et k_e : est le prix de kW et kWh respectivement.
- k_{cf} : est le prix de kVAr installé.

Lee et Grainger [8] en 1981, ont étendu leurs travaux à la compensation adaptative. L'approche développée utilise la courbe de durée de charge réactive. Les puissances optimales, les emplacements et le temps de mise en service sont déterminés pour un nombre donné de batteries. Les batteries commutables sont entrées simultanément. Le problème est décomposé en trois sous-problèmes et la solution est déterminée itérativement. Ce travail a été étendu en 1982 [9] pour considérer la compensation par batterie fixes et commutables à entrée intermittente. En 1983 Grainger et ses coauteurs [10] ont inclus dans le problème le fait que le modèle mathématique de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dépend de la tension. Les tensions des nœuds qu'ils avaient considérées comme constantes sont dans la réalité variable et il faut en tenir compte.

Grainger et Civanlar [11] ont, en 1985 développé un schéma de compensation variable dans le temps ou en d'autres termes un schéma de compensation continue contrôlée par ordinateur au niveau du centre de contrôle. Les puissances des batteries mises en ligne sont à chaque instant corrigées pour avoir le maximum de réduction des pertes de puissance.

El-Kib et al [12] en 1985, ont présenté une méthode d'optimisation de la compensation adaptative de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution ramifiés non-équilibré. Dans leur méthode, les auteurs commencent d'abord par modéliser la ligne qui constitue la clef de la solution du problème. Ensuite, ils modélisent le problème de l'optimisation de la compensation l'énergie réactive. La fonction objective qu'ils ont considérée tient en compte à la fois de la réduction des pertes de puissance au pic de consommation, de la réduction des pertes d'énergie et du coût des batteries installées. Elle est donnée par :

$$S = k_p LP + k_e LE - \sum_{i=1}^n (\rho_x^{i'} I_{cxi} + \rho_y^{i'} I_{cyi} + \rho_z^{i'} I_{czi}) \quad (1.9)$$

Où :

x, y et z sont les phases du système. LP la réduction des pertes de puissance et LE la réduction des pertes d'énergie. k_p et k_e sont les coûts en dollars de kW et kWh.

Le problème est ensuite divisé en trois sous-problèmes dont la solution est faite par méthode itérative. Il s'agit de détermination des emplacements optimaux des batteries, leur tailles et leur temps de mise en service en considérant que la tension varié très peu.

1.3 METHODES DES PROGRAMATIONS NUMERIQUES

Le développement des méthodes a conduit les chercheurs à s'intéresser de plus en plus à l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. Donc, ils ont développé des méthodes numériques pour l'analyse du réseau électrique.

Duran [13] en 1968 a utilisé une approche de programmation dynamique pour résoudre le problème de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution où les charges sont discrètes. La méthode évalue l'opportunité de placer ou non une batterie de condensateurs aux différents nœuds du réseau. Il utilise alors la fonction objective suivante et exploite le fait qu'elle soit markovienne.

$$F = \sum_{m=1}^n (SL_m(I_{cm}) - C(i_{cm})) \quad (1.10)$$

Où :

- I_{cm} : est le courant capacitif total dans la branche m.
- i_{cm} : est le courant généré par la batterie au nœud m.
-

- $SL_m(I_{cm})$: est la réduction des pertes de puissance dans la branche m donnée par :

$$SL_m(I_{cm}) = 3r_m(2AI_{cm}I_{lm} - BI_{cm}^2) \quad (1.11)$$

Avec :

$$\begin{aligned} A &= k_1 L_F T + k_2 \\ B &= k_1 T + k_2 \end{aligned} \quad (1.12)$$

Dans ces expressions :

- L_F : est le facteur de charge.
- T : est la durée du cycle de charge.
- k_1 : est le prix du kWh en dollars.
- k_2 : est le prix du kW au pic de charge.

Tharwat Fawzi et al [14, 15] en 1983 considèrent dans la solution qu'ils proposent une ligne en échelle uniforme avec une charge uniformément afin de faciliter la solution analytique du problème. Dans le problème qu'ils proposent, ils considèrent deux objectifs que le placement d'une batterie de condensateurs réalise.

- Le premier objectif est la libération des capacités de la source qu'ils formulent par la fonction objective suivant :

$$S_r = S - S' = S - (P^2 + (Q - Q_c)^2)^{1/2} \quad (1.13)$$

Où :

- S : est la puissance apparente au niveau de la source avant compensation.
- S' : est la puissance apparente au niveau de la source après compensation.
- P : est la puissance active au niveau de la source avant compensation.
- Q : est la puissance réactive au niveau de la source après compensation.
- Q_c : est la puissance de la batterie.

- Le deuxième objectif est la réduction des pertes d'énergie qu'ils écrivent comme il suit :

$$E_1 = \frac{T d_{p.u.} R}{V^2} ((2 - d_{p.u.}) Q Q_c F_R - Q_c^2) 10^{-3} \quad (1.14)$$

Où :

- V : est la tension de la ligne.
- R : est la résistance totale de la ligne.

- I_R : est le facteur de charge réactive.
- $d_{p.u.}$: est la distance réactive séparant la batterie de la source.
- T : est le temps de mise en service de la batterie.

La fonction objective à maximiser est alors :

$$R_e = S_r a + E_i c - (b_o + b Q_c) \quad (1.15) \text{ Où :}$$

- a : est le coût annuel des kVA libérés.
- c : est le coût annuel des kWh.
- $b_o + b Q_c$: est la fonction coût supposée d'une batterie de puissance Q_c .

Ponnaikko et Prakasa Rao [16] ont, en 1983 présenté une méthode de détermination des puissances optimales des batteries de condensateurs fixes et commutables à placer sur un réseau de distribution par une méthode dite variation local. Dans cette méthode, on observe les changements sont apportés à la taille de la batterie placée à un nœud « i » quelconque en gardant le reste des batteries inchangées et on vérifie si ce changement améliore la fonction objective et si la solution satisfait les contraintes. Si c'est le cas, on retient la solution et on passe à la deuxième batterie jusqu'à la dernière batterie installée.

Rinker et ces équipes [17] en 1988, ont proposé une méthode pour le placement optimal de batteries de condensateurs dans les réseaux de distribution. Ils installent pour cela des enregistreurs pour déterminer la consommation moyenne d'une semaine cette semaine moyenne est utilisé pour déterminer le meilleur schéma de compensation de l'énergie réactive. Ils essayent alors une combinaison de batteries fixes et/ou commutables en un ou plusieurs nœuds du réseau et déterminent la réduction des pertes de puissance. Si les batteries donnent des résultats en accord avec les cinq meilleures combinaisons retenues lors des enregistrements elles sont retenues comme solution du problème.

Baran et Wu [18] en 1988, ont présenté une méthode de solution du problème de placement de batteries de condensateurs dans les réseaux de distribution. Dans ce problème, les emplacements des batteries, leurs tailles, leurs types, les contraintes de la tension et les variations de la charge sont pris en compte. Le problème est considéré comme un problème de programmation non-linéaire où l'écoulement de charge est explicitement représenté.

Pour résoudre ce problème, il est décomposé en un problème esclave et un problème maître. Ils exploitent pour cela la propriété de l'optimisation où :

$$\min_{e \in E, u \in U} f(u, e) = \min_{e \in E} \left\{ \inf_{u \in U} f(e, u) \right\} \quad (1.16)$$

Où :

e et u correspondent aux vecteurs variables de décision et de contrôle et E , U sont les contraintes sur ces vecteurs.

Dans le problème esclave, on détermine les tailles et les types des batteries. Dans le problème maître on détermine le nombre et les emplacements des batteries en établissant un graphe de décision.

Quintana et Santos-Neito [19] en 1989, présente le problème de la compensation de l'énergie réactive comme un problème de minimisation des pertes en ligne. Ils considèrent comme variables de contrôle, les tailles des batteries et les rapports de transformation des transformateurs. La fonction objective est formulée comme une équation quadratique qui nécessite une solution par une programmation quadratique. Les sensibilités des pertes du premier et second ordre sont déduites de la formulation quadratique du problème moyennant la matrice Jacobienne. La solution qu'ils proposent est une succession d'application de la programmation quadratique où la solution x_{j+1} à l'itération « $j+1$ » s'écrit :

$$x_{j+1} = x_j + \sigma_j s_j \quad (1.17)$$

Où le vecteur s_j et le scalaire σ_j sont respectivement la direction de recherche et le pas à l'itération « j ».

Hsia-Dong Chiang et ces coauteurs [20] en 1990, ont donné une nouvelle formulation du problème de placement des batteries de condensateurs sur les réseaux de distribution en tenant compte du fait que les batteries ne sont disponibles qu'en nombre limité, des contraintes de charge et des contraintes opérationnelles à différents niveaux de charge. Ceci fait que la fonction objective devient non-différentiable et le problème devient donc un problème d'optimisation non-linéaire. Pour déterminer l'optimisation globale de leur fonction objective construite autour de la réduction des pertes de puissance et du coût des batteries de condensateurs, les auteurs utilisent la méthode du recuit simulé.

Baghzouz et Ertem [21] ont présenté, en 1990, une méthode de solution du problème de la détermination des puissances optimales des batteries à mettre sur une ligne de distribution en présence d'une source non-sinusoïdale donc de composantes harmoniques. Le problème est formulé comme un problème d'optimisation combinatoire avec contraintes où il s'agit de minimiser les pertes de puissances en tenant compte du fait que les batteries à installer sont des multiples entiers d'une batterie Q_o ($Q_{c,max} = LQ_o$) que la tension de chaque nœud admet une valeur minimale et une valeur maximale et que le taux de distorsion ne doit pas dépasser une valeur maximale donnée. La méthode de solution proposée est une méthode de variation locale. La solution optimale et du fait que le choix de batteries est limité, est celle qui satisfait les contraintes et minimiser les pertes.

1.4 METHODES HEURISTIQUES

Les techniques heuristiques sont des méthodes de solution très simples à mettre en œuvre. Elles sont pratiques, rapides et réduisent l'espace de recherche. Ces méthodes utilisent des facteurs de sensibilité qu'elles incorporent dans des méthodes d'optimisation afin d'atteindre des solutions qualitatives avec de petits efforts de calcul. Du fait que nous reviendrons sur ces méthodes lors du chapitre trois de ce mémoire, nous ne citons que les méthodes données par Bala et al [25], Hamada [29] et Segura [30] à titre indicatif.

Bala et al [25] ont, en 1995, proposé une méthode pour l'emplacement optimal de condensateur dans les réseaux de distribution radial. Ils ont calculés le facteur de sensibilité de chaque nœud de la ligne. Ce dernier donne la vitesse de changement des pertes de puissance active dans la ligne par rapport à la charge réactive au nœud en question. En fonction de leurs sensibilités, les nœuds sont classés dans un ordre décroissant. Le premier classé est considéré pour recevoir une batterie de condensateurs dont la taille optimale sera déterminée. Lors de la considération du nœud candidat suivant, aux nœuds ayant déjà reçu des batteries sont assignés des rangs élevés pour éviter qu'ils ne soient reconsidérés une seconde fois. Les tailles optimales des batteries dans ce cas, ne sont pas calculées sur la base d'un modèle mathématique mais, déterminés par applications successives de batteries standard et comparaison des retours économiques de chacune d'elles. La batterie qui produit le plus grand dividende est retenue comme étant la batterie de taille optimale.

Hamada et al [29] ont, en 2008, proposé une méthode de solution pour réduire les pertes de puissance dans une ligne de distribution en tenant compte de la contrainte sur la tension et en introduisant une nouvelle contrainte sur les pertes de puissance dans chaque branche.

Cette nouvelle contrainte est formulée de la sorte :

$$P_{\text{sec.loss}}^{(k+1)} \leq P_{\text{sec.loss}}^k \quad (1.18)$$

Où l'exposant (k) signifie avant l'installation de la batterie et (k+1) après l'installation de celle dernière.

La méthode présentée par les auteurs tient compte du fait que les batteries ne sont disponibles qu'en nombre fini et discret. Ils commencent par installer la plus grande batterie standard au nœud le plus lointain de la source et vient si celle-ci réduit les pertes totales et satisfait les contraintes sinon sa taille est réduite en conséquence ou bien elle est écartée si sa valeur est égale à la plus petite batterie standard. Ce processus est répété jusqu'à pouvoir tous les nœuds.

Segura [30] quant à lui, a présenté en 2010, une méthode heuristique où les variables de contrôle dont la nature est discrète sont considérées comme continues afin de déterminer les nœuds attractifs pour placer les batteries. La fonction objective continue dite alors relaxée et résolue par la méthode du point intérieur. Les solutions trouvées sont ensuite modifiées en ayant recours à la méthode de variation locale pour arriver à groupe de solution de qualité résultat des petites altérations dans la stratégie d'optimisation.

1.5 METHODES METAHEURISTIQUE

Nombreux travaux ont été menés pour résoudre le problème de placement des batteries de condensateurs sur les réseaux de distribution. Les plus utilisées des méthodes méta heuristiques sont les algorithmes génétiques, le recuit simulé, les essaims particulaires et la logique floue. Parmi les travaux réalisés dans ce sens ont cité :

Mekhamer et al [32] ont, en 2003, appliqué la logique floue pour trouver la solution optimale minimisant le coût de l'énergie électrique produite en tenant de l'investissement réalisé (coût des batteries). La méthode employée est en réalité une méthode hybride entre la logique floue et une méthode heuristique. Les fonctions d'appartenance sont au nombre de deux, il s'agit respectivement de la fonction d'appartenance de la tension et celle des pertes de puissance définies comme il suit :

$$\begin{aligned} \mu_v(i) &= \exp\left[-w\left(\frac{v(i)-1}{v_{\max} - v_{\min}}\right)^2\right] \\ \mu_p(i) &= \exp\left[-\frac{wL(i)}{T_{\text{loss}}}\right] \end{aligned} \quad (1.19)$$

Où :

- w est le poids et $v(i)$ la tension au nœud i .
- $L(i)$ sont les pertes de puissance de la branche i entre les nœuds i et $i+1$ et T_{loss} est le total des pertes de puissance.

La fonction d'appartenance de décision est l'intersection entre les deux précédentes fonctions. Elle s'écrit :

$$\mu_s(i) = \min \{ \mu_v(i), \mu_p(i) \} \quad (1.20)$$

Une fois les fonctions d'appartenance déterminées, le nœud candidat est identifié de sorte que μ_s est minimum. Une batterie de taille variant discrètement et est ajustée de sorte à donner le minimum de la fonction objectif (coût) sans pour autant violer les contraintes. Cette procédure est répétée jusqu'à ce qu'il n'y ait plus d'amélioration du profil de la tension. Une fois cette étape terminée, les m batteries installées sont ajustées une à la fois et ce jusqu'à ce que la fonction objective ne varie pas ou peu.

Azim et Swarup [33] ont, en 2005, une méthode de solution par algorithme génétique. Une solution aléatoire (tailles et emplacement des batteries) est générée en premier. A partir de cette solution de nouvelles solutions sont obtenues durant le cycle génétique (croisement et mutation). Chaque nouvelle solution est décodée et sa fonction objective (pertes de puissance) évaluée. Les meilleures solutions rejoignent alors la population et les moins bonnes sont écartées. Le processus d'amélioration de la population continue jusqu'à atteindre le critère de convergence.

Ji-Pyng et al [34] ont, en 2006, proposée une méthode basée sur les algorithmes à évolution différentielle. Dans cette méthode le facteur de mutation F n'est considéré comme constant mais il est variable. Ce facteur est basé sur la règle du 1/5 de succès. Pour la génération $t+1$ ce facteur est donné par :

$$F^{t+1} = \begin{cases} C_d \cdot F^t & \text{si } P_s' < 1/5 \\ (1/C_d) \cdot F^t & \text{si } P_s' > 1/5 \\ F^t & \text{si } P_s' = 1/5 \end{cases} \quad (1.21)$$

Où :

- F^t : est le facteur de mutation à la génération t . lors de la génération initiale, il est pris égal à 1, 2.

- P'_s : est la fréquence de succès des mutations. La mutation est réussie si la fitness fonction d'un individu de la génération $t+1$ est meilleure que celle de la génération t .
- C_d : est pris égal à 0.82.

Prakash et Sydulu [35] ont, en 2007, donné une méthode hybride utilisant des facteurs de sensibilité et les essais particuliers. Les facteurs de sensibilité sont au nombre de deux. Ils permettent de déterminer les nœuds candidats pour recevoir des batteries de condensateurs. Le premier facteur est une normalisation des tensions des différents nœuds en les rapportant à 0.95 en valeur relative. Tous les nœuds dont la tension normalisée est inférieure à 1 sont considérés comme des nœuds candidats. Le second facteur est déterminé en calculant la dérivée des pertes de puissance active par rapport à la puissance réactive. On obtient pour les pertes de puissance active et leurs sensibilités les expressions suivantes :

$$P_{lossk} = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} R_k$$

$$\frac{\partial P_{lossk}}{\partial Q_k} = \frac{2Q_k}{V_k^2} R_k \quad (1.22)$$

Le nœud dont la sensibilité est la plus élevée est considéré en premier pour recevoir une batterie de condensateurs dont la taille est calculée en utilisant les essais particuliers qui est une méthode méta heuristique de recherche parallèle utilisée lors de l'optimisation de problèmes non-linéaires.

Das [36] a, en 2008, proposé une hybridation de la logique floue et les algorithmes génétiques pour améliorer le profil de la tension et maximiser la réduction du coût de l'énergie produit en tenant compte de l'investissement réalisé. C'est une optimisation bi-objective où les deux objectifs sont la minimisation de la déviation de la tension et la maximisation du coût sont fuzzifiés et intégrés dans une même et unique fonction d'appartenance moyennant des poids. L'algorithme génétique est alors utilisé pour résoudre le problème multi-objectif flou afin de déterminer les puissances optimales des batteries à placer aux nœuds candidats. Ces derniers sont déterminés moyennant le facteur de sensibilité de chaque nœud calculé par $\frac{\partial P_{loss}}{\partial Q}$ ordonnés dans un ordre décroissant et seulement les trois premiers nœuds les plus sensibles sont considérés dans le problème pour réduire l'espace de recherche.

Bhattacharya [37] en 2009, a utilisé la logique floue pour résoudre le problème du placement des condensateurs shunts dans les réseaux de distribution. Dans la méthode qu'ils ont proposée, qui est en réalité une hybridation de la logique floue et le recuit simulé, les nœuds candidats pour recevoir des batteries sont déterminés par logique floue et les tailles optimales des batteries sont déterminées par la méthode du recuit simulé. Les fonctions d'appartenance sont construites en tenant compte du fait que le placement des batteries dépend non seulement des tensions et des pertes de puissance mais aussi des charges des nœuds d'où les trois fonctions d'appartenance exponentielles données par les auteurs. Ils ont aussi utilisé trois règles floue de décision à savoir :

$$\begin{aligned}
 & - \min(\mu_v(i), \mu_p(i)) \\
 & - \min(\mu_v(i), \mu_Q(i)) \\
 & - \min(\mu_p(i), \mu_Q(i))
 \end{aligned} \tag{1.23}$$

Dans cette première phase de l'algorithme, l'écoulement de puissance de la ligne non-compensée est exécuté et les valeurs des fonctions d'appartenance μ_v, μ_p et μ_Q sont calculées pour chaque nœud. Le nœud candidat est alors identifié en utilisant les trois règles précédentes, la plus petite batterie y est placée et l'écoulement de puissance exécuté. S'il y a violation de la contrainte de la tension l'emplacement est écarté. Ce processus est répété jusqu'à obtenir le nombre de nœuds candidats voulu. Dans la seconde étape et une fois les nœuds candidats sélectionnés, les tailles optimales des batteries à y installer sont déterminées par recuit simulé.

Alireza et Mohammad Reza [38] ont, en 2009, proposé une méthode basée sur la logique floue et les algorithmes génétique. Ils définissent d'abord les fonctions d'appartenance des deux objectifs à atteindre à savoir, un minimum de déviation de la tension et un minimum de pertes de puissance dans chaque branche du réseau qu'ils incorporent dans une même fonction de décision définie par :

$$\mu_s(i) = \min(\mu_v(i), \mu_p(i)) \tag{1.24}$$

Les deux fonctions d'appartenance sont des fonctions exponentielles pondérées. Pour déterminer les tailles et les emplacements optimaux des batteries, ils se donnent les poids w_v et w_p calculent les pertes de puissance dans les branches et les tensions des différents nœuds et déterminent les fonctions d'appartenance (des deux objectifs). Ensuite, ils identifient le nœud candidat c'est-à-dire ayant la plus petite fonction d'appartenance μ_s . Une fois ce nœud identifié, ils déterminent la taille de la batterie à y installer en essayant toutes les combinaisons possibles.

Celle donnant la meilleure fonction objective (réduction du coût) est dite taille optimale. Dans leur méthode, les auteurs utilisent l'algorithme génétique afin d'optimiser les poids w_v et w_p . La méthode de solution par logique floue est incorporée pour cela dans l'algorithme génétique.

Abdelaziz et al. [39] ont, en 2010, eux aussi utilisé la logique floue pour déterminer les nœuds convenables pour placer des batteries de condensateurs. Ils déterminent à partir de la solution de l'écoulement de puissance les fonctions d'appartenance de déviation de la tension des nœuds et des pertes de puissance qu'ils intègrent dans une fonction de décision globale d'union définie par :

$$\mu_s(i) = \max_k(\min(\mu_p(i), \mu_v(i))) \quad (1.25)$$

Après la défuzzification par la méthode centroïde, ils déterminent l'indice de convenance (s) de chaque nœud par :

$$s = \frac{\int \mu_s(z) \cdot z \, dz}{\int \mu_s(z) \, dz} \quad (1.26)$$

Une fois les nœuds candidats déterminés, les tailles optimales des batteries sont déterminées par une méthode variationnelle. Dans cette méthode, au nœud candidat « i » sont essayées toutes les batteries standards disponibles. Celle qui donne la meilleure réduction du coût et retenue comme batterie optimale et on passe alors au nœud suivant jusqu'à épuisement des nœuds candidats.

Ziari et al [40] ont, en 2010, quant à eux, utilisé une méthode modifiée des essais particulaire (DPSO) avec comme fonction objective, la réduction du coût où sont incluses les contraintes sur la tension et le courant moyennant un facteur de pénalité. Chaque particule de l'essaim est composée de NB cellules représentant les tailles des batteries aux différents nœuds du réseau. La méthode des essais particulaire est modifiée pour être appliquée à des nombres entiers.

Seyed Abbas et al. [41] ont eux aussi, en 2010, utilisé la méthode des essais particulaire (PSO) mais en présence des harmonique supplémentaire le taux de distorsion harmonique. Les contraintes sur la tension et le taux de distorsion harmonique s'écrivent alors :

$$V_{\min} \leq \sqrt{\sum_n (V_i^n)^2} \leq V_{\max} \quad (1.27)$$

$$THD_{v,i} = \left(\frac{\sqrt{\sum_{n \neq 1} (V_i^n)^2}}{V_i^{(1)}} \right) \leq THD_{\max} \quad (1.28)$$

2.1. INTRODUCTION :

Le calcul de l'écoulement de puissance a concerné dans un premier temps les réseaux de transport où de transmission. Des méthodes dites newtoniennes ont alors été mises au point pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans ces derniers. Parmi ces méthodes, on peut citer la méthode de Newton-Raphson [43] et la méthode de Newton-Raphson découplée rapide [44]. Des tentatives ont été menées pour appliquer ces méthodes aux réseaux de distribution mais, avec un échec du fait qu'elles divergent dans la majorité des cas et ce du fait des caractéristiques de ces réseaux dont la configuration est radiale un grand nombre de nœuds et de branche, et surtout vu que les rapports R/X de ces derniers est très élevé. La topologie des réseaux de distribution a été exploitée pour certains auteurs pour développer la technique du double balayage de la ligne (backward/forward sweep technique). Ces dernières décennies un intérêt particulier a été accordé aux réseaux de distribution et au calcul de l'écoulement de puissance qui s'est produit une revue de littérature des méthodes développées dans ce but sera donnée dans le paragraphe qui suit.

2.2. REVUE DE LITTÉRATURE:

Durant ces dernières décennies, un nombre non-négligeable de méthodes de solution du problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution ont été mises au point. Du fait qu'il n'est pas possible de donner tous les travaux réalisés dans ce sens, on se contentera de décrire certaines d'entre eux seulement. Parmi les auteurs ayant traité ce problème on trouve Goswami [45] en 1991 a donné une solution de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution radiaux et faiblement maillés. Lorsque le réseau est maillé, les mailles sont brisées et des nœuds fictifs sont créés, ces nœuds dont le nombre des boucles et la puissance qui y circulant est négatif. Le modèle de charge considéré est le modèle à impédance constante. Dans [46] Das en 1995 a proposé une méthode permettant de résoudre des relations récursives, fonction des tensions basée sur le balayage en montée et en descente de la ligne. Abdul Rahman [47] en 1995 a proposé aussi une méthode itérative. Il utilise les principes fondamentaux de la théorie des circuits équivalents de Thévenin, pour déterminer les facteurs de stabilité de la tension dont la détermination nécessite la connaissance des tensions des nœuds donc la solution de l'écoulement de charge. Haque dans [48] en 1996 a proposé une méthode itérative qui s'applique aussi bien aux réseaux radiaux qu'aux réseaux faiblement maillés. Il converti alors le réseau s'il est maillé, en un réseau radial en brisant les mailles créant ainsi des nœuds fictifs dont le nombre est égale à celui des boucles et où les puissances qui y circulant sont négatives.

Ensuite, il détermine les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine en balayant la ligne en montée et en descente.

Tout comme Ghosh il initialise les tensions de tous les nœuds à celle de la source dont la valeur relative est égale à un. Dans [49] Thukaram en 1999 a présenté une nouvelle formulation et un algorithme pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance, pour des lignes triphasés de grandes tailles. La technique de solution est basée sur le balayage en montée et en descente de la ligne. Gosh [50] en 1999 qui va donner une méthode impliquant l'évaluation d'expression algébrique simple. La méthode qu'il propose est itérative et où à la première itération les tensions des nœuds sont initialisées à 1 en valeur relative. Il calcule alors les courants de charge et les courants de branche suite à quoi il détermine les tensions des nœuds. Mok dans [51] en 2000 a examiné les effets des différents modèles de charge la convergence de la méthode de l'écoulement de puissance. La technique sur qu'il a développé a été mise en œuvre et présentée comme un logiciel nommé « distriflow » capable d'effectuer l'analyse des flux de puissance pour un réseau de distribution radial de n'importe quel nombre de jeux de barres. Haque [52] en 2000 a développé une méthode de calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution où agissant plusieurs sources. La méthode de solution est identique à celle qu'il a donnée dans la référence [48]. Il considère, pour la solution, de problème, que le réseau est à source unique. Le reste des sources est simulé par une injection de puissance aux points de leurs raccordements (puissances négatives). Aravindhbabu [53] en 2001 a aussi proposé une méthode itérative dans laquelle les tensions des nœuds sont supposés égales à celle de la source de tension (1 pu). Il a d'abord donné la forme de la matrice d'incidence branches-à-nœuds ensuite, il a calculé les courants des branches et les tensions des nœuds. Comme critère de convergence, il a proposé la différence entre les tensions de deux itérations successives. Augugliaro et Dusonchet [54] en 2001 ont utilisés une méthode itérative de balayage de la ligne en montée et en descente avec de convergence de l'algorithme de calcul de l'écoulement de charge. Pour accélérer la convergence, ils choisissent des valeurs pour les tensions initiales des valeurs proches des leurs valeurs finales. Ce choix permet de réduire le nombre d'itérations et par là le temps de calcul pour atteindre la solution. De plus, les auteurs en question déterminent la topologie du réseau en utilisant la matrice d'incidence branches à nœuds dont les éléments génériques sont égaux à zéro et un. Mekhamer dans [55] en 2002 a utilisé les équations développées par Baran et Wu [56] pour chaque nœud de la ligne mais avec des procédures différentes. Dans cette méthode, les branches latérales sont considérées comme des charges concentrées sur la ligne principale.

Après quoi, il calcule les tensions des nœuds de cette dernière qu'il utilise pour calculer les tensions des nœuds des branches latérales. Afsari [57] en 2002, a utilisé une méthode de balayage de la ligne en montée. Il évalue d'abord les tensions des nœuds terminaux, qu'il prend comme tensions initiales à la première itération. Comme critère de convergence, il considère la différence entre les tensions obtenues lors de deux itérations successives. Ranjan et Das [58,59] en 2002 et 2003 ont utilisé les principes fondamentaux de la théorie des circuits électriques et ont développé un algorithme pour déterminer les nœuds après chaque branche de manière automatique. Cependant, dans leurs méthodes, seules les valeurs efficaces des tensions des nœuds sont déterminées en se basant sur des équations algébriques qu'ils ont données. Comme critère de convergence ils ont considérés la différence entre les puissances active et réactive qui calculer lors de deux itération successives. Ranjan et Das [60] en 2003, dans leur méthode d'optimisation de la configuration des réseaux de distribution et la détermination de l'emplacement optimal d'un post de transformation, ont donné une solution du problème de l'écoulement de puissance similaire à celle de la référence [58]. Cette méthode, basée sur la théorie des circuits électriques, a été modifiée pour incorporer différents modèles de la charge. Hamouda [61] en 2011, a présenté une méthode itérative fondée sur les lois des circuits électriques et qui permet l'évaluation des tensions et leurs phases à l'origine. Aussi, il propose un algorithme pour déterminer les nœuds après chaque branche, connaissant les nœuds source et receveur de chaque branche de la ligne. La vitesse de convergence a été accrue par un choix approprié des tensions initiales.

Du fait que notre préoccupation est l'optimisation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution qui ne peut être menée sans avoir au préalable résolu le problème de l'écoulement de charge, nous allons dans le présent chapitre nous pencher sur la solution de ce problème. Nous commencerons par modéliser le problème et donner une méthode de reconnaissance de la configuration de la ligne pour enfin tester et valider le programme mis au point dans ce but.

2.3. UNITE RELATIVE

La normalisation de la résistance de la ligne est obtenu en la rapportant à une résistance de base calculée moyennent la tension (V_{Base}) et la puissance (S_{Base}). Si la tension de base est donnée en kV et la puissance en kVA alors, cette résistance est donnée par :

$$R_B = \frac{10^3 V_{Base}^2}{S_{Base}} \quad (2.1)$$

La résistance normalisée est alors obtenue par :

$$R = \frac{r}{R_B} \quad (2.2)$$

Les puissances de charge normalisées sont obtenue par :

$$\begin{cases} Pl = \frac{Pl}{S_{Base}} \\ Ql = \frac{Ql}{S_{Base}} \end{cases} \quad (2.3)$$

2.4. MODELISATION DES BRANCHES ET DES CHARGES.

2.4.1. Modélisation des branches

Les réseaux de distribution ont une configuration radiale et sont constitués d'un ensemble de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure. L'impédance d'une branche « i » quelconque de ce réseau (voir Fig.1) s'écrit :

$$\overline{Z}_i = R_i + jX_i \quad (2.4)$$

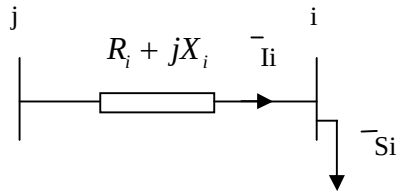


Fig.1 : Schéma unifilaire d'une branche.

Les admittances shunts sont négligeables du fait que la ligne est de moyenne tension.

2.4.2. Modélisation des charges.

Les charges sont en général modélisées comme étant dépendantes de la tension. On écrit alors pour les puissances actives et réactives d'une charge placée au nœud « i » les expressions suivantes :

$$\begin{aligned}
 P_i &= P_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \\
 Q_i &= Q_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\beta
 \end{aligned}
 \tag{2.5}$$

Où :

- P_{0i} et Q_{0i} sont les puissances actives et réactives nominales.
- V_0 est la tension nominale.
- P_i et Q_i sont la puissance active et réactive de la charge au nœud « i » pour une tension égale à V_i .
- Les coefficients α et β déterminent le caractère de la charge.

Si les coefficients α et β sont tous les deux nuls, la charge est considérée à puissance constante. Si par contre α et β sont égaux à 1, la charge est considérée à courant constant. Lorsqu'ils sont égaux à 2 la charge est considérée à impédance constante. Dans la suite de notre travail, α et β seront nuls c'est-à-dire que nous considérons les charges à puissance constantes.

La puissance apparente de la charge branchée au nœud i est dans ce cas :

$$\overline{S}_i = P_i + jQ_i \tag{2.6}$$

2.5. MODELISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE.

Notre étude portera sur les réseaux de distribution qui sont caractérisées par une configuration radiale. Deux types de réseaux de distribution peuvent être considérés. Il s'agit des réseaux en échelle et des réseaux présentant des ramifications.

2.5.1. Réseaux en échelle.

On considère le cas simple d'une branche principale radiale constituée de n tronçons ou branches dont le réseau de la figure Fig.2 est un parfait exemple.

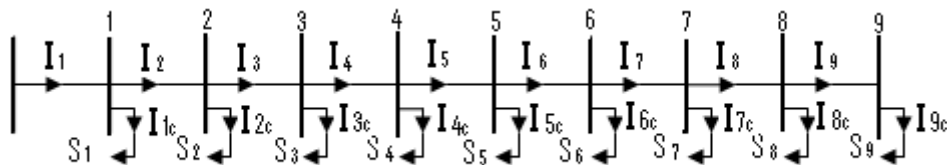


Fig.2 : schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres

Modélisé l'écoulement de puissance revient à déterminer l'expression des puissances en fin et en début de branches, les pertes de puissance dans ces dernières, les courants qui y circulent ainsi que les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine.

Les puissances à la fin au début de chacune des différentes branches de la ligne, les pertes de puissance dans ces dernières, les courants qui y circulent aussi que les tensions au niveau des différents nœuds et leurs phases à l'origine.

2.5.1.1. Puissance dans les branches.

Le calcul des puissances est un préalable à la détermination des tensions des nœuds. Ces puissances sont les puissances en fin de branches, les pertes de puissance dans ces dernières et les puissances en début de branches.

a-Puissance en fin de branche.

Deux types de branches sont possibles. Les branches terminales et les branches non terminales (voir Fig.3).

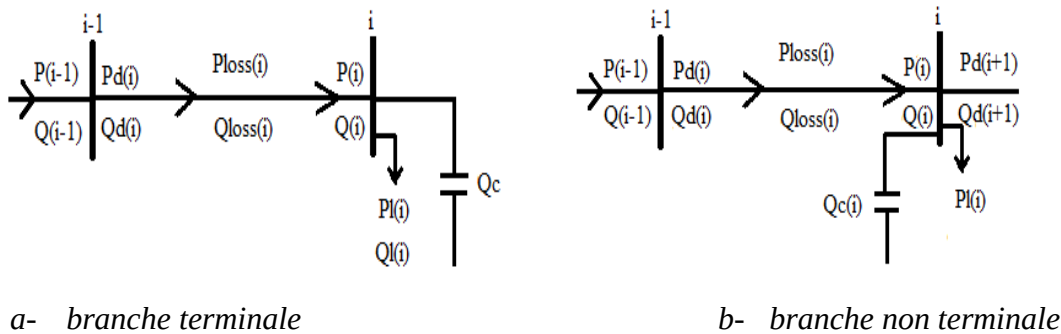


Fig.3 : Schéma équivalent d'une branche.

Si la branche est une branche terminale alors les puissances active et réactive en fin de branche sont données par :

$$\begin{aligned} P_n &= P_{L_n} \\ Q_n &= Q_{L_n} - Q_{Cn} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Où :

- P_{L_n} et Q_{L_n} sont les puissances actives et réactives de la charge au nœud terminal.
- Q_{Cn} est la puissance de la batterie branchée au nœud terminal si elle existe.

Si la branche est non-terminale notée « i », la puissance active et réactive en fin de branche sont, pour une branche quelconque notée « i », données par :

$$\begin{aligned} P_i &= P_{Li} + P_{di+1} \\ Q_i &= Q_{Li} + Q_{di+1} - Q_{Ci} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Où :

- P_{di+1} et Q_{di+1} sont les puissances actives et réactives en début de branche de la branche sortant de la branche « i ».

b- Pertes de puissances dans une branche.

Si R_i et X_i sont respectivement la résistance et la réactance de la branche « i », les pertes de puissances active et réactive sont, quel que soit le type de branche, données par :

$$\begin{aligned} P_{lossi} &= R_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \\ Q_{lossi} &= X_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \end{aligned} \quad (2.9)$$

c-Puissances en début de branche.

Pour une branche quelconque notée « i », les puissances actives et réactives en début de branche sont données par les expressions suivantes :

$$\begin{aligned} P_{di} &= P_i + P_{lossi} \\ Q_{di} &= Q_i + Q_{lossi} \end{aligned} \quad (2.10)$$

2.5.1.2. Courants dans les branches.

Le courant complexe circulant dans une branche « i » quelconque est obtenu moyennant l'expression suivante :

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_{di}^*}{\bar{V}_{i-1}^*} \quad (2.11)$$

Où :

- $\overline{S}_{di}^*$ est le conjugué de la puissance apparente complexe en début de branche. Elle est donnée par l'expression suivante : $\overline{S}_{di} = P_{di} + jQ_{di}$
- $\overline{V}_{i-1}$ est la tension complexe du nœud source de la branche « i ».

2.5.1.3. Tension d'un nœud.

Les courants dans les différentes branches de la ligne étant déterminés, les tensions complexes des différents nœuds de la ligne sont données par :

$$\overline{V}_i = \overline{V}_{i-1} - \overline{Z}_i \overline{I}_i \quad (2.12)$$

2.5.2. Ligne avec ramifications.

Les réseaux de distribution les plus fréquents sont les réseaux ramifiés. Ils sont constitués d'une ligne principale à laquelle viennent se greffer des ramifications ayant chacune plusieurs nœuds. La ligne de 33 jeux de barres donnée par la figure (Fig.2.4) en est un parfait exemple.

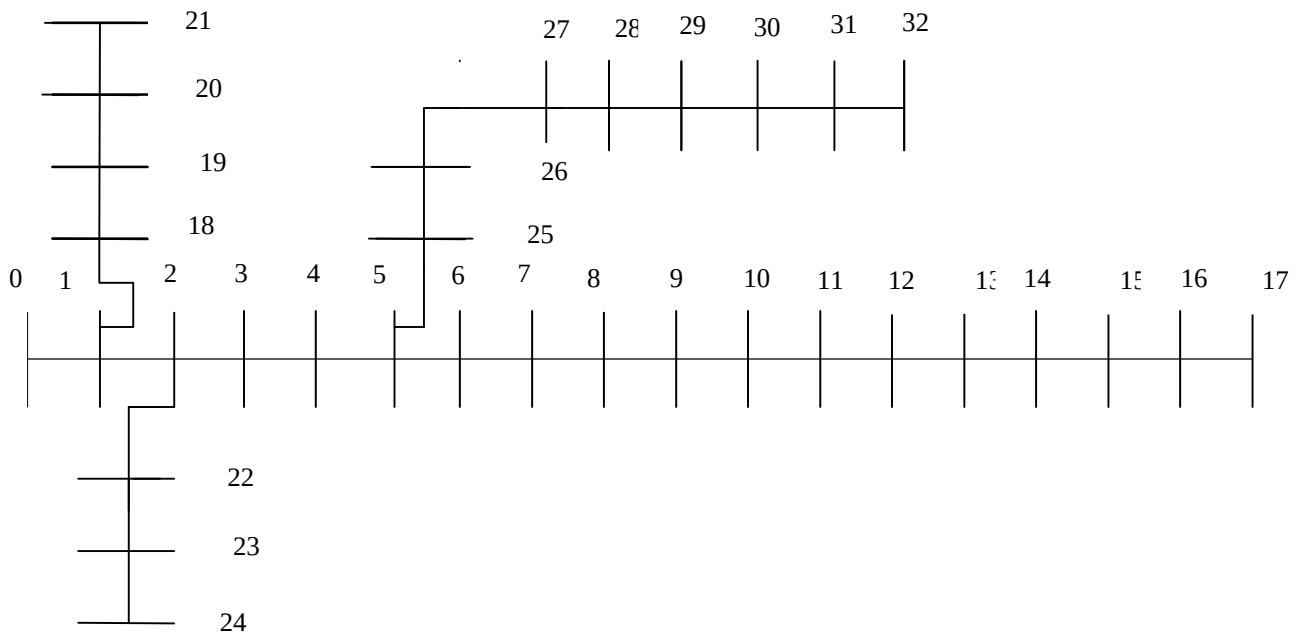


Fig.4 : schéma unifilaire de la ligne de 33 jeux de barres.

Pour pouvoir calculer l'écoulement de puissance qui se produit dans ce type de lignes, il faut d'abord en déterminer la configuration.

2.5.2.1. Recherche de la configuration de la ligne.

Pour automatiser la reconnaissance de la configuration de toute ligne radial ramifiée, on construit une matrice notée «m » qui facilite le calcul des différentes puissances dans toute branche du réseau. Pour cela, on doit connaître les éléments suivants dont les valeurs ont été données pour le cas de la ligne de 33 jeux de barres pour en faciliter la compréhension.

$R_{fp}=17$ (est le numéro du n° ud terminal de la branche principale).

$R_a = [1 \ 2 \ 5]$ (est l'ensemble des n° uds d'où partent les ramifications).

$R_d = [18 \ 22 \ 25]$ (est l'ensemble des n° uds têtes des ramifications).

$R_f = [21 \ 24 \ 32]$ (est l'ensemble des n° uds terminaux des ramifications).

$n_{mr} = 3$ (est le nombre de ramification).

Le nombre de jeux de barres de chaque ramification, n° ud de connexion compris, noté « n_{jr} » est calculé comme il suit :

$$n_{jr_i} = R_{f_i} - R_{d_i} + 2 \text{ avec } i = (1 \text{ à } n_{mr}). \quad (2.13)$$

Pour l'exemple de 33 jeux de barres le nombre de jeux de barres de la première ramification est :

$$n_{jr_1} = 21 - 18 + 2 = 5$$

La matrice « m » est une matrice contenant les numéros des n° uds de chaque ramification. Le nombre de ligne de cette matrice est donc égal au nombre de ramification « n_{mr} » et le nombre de colonnes est égale au nombre n_{jr} de la plus longue ramification. Les éléments de la matrice « m » sont donnés par :

$$m(i, j) = \begin{cases} R_a(i) & \dots \dots i = 1, \dots, n_{mr} \\ R_d(i) + j - 2 & \dots \dots i = 1, \dots, n_{mr}, \text{ pour } j = 2, \dots, n_{jr_i} \end{cases} \quad (2.14)$$

Pour l'exemple de 33 jeux de barres on obtient pour m la matrice suivante :

	1	18	19	20	21	0	0	0	0
$m = 2$	22	23	24	0	0	0	0	0	0
5	25	26	27	28	29	30	31	32	

L'organigramme permettant la construction de la matrice m est donné en annexe (voir annexe 2)

2.5.2.2. Puissances dans les branches.

Les puissances à déterminer sont les puissances en fin de branche, les pertes de puissance dans ces dernières et les puissances en début de branches.

a-Puissance et courant dans les branches.

Dans un réseau de distribution on rencontre deux types de branches. Il s'agit des branches terminales et les branches non-terminales. Dans l'ensemble des branches non-terminales, on rencontre les branches liées aux nœuds de connexion des ramifications et celles non liées à ces dernières.

Le calcul des puissances actives et réactives des branches terminales se détermine selon (2.7)

Pour une branche non-terminale non connectée à un nœud de ramification, le calcul des puissances actives et réactives en fin de branche se détermine selon les formules (2.8).

Pour une branche alimentant des ramifications, les puissances actives et réactives en fin de branche sont, pour une branche notée « i », déterminées comme il suit :

$$\begin{aligned}
 P_i &= P_{Li} + P_{di+1} + \sum_{k \in Ra(i)} P_d(R_{dk}) \\
 Q_i &= Q_{Li} + Q_{di+1} + \sum_{k \in Ra(i)} Q_d(R_{dk}) - Q_{Ci}
 \end{aligned}
 \tag{2.15}$$

Où :

$\sum_{k \in Ra(i)} P_d(R_{dk})$ et $\sum_{k \in Ra(i)} Q_d(R_{dk})$ sont les puissances actives et réactives en début des premières

branches des ramifications et n_{mr} est le nombre de ramification.

Les pertes de puissance active et réactive sont données selon l'expression (2.9).

Les puissances actives et réactives en début de branche sont données par les expressions (2.10).

Le calcul des courants de branche se détermine selon la formule (2.11).

2.5.2.3. Tension d'un nœud.

Les tensions complexes des nœuds de la ligne principale se calculent en utilisant l'expression (2.12)

Les nœuds de ramifications, on utilise l'expression (2.16) suivante pour déterminer les tensions.

$$\bar{V}(m(i, j)) = \bar{V}(m(i, j-1)) - \bar{Z}(m(i, j)) * \bar{I}(m(i, j)) \quad (2.16)$$

Où :

- « i » est le numéro de ligne de la matrice m dont la valeur varie de 1 à nmr et « j » le nombre de colonne de la matrice m prenant des valeurs allant de 2 à njr.

2.6. METHODE DE SOLUTION.

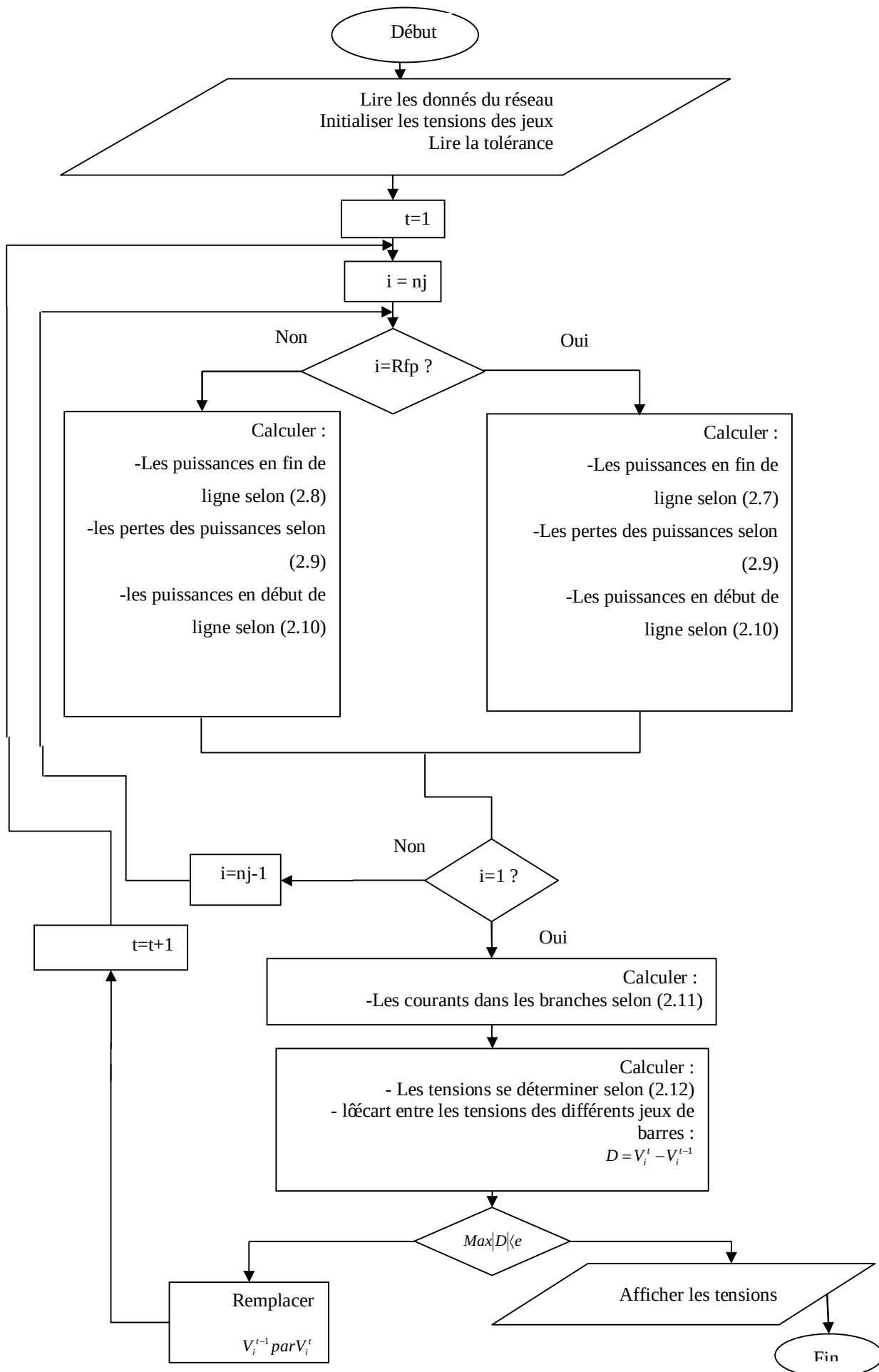
La méthode de chute de tension est une méthode itérative. Son principe consiste à calculer en premier lieu et pour chaque tronçon de la ligne, les puissances en fin de branche, les pertes de puissances actives et réactives et les puissances en début de branche. De ces dernières, on détermine les courants des branches en remontant la ligne jusqu'à la source. Ces courants sont calculés à partir des valeurs estimées des tensions, des puissances en début de branche et des valeurs des impédances de chaque tronçon de ligne entre deux jeux de barres successifs. Les courants ainsi calculés vont nous servir pour déterminer les nouvelles valeurs des tensions aux différents nœuds qui à leur tour, vont être utilisées pour le calcul des courants et des puissances lors de la deuxième itération et ainsi de suite. Ce processus se déroulera jusqu'au moment où on obtient des tensions qui ne varient d'une itération à une autre que d'une petite différence fixée au préalable et qu'on appelle la précision ou la tolérance. A la différence de certains auteurs [50], [60], dans notre étude on considérera dans le calcul de l'écoulement de charge, les pertes des puissances actives et réactives dans les différentes branches du réseau.

2.7. ORGANIGRAMME DE METHODE.

Du fait qu'il existe deux types de ligne à savoir, les lignes en échelle et les lignes ramifiées, nous avons alors prévu un organigramme pour chacune d'elles

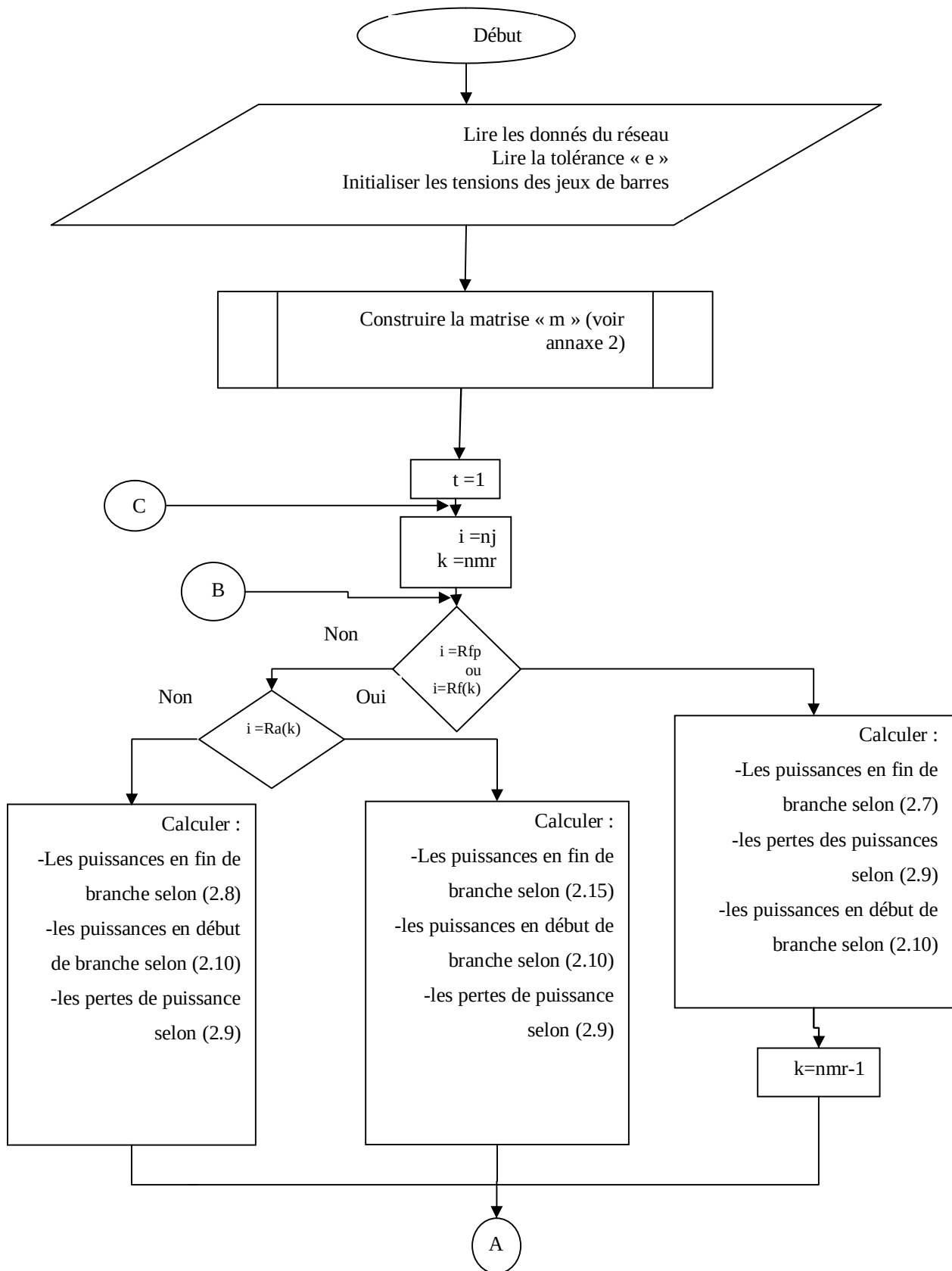
2.7.1. Ligne en échelle.

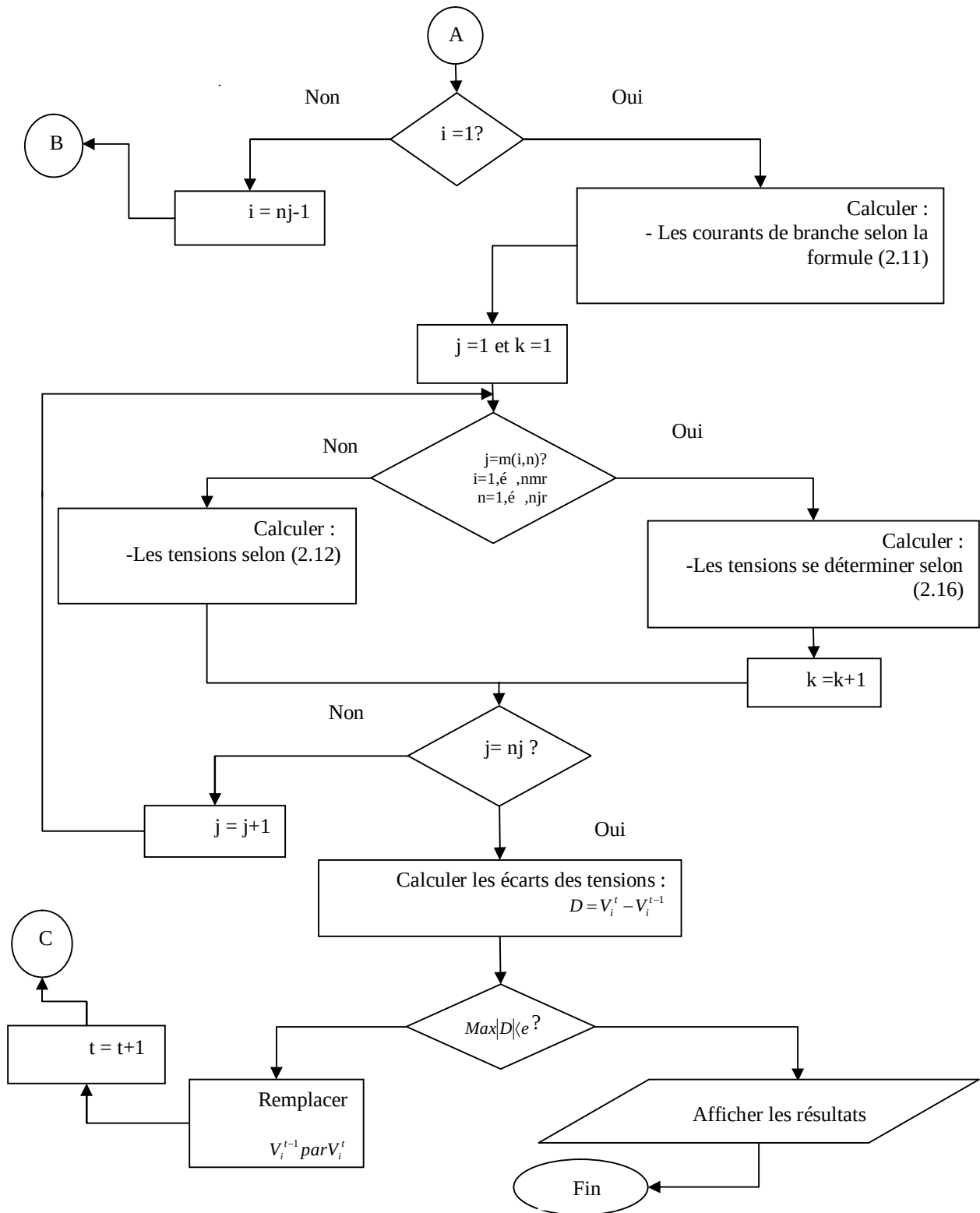
L'organigramme de solution de l'écoulement de puissance dans une ligne en échelle est le suivant :



2.7.2. Ligne avec ramifications.

Pour les lignes avec ramification l'organigramme de solution est le suivant :





2.8. TEST ET VALIDATION.

Pour tester la méthode que nous avons développée et implémentée sous matlab, plusieurs réseaux radiaux ont été utilisés parmi lesquels on ne présentera dans ce mémoire que trois d'entre eux. Il s'agit de la ligne en échelle de 10 nœuds [62] donnée par la Fig.2,

de la ligne de 33 jeux de barres présentant trois ramification montrée par la figure Fig.4 [49, 50, 57] et en fin la ligne de 69 nœuds ayant 7 ramifications donnée par la figure Fig.5 [50, 57]. Les données de ces lignes sont consignées dans les tableaux A1, A2 et A3 de l'annexe 1

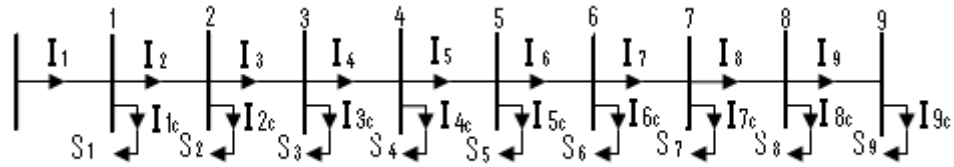


Fig.2 : schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres

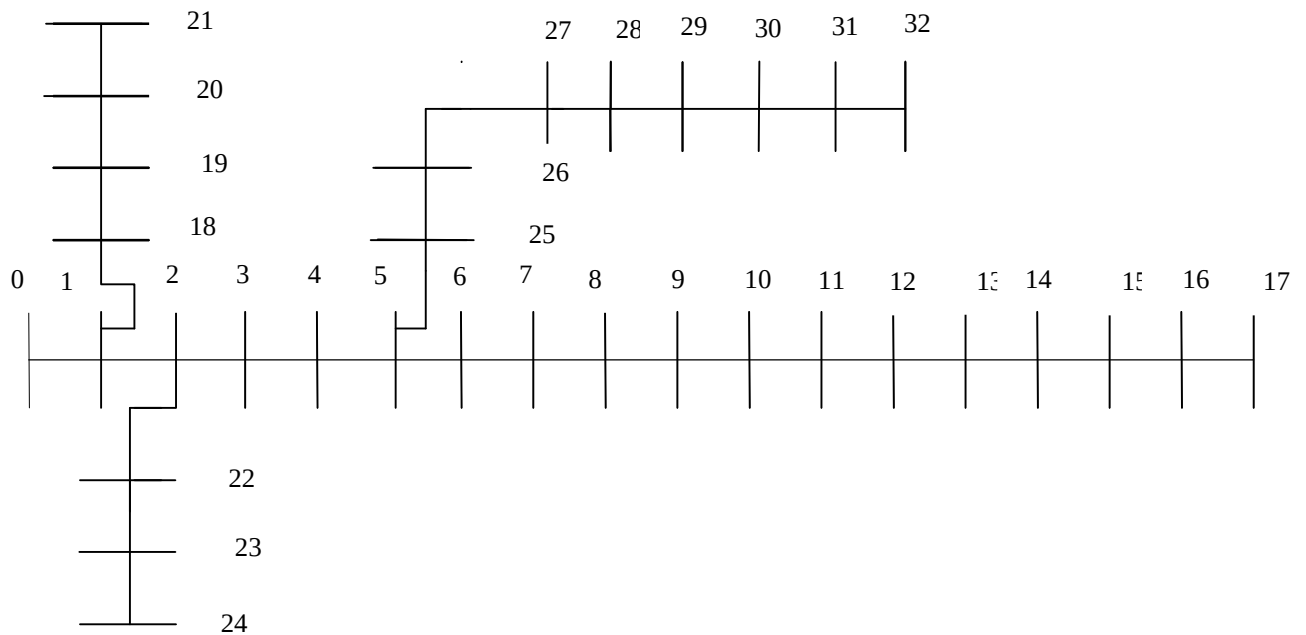


Fig.4 : schéma unifilaire de la ligne de 33 jeux de barres.

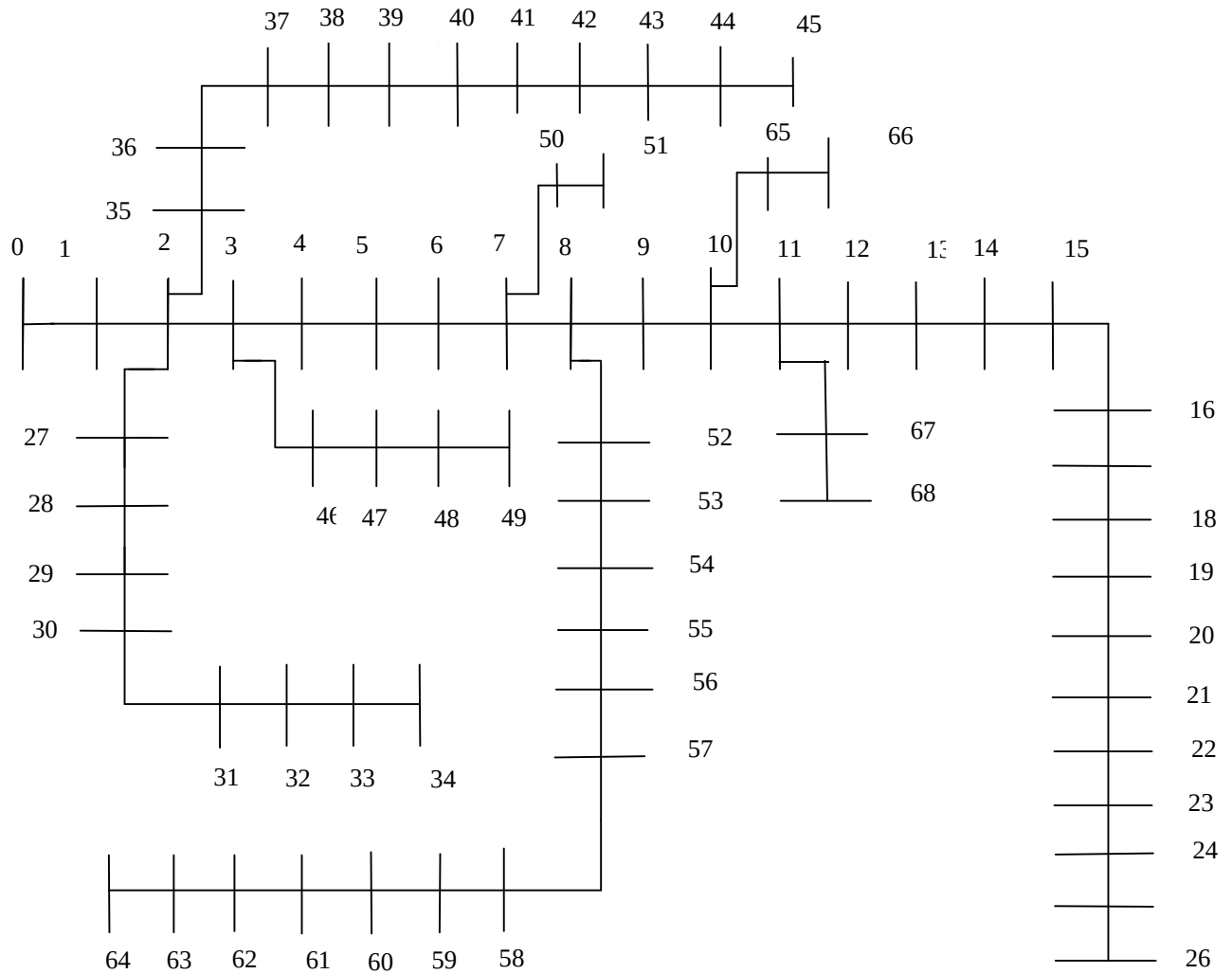


Fig.5 : schéma unifilaire de la ligne de 69 jeux de barres.

Le travail est fait en unités relatives et par conséquent on choisit les tensions estimées de tous les jeux de barres avec un module égal à 1 et un argument égale à 0. Les tensions de base et les puissances de base sont respectivement de 23kV et 4186kVA pour la première ligne, 12.66kV et 2300kVA pour la deuxième ligne et de 12.66kV et 2667.8kVA pour la troisième ligne. Pour chacun des trois systèmes une tolérance de 0.0001 pu a été considérée. Les résultats obtenus dans chacun des trois cas sont présentés dans les tableaux 1, 2 et 3 ci-dessus données.

Tableau.2.1 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 10 jeux de barres

Nœuds	La tension V (pu)	La phase φ (rad)	Les pertes totales	
0	1.0000	0.0000	Active 861.1209 kW Réactive 1049.7 kVAr	
1	0.9929	-0.0092		
2	0.9823	-0.0203		
3	0.9581	-0.0390		
4	0.9427	-0.0447		
5	0.9116	-0.0636		
6	0.9015	-0.0709		
7	0.8832	-0.0794		
8	0.8527	-0.0933		
9	0.8314	-0.1037		
Nombre d'itération	2			
Temps de calcul	0.1587 secondes			

Tableau.2.2: Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 33 jeux de barres

JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)
0	1.0000	0.0000	11	0.9269	-0.0031	22	0.9794	0.0011
1	0.9970	0.0002	12	0.9208	-0.0047	23	0.9727	-0.0004
2	0.9829	0.0017	13	0.9185	-0.0061	24	0.9694	-0.0012
3	0.9755	0.0028	14	0.9171	-0.0067	25	0.9478	0.0030
4	0.9681	0.0040	15	0.9157	-0.0071	26	0.9452	0.0040
5	0.9497	0.0023	16	0.9137	-0.0085	27	0.9338	0.0054
6	0.9462	-0.0017	17	0.9131	-0.0086	28	0.9255	0.0068
7	0.9413	-0.0010	18	0.9964	0.0001	29	0.9220	0.0086
8	0.9351	-0.0023	19	0.9929	-0.0011	30	0.9178	0.0072
9	0.9292	-0.0034	20	0.9922	-0.0014	31	0.9169	0.0068
10	0.9284	-0.0033	21	0.9915	-0.0018	32	0.9166	0.0066
Les pertes de Puissance totales		Actives : 202.6734 kW et Réactive : 135.1382 kVAr						
Nombre d'itération		3						
Temps de calcul		0.2338 secondes						

Tableau.2.3 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 69 jeux de barres

JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)
0	1.0000	0.0000	23	0.9566	0.0086	46	0.9998	-0.0001
1	0.9999	0.0000	24	0.9564	0.0086	47	0.9985	-0.0009
2	0.9999	0.0000	25	0.9563	0.0087	48	0.9947	-0.0033
3	0.9998	-0.0001	26	0.9563	0.0087	49	0.9941	-0.0037
4	0.9990	-0.0003	27	0.9999	0.0000	50	0.9785	0.0024
5	0.9901	0.0009	28	0.9999	-0.0001	51	0.9785	0.0024
6	0.9808	0.0021	29	0.9997	-0.0001	52	0.9747	0.0029
7	0.9786	0.0024	30	0.9997	0.0000	53	0.9714	0.0034
8	0.9774	0.0026	31	0.9996	0.0000	54	0.9669	0.0040
9	0.9724	0.0040	32	0.9993	0.0001	55	0.9626	0.0046
10	0.9713	0.0044	33	0.9990	0.0002	56	0.9401	0.0115
11	0.9682	0.0053	34	0.9989	0.0002	57	0.9290	0.0151
12	0.9652	0.0061	35	0.9999	0.0000	58	0.9248	0.0165
13	0.9623	0.0069	36	0.9997	-0.0002	59	0.9197	0.0183
14	0.9595	0.0077	37	0.9996	-0.0002	60	0.9123	0.0195
15	0.9589	0.0079	38	0.9995	-0.0002	61	0.9120	0.0195
16	0.9581	0.0081	39	0.9995	-0.0002	62	0.9117	0.0196
17	0.9581	0.0081	40	0.9988	-0.0004	63	0.9098	0.0199
18	0.9576	0.0083	41	0.9985	-0.0005	64	0.9092	0.0200
19	0.9573	0.0084	42	0.9985	-0.0005	65	0.9713	0.0044
20	0.9568	0.0085	43	0.9985	-0.0005	66	0.9713	0.0044
21	0.9568	0.0085	44	0.9984	-0.0005	67	0.9678	0.0054
22	0.9567	0.0085	45	0.9984	-0.0005	68	0.9678	0.0054
Les pertes de Puissance totales		Actives : 224.9935 kW et Réactive : 102.1486 0 kVAr						
Nombre d'itération		2						
Temps de calcul		0.268 secondes						

2.9. DISCUSION DES RESULTATS

Les réseaux obtenus sont discutés réseau par réseau.

a- Réseau de 10 jeux de barres (Tableau 1).

Le tableau 1 montre les résultats de l'écoulement de puissance de la ligne de 10 jeux de barres. On observe que la tension maximale est $V_{\max}=0.9928736$ pu et la tension minimale est $V_{\min}=0.8313632$ pu. Les pertes de puissance active et réactive sont respectivement 861.1209 kW et 1049.7 kVA. Les composantes active et réactive du courant réduit dans la première branche sont égaux respectivement à 3.1603 pu et -1.2508 pu (voir Fig.6). Les distributions des pertes de puissance active et réactive dans les branches sont tel qu'indiqué par la Fig.7 où l'on note que la plus grande perte de puissance soit 192.7742 kW dans la branche 5 alors que la plus grande perte de puissance réactive c'est-à-dire 289.7718 kVAr est celle de la branche 3. Ce dernier résultat justifié par les valeurs des courants actifs et réactifs et les valeurs des résistances et réactances des branches en question.

Le nombre d'itération nécessaire pour atteindre la solution est de 2.

La comparaison du profil de la tension de la ligne de 10 jeux de barres à celui donné par Hamouda [61] montre qu'ils sont identiques (Fig.8).

b- Réseau de 33 jeux de barres (Tableau.2).

Le tableau 2 montre les résultats de l'écoulement de puissance de la ligne de 33 jeux de barres. On observe que les tensions maximale et minimale sont respectivement égales à 0.9970323 pu et 0.9130905 pu (tableau.2). Les pertes active et réactive de puissance sont de 202.6435 kW et 135.1382 kVAr. Dans la première branche les composantes active et réactive du courant sont égales à 1.7033 pu et -1.0588 pu respectivement (voir Fig.9). Les distributions des pertes de puissances dans les branches (Fig.10) montrent que les plus grandes pertes de puissance active se passent dans la branche 2 alors que la plus grande perte de puissance réactive est celle de la branche 5. La comparaison du profil de la tension obtenue à ceux des références [48, 58, 61] (voir Fig.11) montre que si on fait exception des tensions des nœuds 6 à 17 où le maximum d'écart est de 1%, qu'il est identique à celui des références [58] et [61] alors qu'il diffère de celui de la références [48]. Cette différence peut s'expliquer à la fois par les méthodes utilisées dans chacun des cas et par une éventuelle différence dans les données de la ligne. Le plus grand écart de la tension par rapport au résultat de Haque [48] est de 1.8%.

c- Réseau de 69 jeux de barres (Tableau.3).

Le tableau 3 montre les résultats de l'écoulement de puissance de la ligne de 69 jeux de barres. Dans le cas du linge de 69 jeux de barres, la tension maximale est $V_{\max}=0.9999673$ pu et la tension minimale est $V_{\min}=0.9091905$ pu. Les pertes de puissance active et réactive sont respectivement 224.9935 kW et 102.1486 kVA. Les composantes active et réactive du courant réduit dans la première branche sont égaux respectivement à 1.4752 pu et -1.0239pu (voir Fig.12). Les distributions des pertes de puissance active et réactive sont telles que indiqué par la Fig.13 les ou l'on note plus grandes pertes de puissance soit 49.6842319 kW dans la branche 56 alors que les plus grandes pertes de puissance réactive c'est-à-dire 16.677028 kVAr est celle de la branche 56. La comparaison du profil de la tension de la ligne de 69 jeux de barres à celui donné par les référence [50, 48, 61] montre qu'ils sont identique (Fig. 14). L'écart entre les tensions en 0.3 %

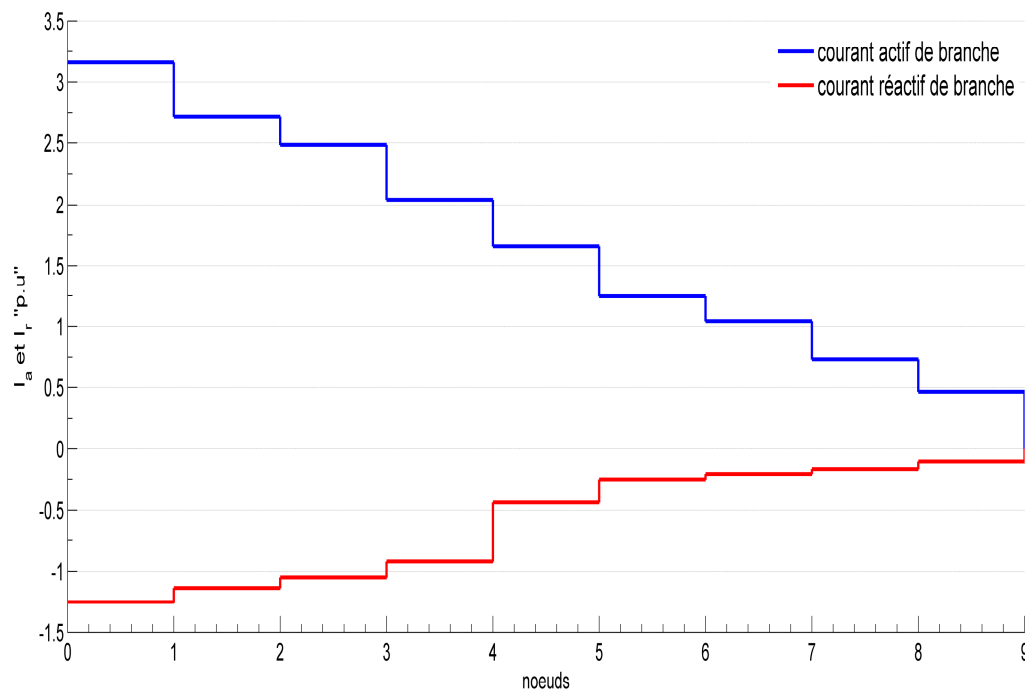


Fig.6 : Distribution des courants actif et réactif de branche.

Ligne de 10 jeux de barres

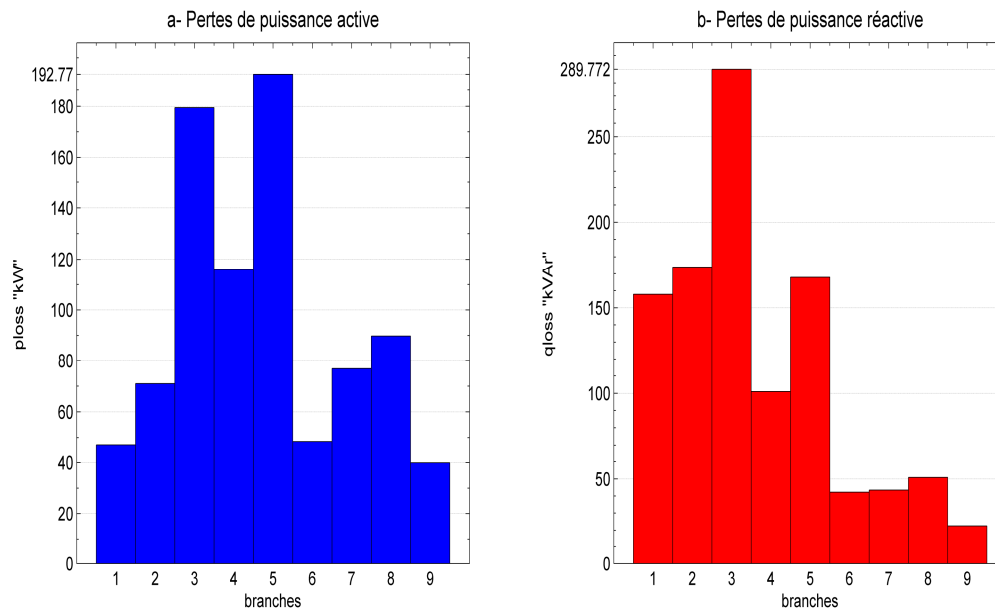


Fig.7: Pertes de puissance active et réactive dans les branches
Ligne de 10 jeux de barres

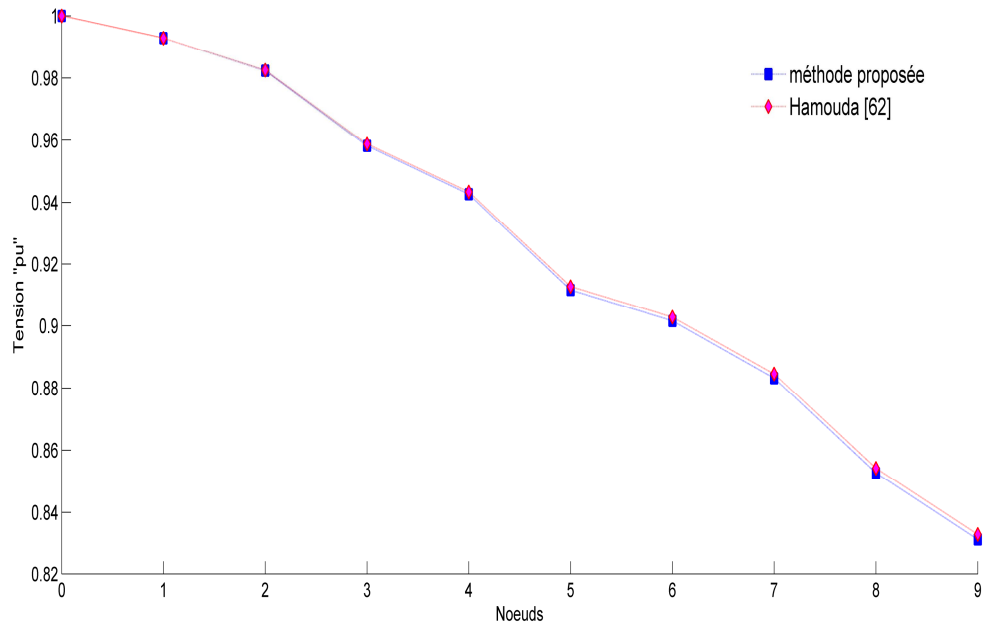


Fig.8 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 10 jeux de barres

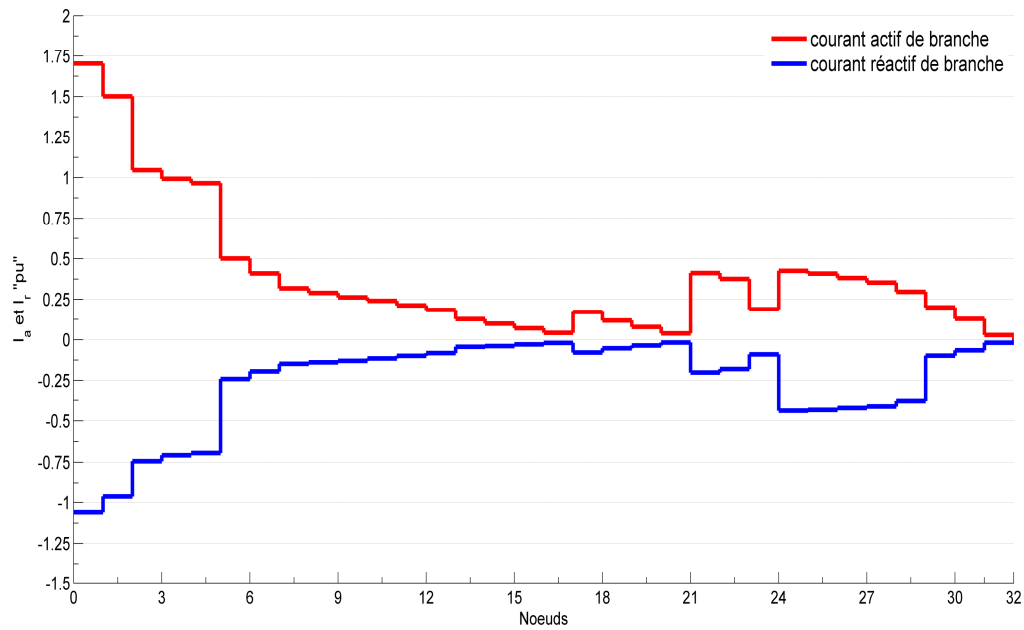


Fig.9 : Distribution des courants actif et réactif de branche
Ligne de 33 jeux de barres

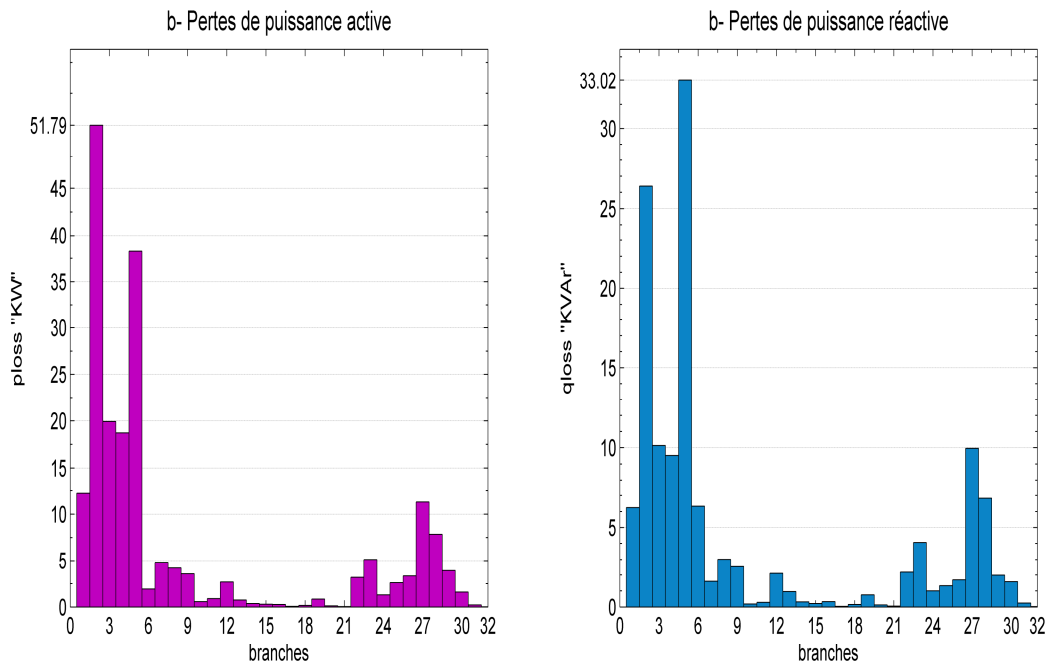


Fig.10 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches
Ligne de 33 jeux de barres

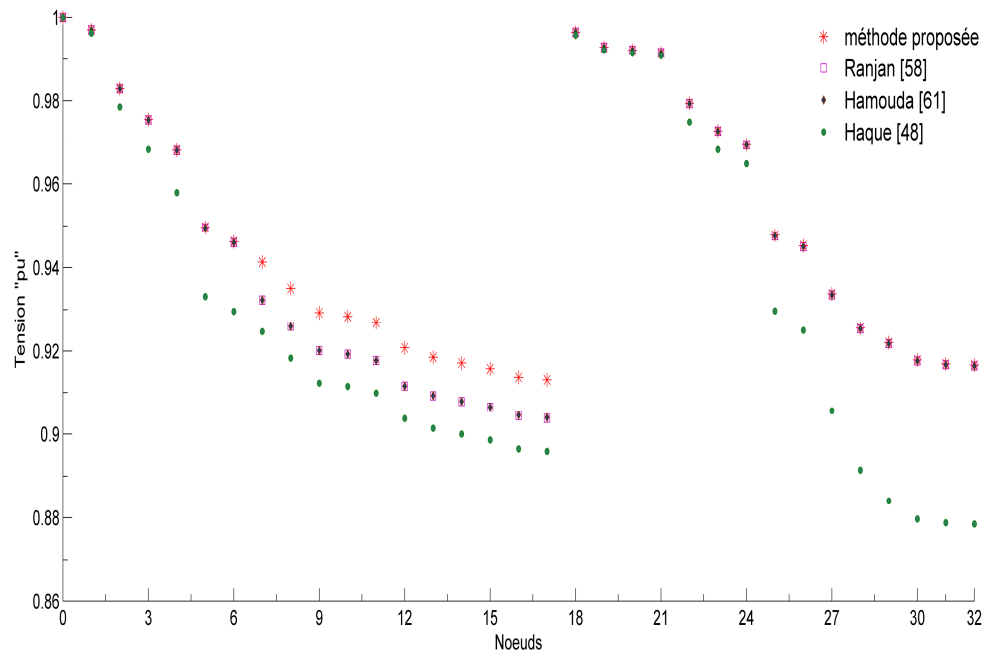
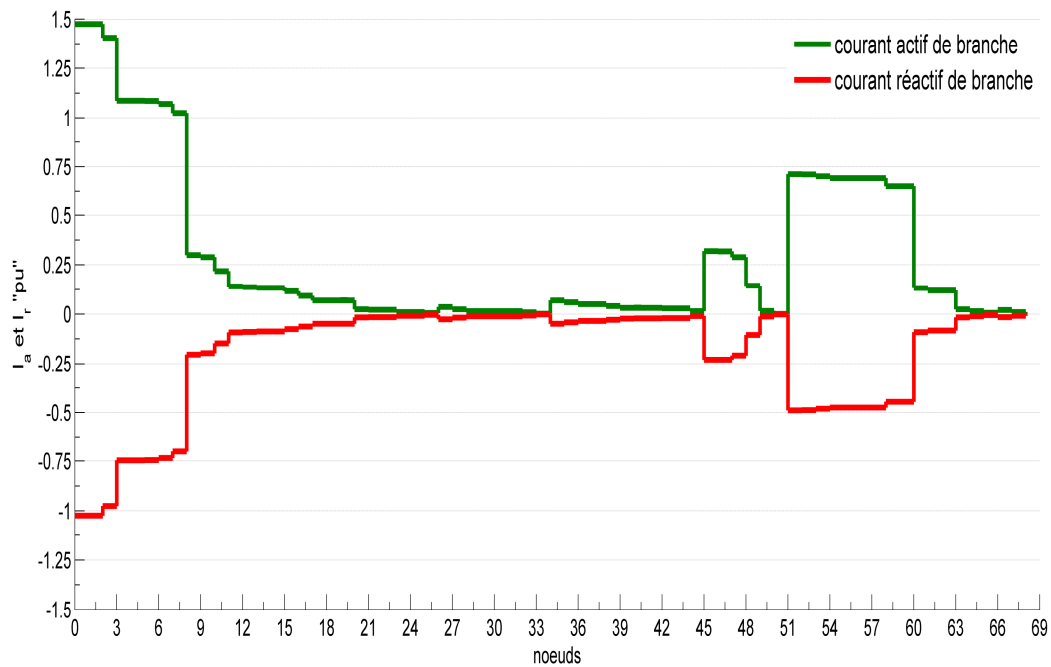


Fig.11 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 33 jeux de barres

Fig.12 : Distribution des courants actif et réactif de branche
Ligne de 69 jeux de barres

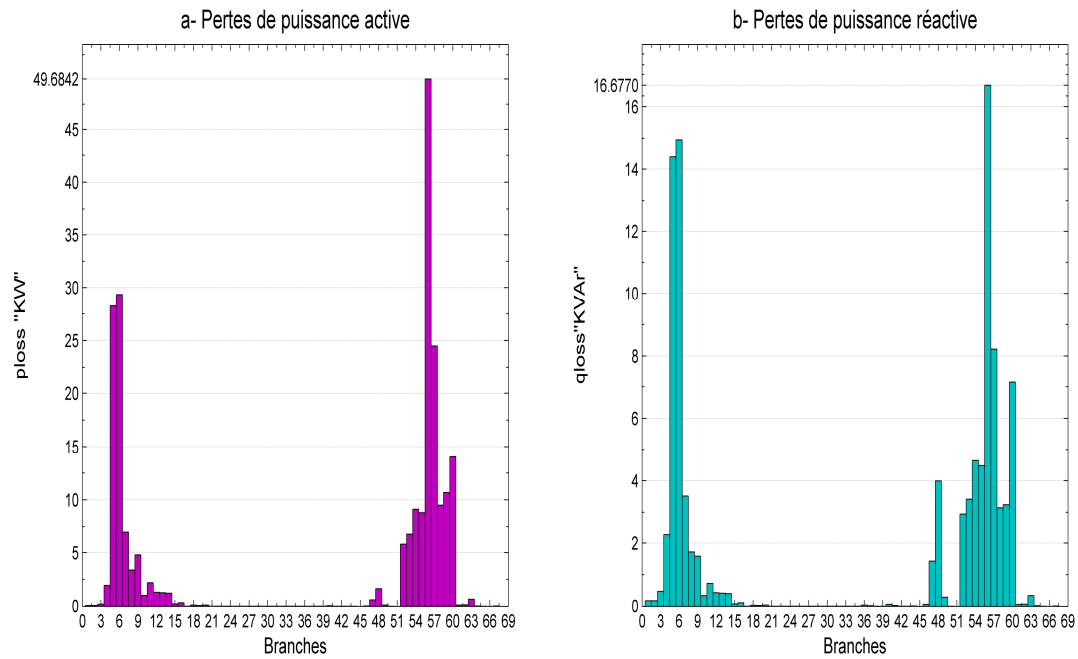


Fig.13: Pertes de puissance active et réactive de branche.
Ligne de 69 jeux de barre.

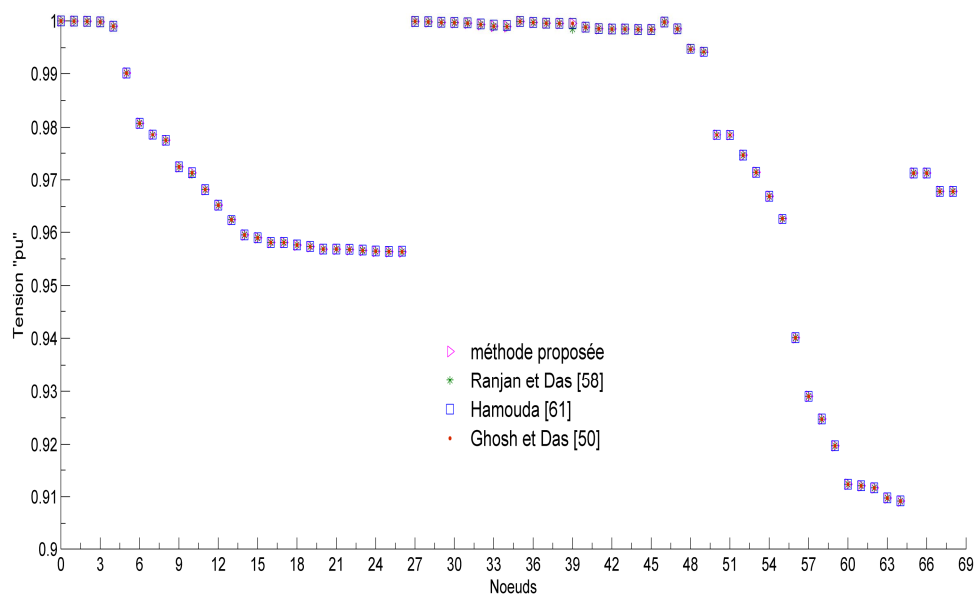


Fig.14 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 69 jeux de barres.

2.10. CONCLUSION :

Dans le présent chapitre, consacré à la solution de l'écoulement de charge dans les réseaux de distribution, une méthode itérative a été présentée. Cette méthode est exécutée en deux phases. Un balayage en montée, pour calculer les puissances, les pertes de puissance et les courants dans les branches de la ligne, et un balayage en descente, pour déterminer les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine. Cette méthode simple à mettre en œuvre et rapide, converge systématiquement dans le cas des réseaux de distribution. Elle a été testée sur un grand nombre de ligne en échelle et ramifiées, les résultats obtenus ont été comparés à ceux de nombreux auteurs ayant appliqué des méthodes similaires. Le nombre d'itération est faible et n'excède pas 10 itérations pour la plus longue ligne (69 nœuds). La vitesse des convergences a été améliorée en calculant les courants moyennant les tensions des nœuds sources des branches. Le temps de calcul est lui aussi très petit. Il est de 0.1587 seconde dans le cas de la ligne de 10 jeux de barres. Aussi et pour rendre automatique la reconnaissance de la configuration de toute ligne de distribution, un programme nécessitant la connaissance d'un certain nombre d'informations de la ligne a été mis au point. La solution de l'écoulement de charge étant apportée, nous pouvons pour la suite de notre travail aborder sans difficultés l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution.

3.1. INTRODUCTION.

La demande de puissance active étant incompressible, la réduction des pertes de puissance ne peut être réalisée qu'en agissant sur la composante réactive du courant transitant dans les lignes de distribution. Un des moyens les plus indiqués sont les batteries de condensateurs shunts. Cependant, il ne suffit pas d'installer des batteries de condensateurs pour dire qu'on est arrivé à bout du problème de l'important transit des courants réactives dans les branches de ces lignes. Le choix des puissances des batteries et leurs emplacements et même leurs temps de mise en service doit être fait de sorte que le retour économique attendu soit positif ou en d'autres termes, il faut que le coût de l'investissement réalisé soit inférieur aussi bénéfices tirés de l'opération de compensation. Ce concept de la compensation économique de l'énergie réactive est donc un problème type d'optimisation avec contraintes. Dans notre travail dans le cadre de ce mémoire de magistère nous nous occuperons que du cas de la compensation par batteries permanentes. Aussi, notre intérêt portera sur les méthodes dites heuristiques mais en utilisant une fonction objective ou il sera tenu compte du fait que la réduction du transit du courant réactif entraîne une réduction des pertes de puissance réactive

3.2. ETAT DE L'ART.

Nombreuses méthodes ont été développées dans la littérature par les auteurs qui se sont intéressés au problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. Ces méthodes peuvent être classées en quatre catégories. Les premières méthodes utilisées sont des méthodes analytiques [1]-[12] où le problème est formulé sans contraintes, les tailles et l'emplacement (variable de contrôle) sont considérés comme des variables continues. Les modèles mathématiques développent alors, sont longs et difficiles à comprendre et à mettre en œuvre surtout dans le cas des réseaux ramifiés. Dans la deuxième catégorie on retrouve les méthodes numériques qu'on voit le jour avec le progrès de l'informatique. Les plus populaires d'entre elles sont la programmation linéaire [14, 15], la programmation quadratique [19] et non-linéaire [18] et [20]. Viennent ensuite les méthodes dites heuristiques [21]-[31] sur lesquelles on reviendra par la suite et les méthodes méta-heuristiques où on retrouve les algorithmes génétiques [33] et [38], logique floue [32], [37] et [39], et essaims particulière [35] et [40].

3.3. FORMULATION DU PROBLEME.

Les pertes de puissance, le faible facteur de puissance et la dégradation du profil de la tension sont la conséquence du fort transit de courant dans les réseaux électriques.

Ces phénomènes sont plus accentués dans les réseaux de distribution où les courants de branche sont plus forts comparés à ceux circulant dans les réseaux de transport. Cet état a fait qu'une grande attention a été accordée aux réseaux de distribution et aux forts courants qui y circulent afin de limiter les intensités et ainsi améliorer la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. La limitation ne pouvant se faire, si on ne procède pas à une reconfiguration du réseau, en agissant sur les composantes réactives des courants de branche alors, le moyen le plus indiqué est l'installation de batteries de condensateurs shunts. L'installation des batteries de condensateurs doit être faite de manière rationnelle c'est-à-dire de sorte à ce que la qualité de l'énergie soit améliorée sans pour autant consentir de grands investissements qui augmenteraient la prise de cette énergie. Le problème est donc de déterminer le nombre de batteries, leurs puissances et leurs emplacements qui rendraient une fonction objective « F » maximale. Cet objectif fait donc du problème de la compensation de l'énergie réactive un problème d'optimisation. Cependant et du fait de la nature discrète des tailles des batteries et leurs emplacements, ce problème est non-linéaire avec contraintes. Il est généralement modélisé de la manière suivante :

$$\begin{cases} \max f(x, u) \cdot \text{ sujet } \cdot \text{ à} \\ x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\ u_{\min} \leq u \leq u_{\max} \\ g(x) \geq 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

Où :

- F : est la fonction objective à maximiser.
- g : est la contrainte d'égalité. C'est l'ensemble des équations de l'écoulement de puissance
- x : est le vecteur variable de contrôle
- u : est le vecteur variable d'état.

3.4. FONCTION OBJECTIF :

Le choix de la fonction objective est dicté par le souci de prendre en compte à la fois, l'aspect économique et l'aspect électrique du problème. La fonction objective sur laquelle tous les auteurs ayant traité le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive est la fonction dite « retour économique » ou réduction du coût notée « ΔS ». Elle est définie par l'expression suivante :

$$\Delta S = k_p \Delta P - \sum_{i=1}^{nc} K_{ci} Q_{ci} \quad (3.2)$$

Où :

- nc : est le nombre total de batteries installées.

- k_p : est le prix de revient du kW produit (\$/kW).
- k_{ci} : est le prix annuel du kVAr installé amortissement et durée de vie comprise.
- Q_{ci} : est la taille de la batterie installée au nœud « k ».
- ΔP : est la réduction des pertes de puissance active.

Dans la méthode heuristique de solution que nous allons proposer, les batteries sont installées l'une à la suite de l'autre. Cette façon d'installer les batteries nous amène à dire que la fonction objective est Markovienne c'est-à-dire que son état k ne dépend que de l'état juste avant. Cette particularité de la fonction objective nous permet alors de définir la fonction objective pour une batterie à installer. Pour la batterie « k » donnée (état k), la fonction objective est définie par :

$$\Delta S_k = k_p \Delta P_k - k_{ck} Q_{ck} \quad (3.3)$$

Où :

- ΔP_k : est la réduction des pertes de puissance due à la batterie k
- k_{ck} : est le prix de revient de kVAr installé pour la batterie k.
- Q_{ck} : est la puissance optimale de la batterie k.

La réduction totale du coût est alors donnée par :

$$\Delta S = \sum_{k=1}^{nc} \Delta S_k \quad (3.4)$$

Cependant et du fait que l'installation d'une batterie de condensateurs réduit, non seulement les pertes actives de puissance, mais aussi les pertes de puissance réactive alors, à la différence de tous les auteurs ayant traité le problème objet de notre préoccupation, nous introduisons cette constatation donc la fonction objective qui s'écrit désormais :

$$\Delta S_k = k_p \Delta P_k + k_{cm} \Delta Q_k - k_{ck} Q_{ck} \quad (3.5)$$

Où :

- k_{cm} : est le prix de revient du kVAr produit (\$/kVAr). Ce coefficient du fait que nous n'avons aucune idée sur le prix de revient kVAr produit, est pris égal à la moyenne des prix des batteries standard disponibles sur le marché.
- ΔQ_k : est la réduction des pertes de puissance réactive due à la batterie k.

3.5. REDUCTION DES PERTES DE PUISSANCE ACTIVE.

La réduction des pertes de puissance due à une batterie « k » est égale à la différence des pertes de puissance active dans le réseau avant et après l'installation de la dite batterie de condensateurs. Elle s'écrit :

$$\Delta P_k = P_{av_k} - P_{ap_k} \quad (3.6)$$

Où :

- P_{av_k} : sont les pertes de puissance active en ligne avant compensation.
- P_{ap_k} : sont les pertes de puissance active en ligne après compensation.

3.5.1. Pertes de puissance active.

Les pertes de puissance active dans un réseau de distribution composé de n branches sont données par la formule suivante :

$$P_{ava_k} = \sum_{i=1}^n r_i I_i^2 \quad (3.7)$$

Où :

- r_i : est la résistance de la branche « i ».
- I_i : est le courant qui circule dans la branche « i ».

Les courants dans les branches sont obtenus à partir de la solution de l'écoulement de puissance. La décomposition de ces courants en leurs composantes actives et réactives permet d'exprimer les pertes de puissance active comme il suit :

$$P_{ava_k} = \sum_{i=1}^n r_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^n r_i I_{ri}^2 \quad (3.8)$$

Où :

- I_{ai} : est la composante active du courant dans la branche « i ».
- I_{ri} : est la composante réactive de ce courant.

En plaçant une batterie en un nœud « k » donné d'un réseau de distribution (voir Fig.15), les pertes de puissance active s'écrivent :

$$P_{apak} = \sum_{i=1}^n r_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^k r_i (I_{ri} - I_{crk})^2 + \sum_{i=k+1}^n r_i I_{ri}^2 \quad (3.9)$$

Où :

- I_{crk} : est le courant réactif généré par la batterie placé au nœud « k ».
- S_k : est l'ensemble des branches situées entre le nœud k et le nœud source. C'est le plus court chemin entre la source et le nœud k.

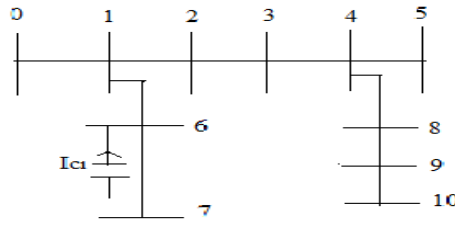


Fig.15 : Réseaux ramifié avec une batterie au nœud k=6

Donc la réduction des pertes de puissance active est alors :

$$\Delta P_k = 2I_{crk} \sum_{i=1}^k r_i I_{ri} - I_{crk}^2 \sum_{i=1}^k r_i \quad (3.10)$$

3.6. REDUCTION DES PERTES DE PUISSANCE REACTIVE.

La réduction des pertes de puissance réactive due à une batterie installée au nœud « k » de la ligne distribution est définie par la différence entre les pertes avant et après l'installation de batteries en question de condensateurs. En s'écrit :

$$\Delta Q_k = Q_{av_k} - Q_{ap_k} \quad (3.11)$$

Où :

- Q_{av_k} : sont les pertes de puissance réactive en ligne avant compensation.
- Q_{ap_k} : sont les pertes de puissance réactive en ligne après compensation.

3.6.1. Pertes de puissance réactive.

Les pertes de puissance réactive dans une ligne de réseau de distribution composée de n branches sont données par les formules suivantes :

$$Q_{av_k} = \sum_{i=1}^n x_i I_i^2 \quad (3.12)$$

Où :

- x_i est la réactance de la branche « i ».

- I_i est le courant de ligne de la i ème branche.

Tout comme par les pertes de puissance active, les composantes actif et réactif du courant de branche permettent donc, d'exprimer les pertes de puissance réactive comme suit :

$$Q_{av_k} = \sum_{i=1}^n x_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^n x_i I_{ri}^2 \quad (3.13)$$

Les pertes de puissance réactive lorsqu'on place une batterie de condensateur sur un nœud k sont donnée par :

$$Q_{apk} = \sum_{i=1}^n x_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^k x_i (I_{ri} - I_{crk})^2 + \sum_{i=k+1}^n x_i I_{ri}^2 \quad (3.14)$$

La réduction des pertes de puissance réactive en calculant la différence entre l'expression (3.13) et l'expression (3.14), sera égale à :

$$\Delta Q_k = 2I_{crk} \sum_{i=1}^k x_i I_{ri} - I_{crk}^2 \sum_{i=1}^k x_i \quad (3.15)$$

3.7. PUISSANCES ET EMPLACEMENT OPTIMAUX DES BATTERIES.

3.7.1. Problème général.

Optimiser la compensation de l'énergie réactive revient à déterminer le nombre de batterie à mettre en ligne, leurs emplacements et leurs tailles. Le problème ainsi posé, peut être modélisé de la façon suivante.

$$\begin{cases} \max \Delta S_k(Q_{ck}, h_k) \cdot \text{sujet} \cdot \text{à} : \\ g(Q_{ck}, h_k) = 0 \\ h_k \in N \\ Q_{c \min} \leq Q_{ck} \leq Q_{c \max} \\ V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \end{cases} \quad i = 1, \dots, nj \quad (3.16)$$

Où :

- $\Delta S_k(Q_{ck}, h_k)$ est la fonction objective qui dépend des tailles et des emplacements des batteries.
- $g(Q_{ck}, h_k) = 0$ sont les équations de l'écoulement de charge.
- $h_k \in N$ est la contrainte des emplacements qui ne doivent être que des nœuds.

- V_i sont les tensions des nœuds qui ne doivent pas dépasser les limites autorisées.

Le problème tel qu'il formulé est difficile à résoudre du fait de la présence, dans la fonction objective, de deux vecteurs de contrôle. Il s'agit du vecteur emplacement des batteries et de vecteur puissance où tailles des batteries. Pour rendre le problème plus simple et facile à résoudre, on doit découpler le problème de la détermination des emplacements des batteries de celui de la détermination de leurs tailles. Cette séparation des variables est possible en appliquant les méthodes dites heuristiques.

3.8. Méthode heuristiques.

Les méthodes heuristiques s'appuient sur l'expérience et la pratique. Elles sont faciles à comprendre et simples dans leurs mises en œuvre. Elles utilisent des facteurs de sensibilité qu'elles incorporent dans des méthodes d'optimisation afin d'atteindre des solutions qualitatives avec de petits efforts de calcul.

Les méthodes heuristiques ont été introduites en premier par S.Civanlar [22] et Taylor et al [23] pour réduire les pertes de puissance dans les réseaux de distribution par reconfiguration de ces derniers. Du fait de la simplicité de la méthode, Abdel-Salam et al [24] ont repris l'idée et ont développé une méthode heuristique pour déterminer les nœuds sensibles où les batteries de condensateurs vont être placées. Ces derniers sont déterminés en identifiant d'abord les branches où il se produit le plus de pertes de puissance sous l'effet des courants réactifs de charge. Le nœud dont le courant réactif de charge produit le plus de réduction des pertes de puissance dans la branche en question est dit le plus sensible. Chis et al [26] ont amélioré la méthode de la référence [25] en considérant que le nœud le plus sensible est celui dont le courant réactif de charge produit le plus de réduction des pertes de puissance de tout le réseau étudié. Dans l'une et l'autre de ces deux dernières références la fonction objective considérée est la fonction réduction du coût (net economic savings en anglais) sauf que dans le cas de Chis [26], différents niveaux de charge ont été considérés. Haque [27] dans la méthode qu'il a proposée s'est fixé comme objectif la minimisation de pertes de puissance. Les nœuds candidats, pour recevoir les batteries de condensateurs, sont identifiés en installant en chacun des nœuds du réseau pris seul, une batterie de condensateur qui minimise les pertes de puissance. Une fois les nœuds candidats déterminés, les puissances optimales des batteries à y placer sont déterminées simultanément afin d'éviter toute surcompensation. Néanmoins, l'auteur a considéré les puissances des batteries comme étant des variables continues ce qui ne répond pas à la réalité du problème. Mekhamer et ses coauteurs [28] ont proposé deux

méthodes heuristiques pour résoudre le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. Dans la première méthode qu'ils ont proposée et tout dans [27], les nœuds sensibles sont identifiés en installant, en chaque nœud du réseau pris seul, une batterie de condensateurs qui maximise la réduction du coût. Le nœud le plus sensible est celui qui donne la plus grande réduction du coût. Il est donc sélectionné en premier pour recevoir la batterie standard la plus proche de la batterie optimale qui maximise la réduction du coût. La seconde méthode que les auteurs ont proposée est identique à la première sauf que, pour sélectionner les nœuds candidat et calculer les tailles optimales des batteries, ils considèrent la réduction des pertes de puissance au lieu de la réduction du coût. Hamouda et ses coauteurs [31] ont donné une méthode où les nœuds candidats, pour recevoir les batteries de condensateurs, sont déterminés en fonction de l'effet du courant réactif de la charge en chaque nœud sur les pertes de puissance de l'ensemble du réseau étudié. Ces nœuds sont rangés dans un ordre décroissant selon les effets sur les pertes de puissance. Le nœud range 1 est sélectionné en premier pour recevoir une batterie de taille standard, juste plus petite ou juste plus grande que la batterie de taille optimale, selon la réduction qu'elle produit.

Du fait que le problème de la détermination des emplacements convenables des batteries a été séparé de celui de la détermination de leurs puissances optimale vu que les emplacements sont déterminés moyennant les facteurs de sensibilité alors, le calcul des tailles est modélisé en général comme il suit :

$$\begin{cases} \max \Delta S_k(Q_{ck}) \cdot \text{sujet} \cdot \text{à} : \\ g(Q_{ck}) = 0 \\ Q_{c \min} \leq Q_{ck} \leq Q_{c \max} \\ V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \end{cases} \quad (3.17)$$

3.9. Nouvelle modélisation du problème.

Tel que avancé par Hamouda et ses coauteurs [31] la contrainte imposée à la tension pourrait ne pas être satisfaite si de petites limites de tension sont considéré et donc, le problème serait sans solution. Comme le placement de condensateurs shunts sur un réseau de distribution, où pour effet d'augmenter la tension qui au plus dépasserait la valeur maximale autorisée. Dans ce cas, on dit que le réseau (ou la branche) est surcompensé et donc la composant réactive (I_{ri}) du courant de branche devient positive. Pour éviter toute surcompensation, on impose cette composante du courant d'être toujours négative ou égale à zéro.

En substituant la contrainte sur la tension par celle faite sur le courant de branche, le nouveau modèle mathématique du problème devient :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \Delta S_k(Q_{ck}) \cdot \text{sujet} \cdot \text{à} : \\ g(Q_{ck}) = 0 \\ Q_{c \min} \leq Q_{ck} \leq Q_{c \max} \\ I_{ri} \leq 0 \end{array} \right. \quad i = 1, \dots, nj \quad (3.18)$$

3.10. ENPLACEMENT OPTIMAUX DES BATTERIES.

Pour déterminer les emplacements optimaux des batteries on utilise la sensibilité de la réduction des pertes de puissance active de la ligne à chacune des composantes réactives des courants de charge [28]. Cette réduction des pertes de puissance, pour un nœud « k » donne est définie comme étant la différence entre les pertes de puissance avant l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k » et après l'annulation de ce dernier. Elle s'écrit :

$$\Delta P_k = P_k^{av} - P_k^{ap} \quad (3.19)$$

Les pertes de puissance avant l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k » s'écrit :

$$P_k^{av} = \sum_{i=1}^n r_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^n r_i I_{ri}^2 \quad (3.20)$$

Les pertes de puissance après l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k » sont données par :

$$P_k^{ap} = \sum_{i=1}^n r_i I_{ai}^2 + \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k r_i (I_{ri} - I_{Lrk})^2 + \sum_{i=k+1}^n r_i I_{ri}^2 \quad (3.21)$$

Après simplification, la réduction des pertes de puissance aura l'expression suivante :

$$\Delta P_k = 2I_{Lrk} \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k r_i I_{ri} - I_{Lrk}^2 \sum_{\substack{i=1 \\ i \in S_k}}^k r_i \quad (3.22)$$

Le n° le plus sensible est celui dont le courant réactif de charge produit la plus grande réduction des pertes. Il aura alors le rang 1 et sera considéré en premier pour recevoir une batterie de condensateur de taille optimale.

3.11. DETERMINATION DES TAILLES OPTIMALES.

Pour calculer les tailles optimales des batteries, on déterminera d'abord les courants qu'elles génèrent. Ce courant est calculé de sorte à rendre la fonction objective réduction du coût ΔS_k maximale. Ce courant est obtenu en résolvant l'équation suivante :

$$\frac{\partial \Delta S}{\partial I_{crk}} = 0 \quad (3.23)$$

L'expression du courant est alors donnée par :

$$I_{crk} = \frac{2k_p \sum_{i=1, i \in S_k}^k r_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{i=1, i \in S_k}^k x_i I_{ri} - k_{ck} V_{ck}}{2k_p \sum_{i=1, i \in S_k}^k r_i + 2k_{cm} \sum_{i=1, i \in S_k}^k x_i} \quad (3.24)$$

La puissance optimale initiale est calculée par l'expression suivante :

$$Q_{ck} = V_{ck} I_{crk} \quad (3.25)$$

La valeur maximale de la réduction du coût dans ce cas :

$$\Delta S_{k \max} = \frac{[2k_p \sum_{i=1}^k r_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{i=1}^k x_i I_{ri} - k_{ck} Q_{ck}]^2}{4(k_p \sum_{i=1}^k r_i + k_{cm} \sum_{i=1}^k x_i)} \quad (3.26)$$

La valeur de la réduction des pertes de puissance correspondante est donné par :

$$\Delta P_{\Delta S \max} = \frac{4k_p^2 (\sum_{i=1}^k r_i I_i)^2 + 4k_{cm} (\sum_{i=1}^k x_i I_i)^2 - (k_{ck} V_{ck})^2}{2k_p (k_p \sum_{i=1}^k r_i + k_{cm} \sum_{i=1}^k x_i)} - \frac{k_{cm} \sum_{i=1}^k x_i (2k_p \sum_{i=1}^k r_i I_i + 2k_{cm} \sum_{i=1}^k x_i I_i - k_{ck} V)^2}{4(k_p \sum_{i=1}^k r_i + k_{cm} \sum_{i=1}^k x_i)^2} \quad (3.27)$$

3.12. STRATEGIE DE SOLUTION.

En compensant de manière optimale l'énergie réactive nous nous attendons à ce que les emplacements des batteries soient des jeux de barres du réseau et que les puissances optimales des batteries soient disponibles dans le commerce ou bien des multiples de ces batteries. Aussi, nous nous attendons à ce que la réduction du coût et la réduction des pertes de puissance active soient positives et qu'elles ne produisent aucune surcompensation. De plus, le choix de la batterie standard de substitution de la taille optimale calculée doit être fait en fonction de la réduction du coût qu'elle produit et non pas la plus à cette dernière. La batterie standard choisie doit être dans les limites des batteries standards autorisées pour la ligne étudiée. Si la batterie standard choisie produit une surcompensation ou une réduction des pertes de puissance négative, elle sera remplacée par une autre plus petite satisfaisant les contraintes susmentionnées. Si la contrainte sur les emplacements, qui ne peuvent être que des jeux de barres du réseau, a trouvé une solution moyennant les facteurs de sensibilité, les puissances optimales des batteries restent à déterminer en résolvant le problème avec contraintes suivant :

$$\begin{cases} \max \Delta S_k(Q_{ck}) \text{ sujet à :} \\ Q_{c \min} \leq Q_{ck} \leq Q_{c \max} \\ I_{ri} \leq 0 & i = 1, \dots, nj \\ \Delta P_k \succ 0 \\ g(I_{ck}) = 0 \end{cases} \quad (3.28)$$

L'algorithme détaillé de solution du problème de la détermination sera détaillé dans le point qui suit.

3.13. ALGORITHMES DE CALCUL.

L'algorithme de solution du problème global c'est-à-dire, les emplacements convenables des batteries de condensateurs et leurs tailles est détaillé dans ce qui suit. Un programme sous environnement Matlab 7.2 a été développé à cet effet.

Étape.1 : Lire les données du réseau.

Étape.2 : Effectuer le programme de l'écoulement de puissance avant compensation afin de déterminer les pertes de puissance active et réactive, les courants de branche, les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine.

Étape.3 : Initialiser la réduction des pertes de puissance et du coût.

Étape.4 : tant que les réductions des pertes de puissance et du coût sont positives.

Étape.4.1 : Déterminer les sensibilités des nœuds selon (3.22) et les classés dans un ordre décroissant.

Étape.4.2 : Si le nœud le plus sensible considéré a déjà reçu une batterie, l'ignorer.

Étape.4.3 : Calculer la valeur initiale de la taille optimale de la batterie à y placer, la réduction du coût et la réduction des pertes de puissance.

Étape.4.4 : Exécuter l'écoulement de charge pour la mise à jour des grandeurs électriques (tension, courant, les puissances P et Q).

Étape.4.5 : Ajuster la taille optimale de la batterie.

Étape.4.6 : Si la taille de la batterie est négative, inférieur à la plus petite batterie standard où supérieure au totale de puissance et la réduction des pertes de puissance négative alors :

Étape.4.6.1 : Retirer la batterie.

Étape.4.6.2 : Donner aux tensions leurs phases à l'origine et aux courants de branche les valeurs d'avant la batterie.

Étape.4.7 : Sinon, prendre comme taille optimal de la batterie, la taille standard inférieure où supérieure donnant la plus grande réduction du coût.

Étape.4.8 : Calculer à nouveau l'écoulement de charge.

Étape.4.9 : Si la batterie produit une surcompensation $I_r < 0$ alors

Étape.4.9.1 : remplacer la batterie standard par un autre de taille inférieure qui ne produit pas surcompensation.

Étape.4.9.2 : Tester si la batterie n'est pas inférieure à la plus petite batterie standard.

Étape.4.9.3 : Effectuer l'écoulement de charge et calculer la réduction des pertes de puissance et du coût sur la base de la puissance réel du kVAr installé.

Étape.4.10.4 : Vérifier que la réduction des pertes de puissance et la réduction du coût sont positives.

Étape.4.10 : fin si

Étape.4.11 : Aller à l'étape.4

Étape.5 : Afficher les résultats.

3.14. TEST ET VALIDATION DE LA METHODE.

Pour valider la méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. Trois exemples de lignes utilisées par la plupart des auteurs ayant traité le problème. Il s'agit de la ligne en échelle de 10 n° (voir Fig.3, chapitre.2), de la ligne de 33 n° présentant trois ramifications montrée (voir Fig.4, chapitre.2) et enfin la ligne de 69 n° avec 7 ramifications montrée (voir Fig.5, chapitre.2). Les données de ces lignes sont consignées dans les tableaux A1, A2, A3 à l'annexe 1

Le prix de revient du kW produit est $k_p = 168$ \$. Les tailles standards disponibles dans le commerce sont celles proposées par Makhamer et son équipe [2] et [6] et données par le tableau 3.1 suivant :

Tableau.3.1 : Prix des batteries selon les tailles.

Tailles (kVAr)	150	300	450	600	900	1200
Prix (\$)	750	975	1140	1320	1650	2040

Pour les lignes étudiées, le prix du kVAr à installer en considérant que la durée de vie d'une Batterie est de dix années et les choix possibles des tailles des batteries sont consignés dans les tableaux 3.2, 3.3, 3.4 qui suivent.

Tableau 3.2 : Batteries standards possibles pour la ligne de 10 n°

Nombre	1	2	3	4	5	6	7	8
Tailles	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Prix (\$/kVAr)	0.500	0.350	0.253	0.220	0.276	0.183	0.228	0.170
Nombre	9	10	11	12	13	14	15	16
Tailles	1350	1500	1650	1800	1950	2100	2250	2400
Prix (\$/kVAr)	0.207	0.201	0.193	0.187	0.211	0.176	0.197	0.170
Nombre	17	18	19	20	21	22	23	24
Tailles	2550	2700	2850	3000	3150	3300	3450	3600
Prix (\$/kVAr)	0.189	0.187	0.183	0.180	0.195	0.174	0.188	0.170
Nombre	25	26	27					
Tailles	3750	3900	4050					
Prix (\$/kVAr)	0.183	0.182	0.179					

Tableau 3.3 : Batterie standards possibles pour la ligne de 33 nœuds.

Nombre	1	2	3	4	5	6	7	8
Tailles	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Prix (\$/kVAr)	0.500	0.350	0.253	0.220	0.276	0.183	0.228	0.170
Nombre	9	10	11	12	13	14	15	
Tailles	1350	1500	1650	1800	1950	2100	2250	
Prix (\$/kVAr)	0.207	0.201	0.193	0.187	0.211	0.176	0.197	

Tableau 3.4 : Batteries standards possibles pour la ligne de 69 nœuds.

Nombres	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tailles	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350
Prix (kVAr)	0.500	0.350	0.250	0.220	0.276	0.183	0.228	0.170	0.207
Nombres	10	11	12	13	14	15	16	17	
Tailles	1500	1650	1800	1950	2100	2250	2400	2550	
Prix (kVAr)	0.201	0.193	0.187	0.211	0.176	0.197	0.170	0.189	

3.15. RESULTATS ET DISCUSSION.

3.15.1. Réseau de 10 nœuds.

L'exécution de programme de l'écoulement de puissance pour la ligne de 10 nœuds comme montre dans le chapitre.2 donnée les pertes de puissance égale à 861.14 kW, les pertes de puissance due à la composante active sont 773.62 kW et 87.52 kW dues à la composante réactive. Les pertes de puissance réactive dans cette ligne sont de 1049.7 kVAr dont 923.64 kVAr dues aux courants actifs dans les branches et 126.07 kVAr aux courants réactifs.

Les tensions minimale est de 0.831363p.u et la maximale est de 0.992874. Les composantes active et réactive normalisées dans la branche 1 reliée à la source du courant sont respectivement égales à 3.160325 et -1.250765, montre dans la figure 6 de chapitre 2.

En appliquant la méthode proposée, deux batteries de condensateurs de tailles 3600 kVAr et 450 kVAr à placer respectivement aux nœuds 4 et 3 sont nécessaires pour une compensation optimale de l'énergie réactive circulant dans la ligne étudiée (voir Tableau 3.5)

Tableau.3.5 : comparaison des résultats de réseaux de 10 nœuds

Méthodes	Méthode proposée	Mekhamer [28]	Abdelaziz [39]
Emplacements des batteries.	4, 3	4, 5 et 9	4, 8, 5 et 2
Taille des batteries (kVAr)	3600, 450	1350, 1950 et 450	3450, 450, 450 et 4050
Total (kVAr)	4050	3750	8550
ΔP (kW)	93.64	94.3	108.34
ΔQ (kVAr)	132.49	-	-
ΔS (\$)	15109	15526	16530
$V_{\min}$ (pu)	0.8573	0.8788	0.8845
Limites de tension	-	$\pm 5\%$	-

Le profil de la tension est alors amélioré (Fig.16). Les tensions relatives minimale et maximale passent de leurs valeurs sus-indiquées à 0.8573 et 0.9962. Les pertes de puissance active sont réduites de 93.64 kW et les pertes réactives de 132.49 kVAr (Tableau 3.5). Les pertes de puissance active dues aux composantes active des courants de branche passent de 773.62 kW à 742.51 kW soit une réduction de 4 % (Fig.19). Celles dues aux composantes réactives passent de 87.52 kW à 24.98 kW c'est-à-dire une réduction de 71.45 % (Fig.19). Les pertes de puissance réactive quant à elles passent de 923.64 kVAr à 895.72 kVAr pour les composantes actives et de 126.07 kVAr à 19.73kVAr pour les composantes réactives (Fig.19). La réduction du coût réalisée est de 15109 \$ (Tableau.3.5) dont 10157 \$ sont dus à la réduction des composantes réactives des courants de branche et 4952.4 \$ sont dus à la baisse des composantes actives des courants de branche suite à l'amélioration de la tension (Fig. 16).

Nos résultats ont été comparés à ceux des références [28] et [39] de tableau 3.5 montre que Mekhamer [28] et Abdelaziz [39] ont obtenu de meilleures réductions des pertes de puissance et du coût (voir tableau 3.5). La réduction des pertes de puissance donnée par [28] est de 0.66 kW plus grande que la notre. Celle donnée par la référence [39] par contre, est de 13.39 kW plus importante. Si notre résultat pour la réduction des pertes de puissance est comparable à celui donné par Mekhamer [28], celui obtenu par Abdelaziz [39] est le fruit d'un total de kVAr installé de 8550 ce qui est synonyme d'une forte surcompensation qui est visible sur les distributions des courants réactifs de branche (Fig.18). Cette figure, donnant les distributions des courants réactifs de branche montre l'absence de surcompensation dans notre cas ($I_r < 0$) alors que dans le cas des références [28] et [39] il y a présence de courants réactifs de branche négatifs ce qui est synonyme de

surcompensation. De plus, dans le cas de la référence [28], la tension minimale est de 0.8788 (voir Fig.19) ce qui veut dire que la limite de $\pm 5\%$ est dépassée. La contrainte de la tension est donc violée d'où l'impossible solution du problème et la justification du remplacement de cette dernière pour la contrainte sur les courants réactifs de branche.

3.15.2. Réseau de 33 nœuds.

L'optimisation de la compensation de l'énergie réactive pour la technique proposée a conduit à six batteries de tailles égales à 750kVAr, 150kVAr, 300kVAr, 150kVAr, 150kVAr et 450kVAr dont les nœuds de placement sont respectivement 29, 13, 6, 24, 23, et 3 (voir Tableau 3.6).

Le placement de ces batteries sur le réseau étudié a conduit à une amélioration de la tension (voir Fig.20) dont les valeurs minimale et maximale deviennent respectivement 0.933048 pu et 0.997658 pu. Les réductions des pertes de puissance active et réactive sont alors de 70.47 kW et de 17.03 kVAr. La réduction totale du coût est de 11581 \$ (voir tableau 3.6). L'effet de la diminution des composantes réactives des courants de branche (voir Fig.23) sur l'une et l'autre des réductions des pertes de puissance est de 63.25kW et 41.97kVAr. Celui de la baisse des composantes actives des courants de branche, suite à l'amélioration de la tension, est de 6.5 kW et 4.4 kVAr. La plus grande perte de réduction des pertes de puissance c.-à-d. 56.88 kW est due aux trois premières batteries installées.

Tableau.3.6 : Comparaison des résultats de réseaux de 33 nœuds

Méthodes	Méthode proposée	Khode [42]	Haque [27]	Hamouda [31]
Emplacement de batterie	29, 13, 6, 24, 23 et 3	6, 8, 13, 23, 27, 29 et 30	29, 12 et 23	29, 6, 3, 22 et 23
Taille de batterie (kVAr)	750, 150, 300, 150, 150 et 450	150, 150, 150, 300, 150, 300 et 150	1035, 370 et 521	750, 750, 150, 300 et 150
Total (kVAr)	1950	1350	1926	2100
ΔP (kW)	70.47	88.91	84.2	66.73
ΔQ (kVAr)	46.33	-	-	-
ΔS (\$)	11518	-	-	10870
$V_{\min}$ (pu)	0.9330	0.9311	0.9374	0.9374
Limite de tension	-	-	-	-

L'étude comparative de la méthode à celles données par les références [27], [31] et [42] (voir tableau 3.6). La méthode présentée par la référence [27] donne une réduction de perte de 84.2 kW soit plus de 13.73 kW et par conséquent on remarque la taille optimale des batteries (voir tableau 3.6) que l'auteur donné ne sont pas standard et donc non réalisable pratiquement. Comme [27] est considéré la réduction des pertes de puissance comme fonction objective, il ne permet aucun comparatif sur la réduction de coût. Les distributions des courants réactifs de branche (voir Fig.22) montre que dans le cas des référence [27] il y a présence de courant réactif de branche négatif, ce qui est signifiée une surcompensation.

Pour la référence [31], les résultats que nous avons obtenus pour les réductions des pertes de puissance et du coût sont meilleurs (voir tableau 3.6). Khoder [42] a obtenu une réduction des pertes de 88.91kW et de 18.44 kW plus grand. Cette différence dans le cas de Khoder est à prendre avec réserve. L'introduction de la solution de Khoder [42] dans le programme de l'écoulement de puissance que nous avons développé a conduit à une réduction des pertes de puissance égale à 62.91 kW et réduction de coût de 10596.49 \$ moins à celle donné

3.15.3. Réseau de 69 nœuds.

Pour le réseau de 69 jeux de barres où les pertes actives et réactives de puissance avant compensation étaient de 224.98 kW et 102.15 kVAr et la tension minimale était à 0.9092 pu, Les composants actifs et réactifs du courant sont respectivement de 1.475240 et -1.023888 (voir Fig.10, chapitre.2). La méthode que nous avons développée a conduit à quatre batteries de condensateurs dont les tailles et les emplacements sont tel que indiqué par le tableau 3.7 ci-dessus donné. La réduction des pertes de puissance ainsi réalisée est de 79.10 kW soit 13013 \$ de réduction du coût (voir tableau 3.7) sur le total de kilowatts réduits, 9.44 kW sont dus à la baisse des courant actifs de branche (voir Fig.27), suit à l'amélioration du profil de la tension (voir Fig.24). Le restant des kilowatts soit 69.66 kW sont la conséquence des courants réactifs de branche, du fait de l'injection ponctuelle de puissance réactive par les batteries. La réduction du coût dû à chacun des deux types de courants est 11427 \$ pour les composantes réactifs et 1585.9\$ pour les composantes actives.

L'étude de l'effet de chacune des batteries installées sur les pertes de puissance (Fig.27) montre que la première batterie installée dont la taille est 1050 kVAr placé au nœud 60 réduit les pertes de puissance totale de 69.84 kW soit 31.04% , le reste de la réduction des pertes de puissance soit 7.58 kW est du au restant des batteries dont le total de kVAr est de 600 kVAr. Sur le total de réduction des pertes de puissance, 61.25 kW sont dus à la réduction des composantes réactives des courants de branche c'est-à-dire 85.22 % et 8.6 kW à la baisse des composantes actives de ces courants. La plus grande réduction des pertes de puissance est donc due à la première batterie installée.

Tableau.3.7 : Comparaison des résultats de réseaux de 69 nœuds

Méthode	Méthode proposée	Hamouda [31]	Prakash [35]
Emplacement de batterie	60, 58, 11 et 10	60, 58 et 8	46, 47 et 50
Taille de batterie (kVAr)	1050, 150, 300 et 150	1050, 150 et 600	241, 365 et 1015
Total (kVAr)	1650	1800	1621
ΔP (kW)	79.1	74.9	72.52
ΔQ (kVAr)	9.71	-	-
ΔS (\$)	13013	12419	-
$V_{\min}$ (pu) ²	0.9299	0.9303	0.9131
Limite de tension	-	-	$\pm 5\%$

Comparés à ceux des références [31] et [35], les résultats que nous avons obtenus pour les réductions des pertes de puissance et du coût sont meilleurs (voir tableau 3.7).

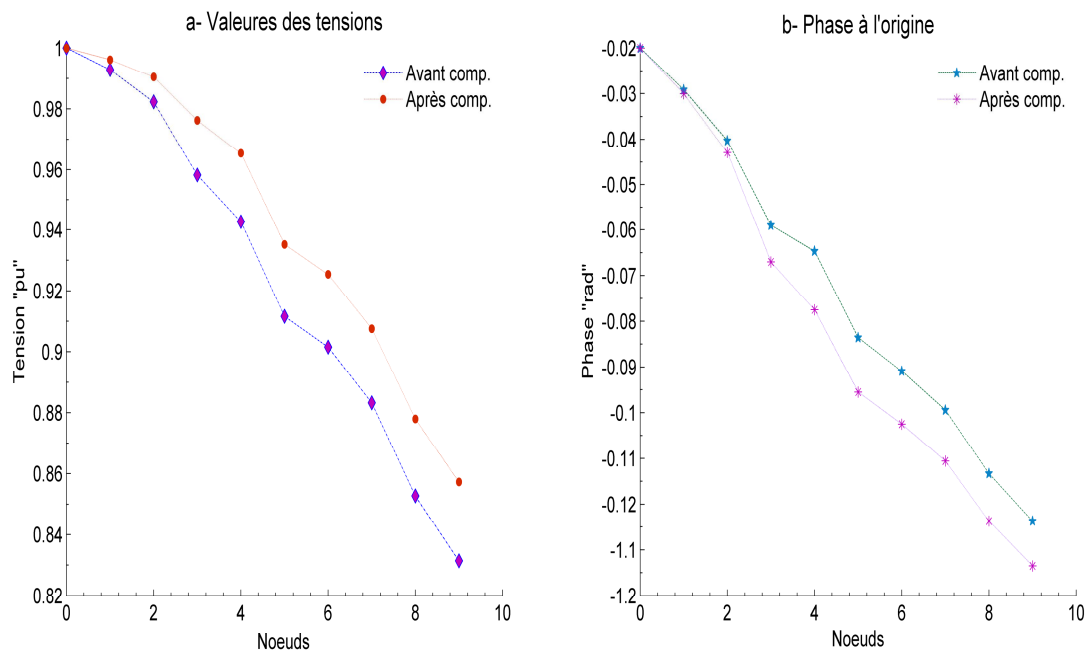


Fig.16 : Tension et phase à l'origine avant et après compensation ;
Ligne de 10 nœuds

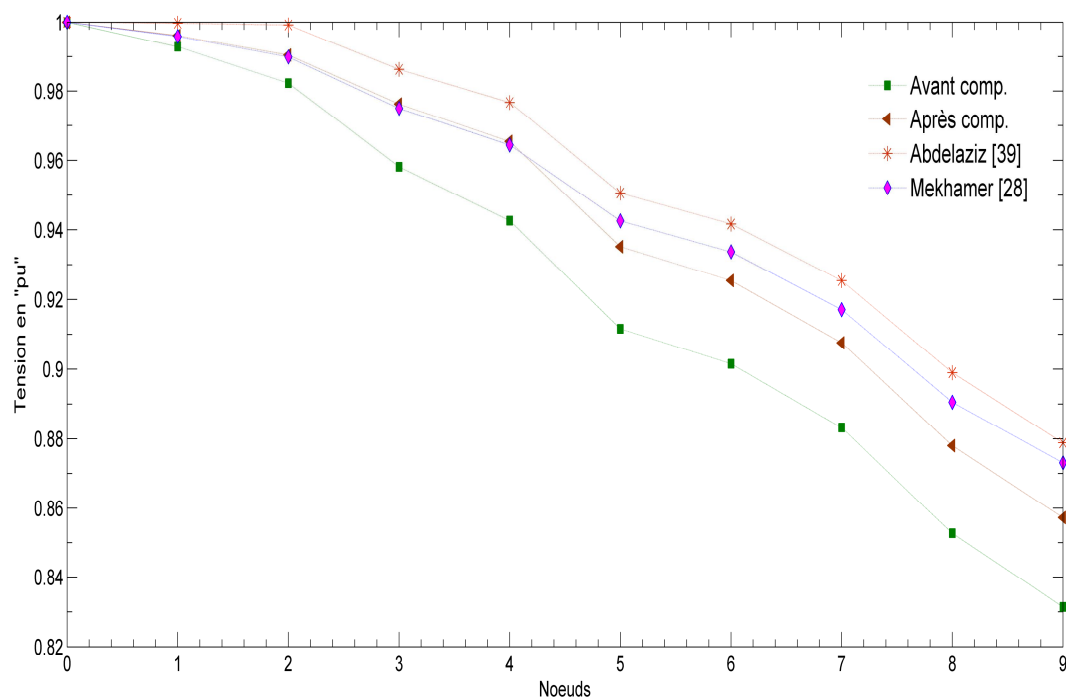


Fig.17 : Comparaison des tensions avant et après compensation par des autres méthodes ;
Ligne de 10 nœuds

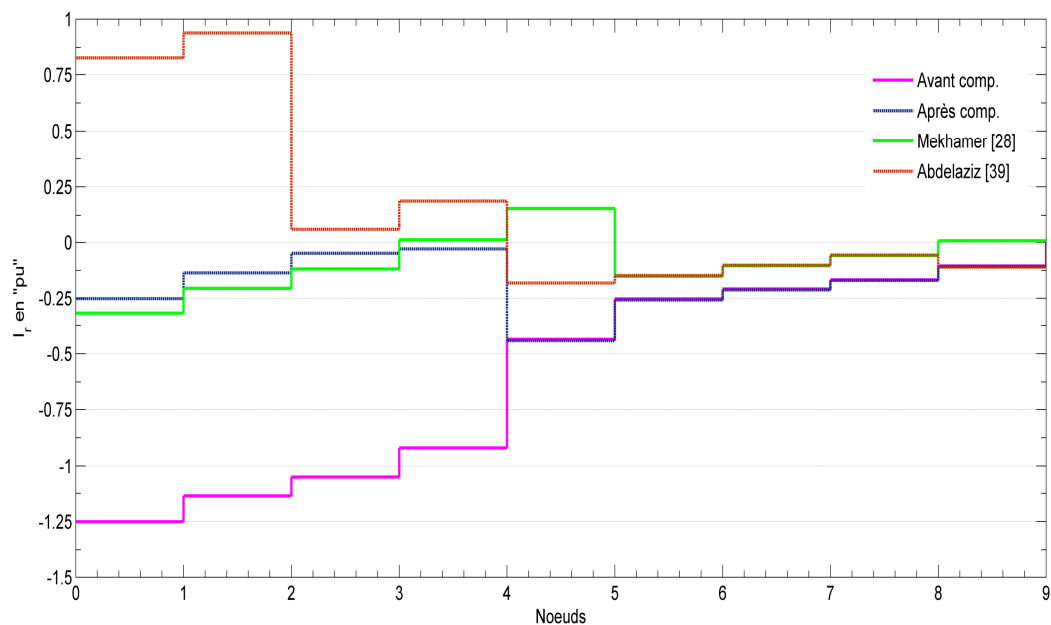


Fig.18 : Graphe comparatif des distributions des courants réactifs;
Ligne de 10 nœuds

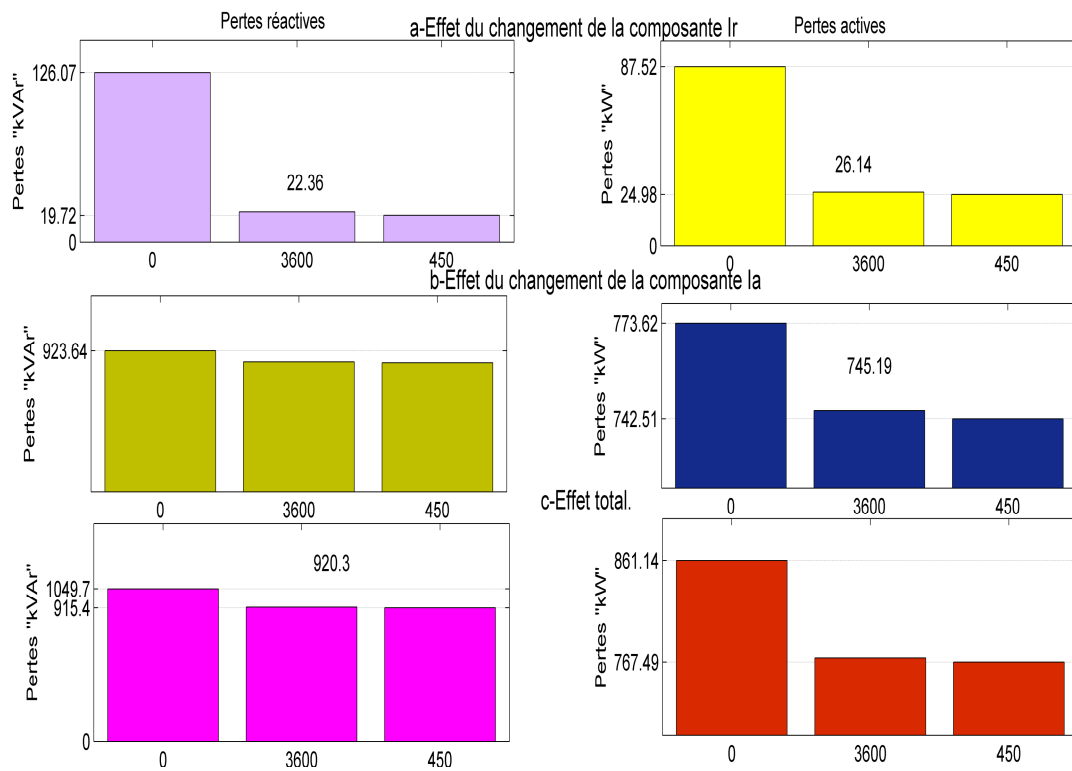


Fig.19: Évolution des pertes au court de l'installation des batteries ;
Ligne de 10 n° uds.

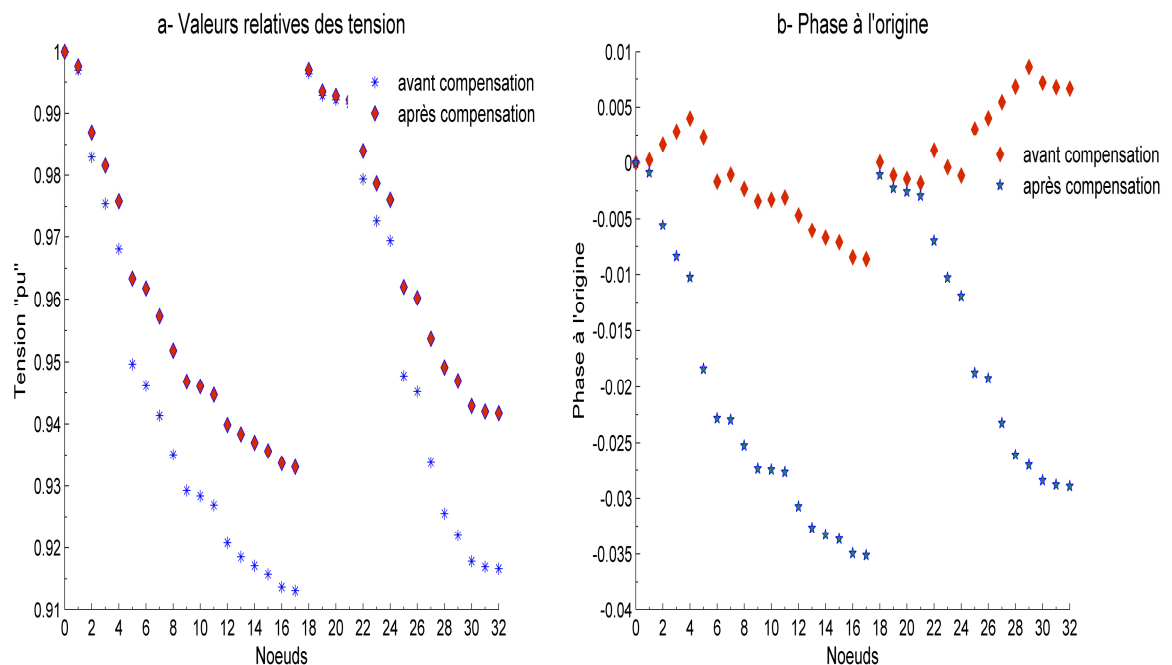


Fig.20 : Tension et phase à l'origine avant et après compensation ;
Ligne de 33 n° uds

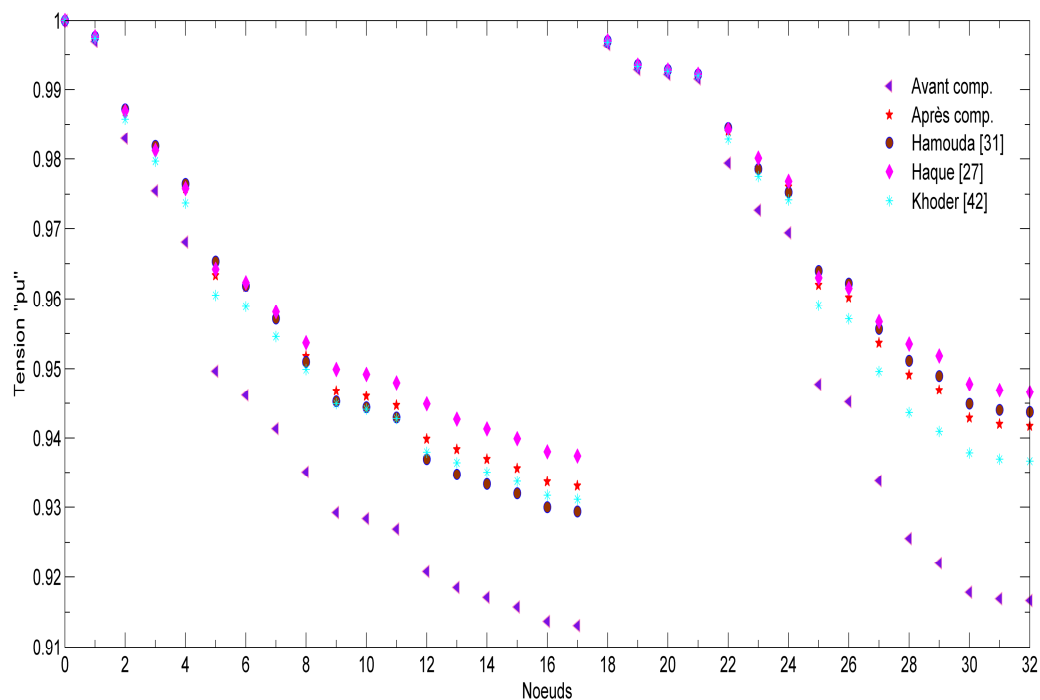


Fig.21 : Comparaison des tensions avant et après compensation par des autres méthodes ;
Ligne de 33 nœuds

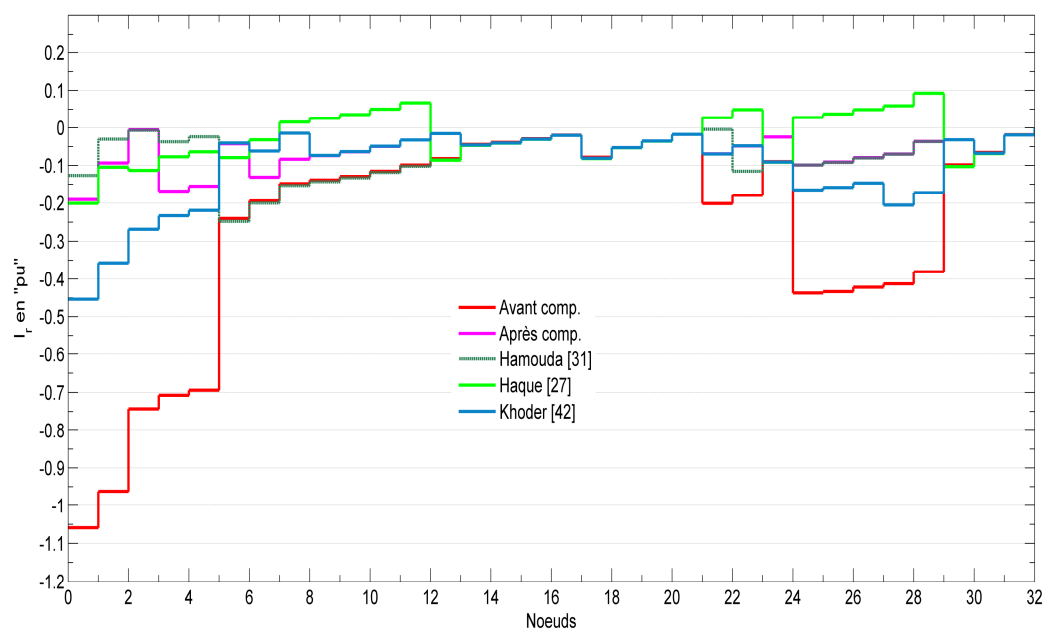


Fig.22 : Graphe comparatif des distributions des courants réactifs;
Ligne de 33 nœuds

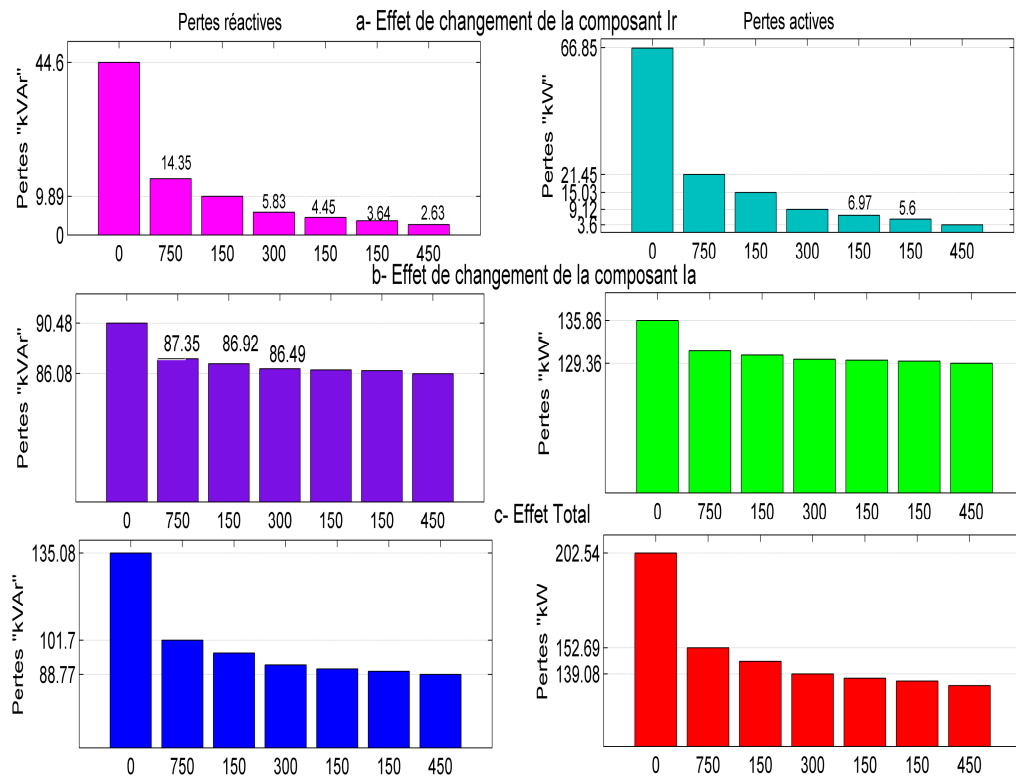


Fig.23: Évolution des pertes au court de l'installation des batteries ;
Ligne de 33 n° uds.

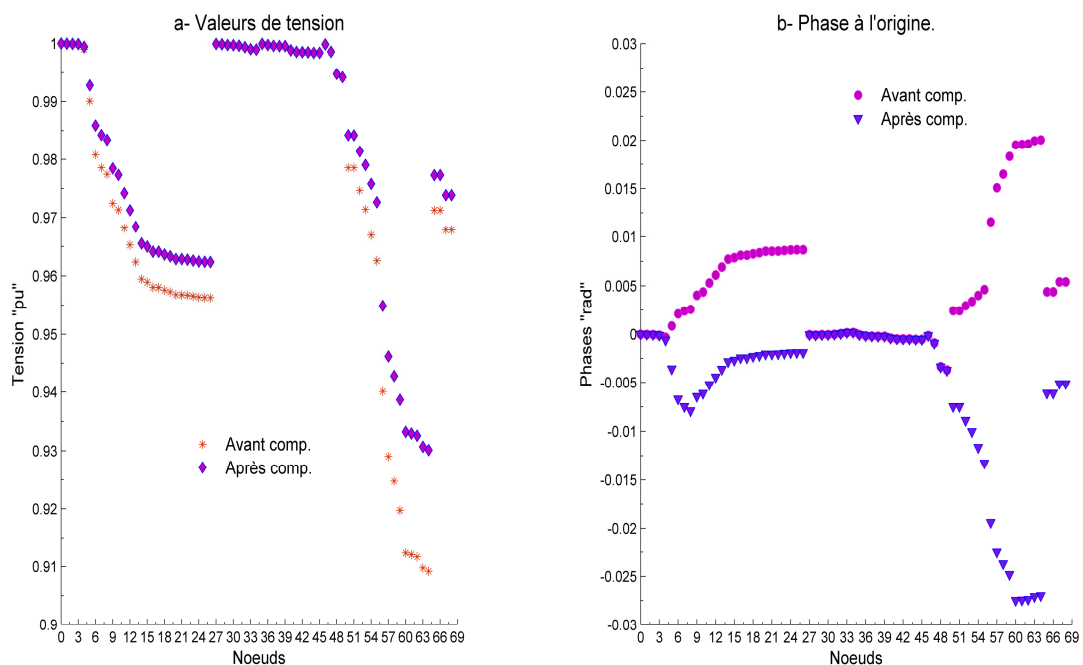


Fig.24 : Tension et phase à l'origine avant et après compensation ;
Ligne de 69 n° uds

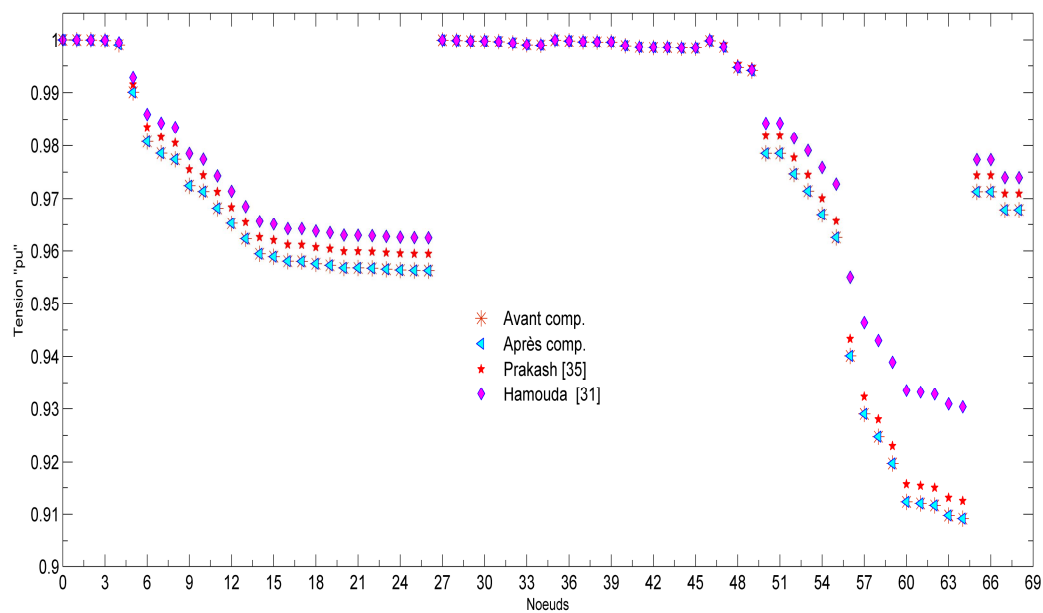


Fig.25 : Comparaison des tensions avant et après compensation par des autres méthodes ;
Ligne de 69 nœuds

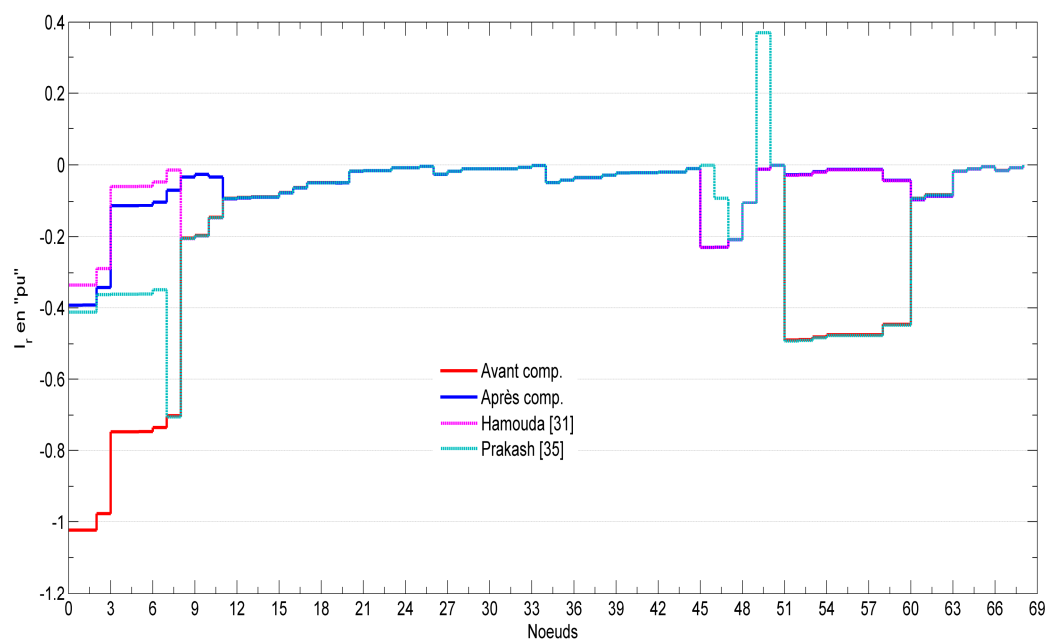


Fig.26 : Graphe comparatif des distributions des courants réactifs
Ligne de 69 nœuds

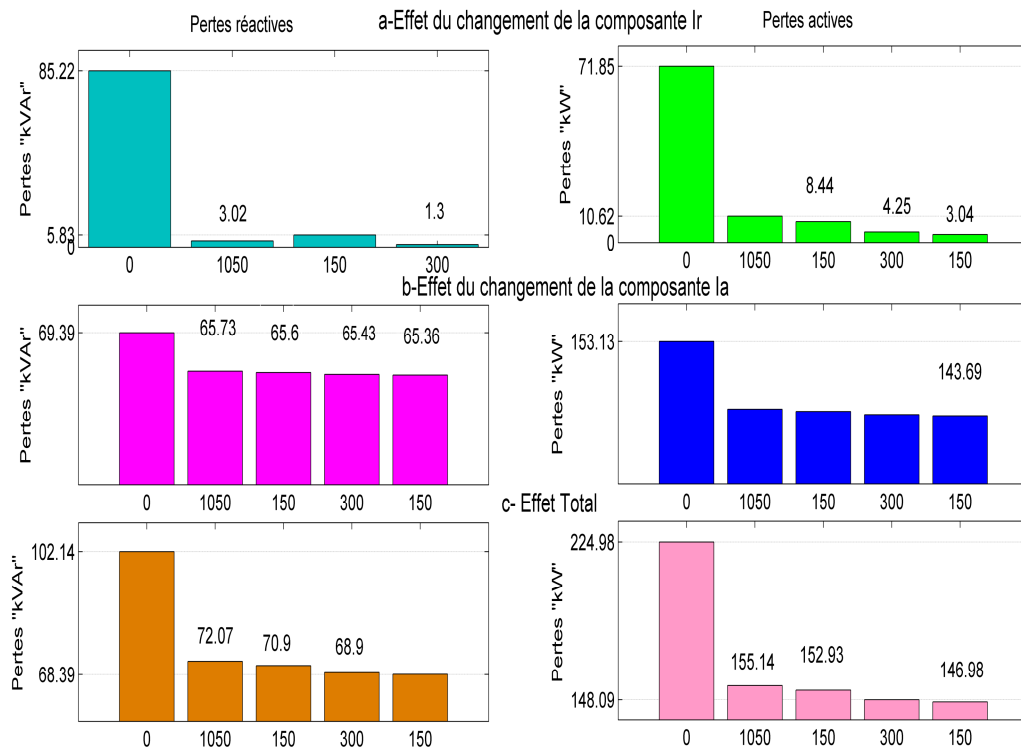


Fig.27: Évolution des pertes au court de l'installation des batteries ;
Ligne de 69 n° uds.

3.11. CONCLUSION.

Dans le présent chapitre une nouvelle méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution a été présentée. Dans cette dernière et contrairement à tous les auteurs ayant traité ce problème, nous avons inclus dans la fonction objective la réduction des pertes réactives de la puissance. En effet, lorsqu'on place des batteries de condensateurs, les composantes réactives des courants de branche sont réduites du fait de l'apport ponctuel de puissance réactive et les composantes actives de ces courants baisse aussi du fait de l'amélioration de la tension d'où non seulement une réduction des pertes de puissance active mais aussi, une réduction des pertes de puissance réactive.

Si l'introduction de cette composante de la puissance n'a pas en un grand effet sur la réduction du coût c'est dû au fait que nous avons pris une petite valeur comme prix de mVAr produit.

La méthode que nous avons présentée dans ce chapitre, classée parmi les méthodes heuristiques, est conduite en deux étapes qui sont le résultat du découplage du problème des emplacements de celui des tailles. En effet, pour déterminer les emplacements convenables, nous avons utilisé la sensibilité des pertes de puissance de l'ensemble du système électrique étudié à chacun des courants réactifs de charge. Dans la recherche des puissances des batteries de

condensateurs, il a été montré que dans le cas de certains auteurs, la contrainte sur la tension a été violée et donc en derniers n'auraient pas du aboutir à une solution.

Sur le plan de l'efficacité de la méthode, les résultats auxquels on est arrivé montrent, qu'elle conduit à des solutions faisables sur le plan pratique en un temps très petit. Ce temps de calcul est 0.5794 s dans le cas de la ligne de 10 jeux de barres, de 0.8842 s pour le réseau de 33 jeux de barres et 1.0968 s pour celui de 69 jeux de barres.

Conclusion Générale.

Dans notre travail dans le cadre de ce mémoire de magistère, nous avons présenté une solution pour le problème de la circulation des forts courants réactifs dans les réseaux de distribution équilibrés. Une technique heuristique de solution basée sur un facteur de sensibilité des pertes de puissance a été proposée. Dans cette méthode, le choix des nœuds candidats pour recevoir les batteries de condensateurs est arbitré par la sensibilité des pertes de puissance de l'ensemble du système électrique étudié au courant réactif de charge de chaque nœud. Le nœud le plus sensible est donc celui dont le courant réactif de charge produit le plus de réduction des pertes. L'introduction de ce facteur de sensibilité a permis de séparer la recherche des emplacements des batteries de celle des puissances optimales de ces dernières. Les tailles optimales des batteries sont quant à elles déterminées de sorte qu'elles rendent la fonction coût ou retour économique maximale. Dans cette fonction objectif et contrairement aux auteurs ayant traité le sujet, on a introduit la réduction des pertes réactives de puissance du fait que, l'installation des batteries réduit, non seulement les pertes actives de puissance mais aussi, les pertes réactives. Du fait que les batteries sont installées l'une à la suite de l'autre, la puissance optimale déterminée en dérivant la fonction objectif ne constitue qu'une valeur initiale à partir de laquelle est déterminée une taille standard disponible sur le marché qui remplit les contraintes du problème à savoir une réduction des pertes de puissance positive et courant réactif de charge de branche positif. Cette dernière contrainte vient d'ailleurs remplacer la contrainte sur la tension qui peut ne peut mener à une solution si de petites limites sont considérées.

Les solutions obtenues pour les différents types de lignes considérées sont comparables à ceux des auteurs auxquels nous avons comparé nos résultats. Les résultats que nous avons obtenus montrent que la plus grande réduction des pertes de puissance est réalisée par les deux premières batteries installées d'où, les précautions à prendre dans le choix des emplacements et des tailles de ces dernières. La réduction des pertes de puissance réactive bien que significative, a très peu d'effet sur la réduction du coût (fonction objectif). Ceci tient au fait que nous n'avons aucune idée sur le prix réel du kVar produit, ce qui nous a amené à prendre une valeur moyenne du prix du kVar commercialisé qui est relativement petite.

Durant ce travail, on s'est aussi occupé de la résolution du problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution qui est un préalable à la conduite de la compensation de l'énergie réactive, le calcul de l'écoulement de puissance est impératif. Une méthode itérative a été développée dans ce but où une technique propre à nous a été donnée pour reconnaître la configuration du réseau.

Notre solution a été appliquée à de nombreuses lignes et les résultats auxquels nous sommes arrivés sont comparables à ceux des auteurs ayant développé des méthodes similaires de calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution.

Annexes.

Annexes 1 :

Les données du réseau radial avec une seule branche à 10 jeux de barres sont consignées dans le tableau.1. La tension de base est égale à 23 kV, la puissance de base est égale 4186 kVA.

Tableau. A.1 : Données de la ligne de 10 jeux de barres

Numéro de la branche	N° de départ	N° d'arrivée	r (Ω)	x (Ω)	Pl (kW)	Ql (kVA)
1	1	2	0.1233	0.4127	1840	460
2	2	3	0.2466	0.6051	980	340
3	3	4	0.7463	1.2050	1790	446
4	4	5	0.6984	0.6084	1598	1840
5	5	6	1.9831	1.7276	1610	600
6	6	7	0.9053	0.7886	780	110
7	7	8	2.0552	1.1640	1150	60
8	8	9	4.7953	2.7160	980	130
9	9	10	5.3434	3.0264	1640	200

Les données du réseau de distribution radial à branche principale avec des ramifications contiennent 33 jeux de barres sont consignées dans le tableau.2 : La tension de base à 12.66 kV, la puissance de base est de 2300 MVA.

Tableau. A.2 : Données de la ligne de 33 jeux de barres.

Numéro de la branche	N° de départ	N° d'arrivée	r(Ω)	x(Ω)	Pl (kW)	Ql (kVA)
1	0	1	0.092200	0.047000	100.000000	60.000000
2	1	2	0.493000	0.251100	90.000000	40.000000
3	1	18	0.366000	0.186400	120.000000	80.000000
4	2	3	0.381100	0.194100	60.000000	30.000000
5	2	22	0.819000	0.707000	60.000000	20.000000
6	3	4	0.187200	0.618800	200.000000	100.000000
7	4	5	0.711400	0.235100	200.000000	100.000000

8	5	6	1.030000	0.740000	60.000000	20.000000
9	5	22	1.044000	0.740000	60.000000	20.000000
10	6	7	0.196600	0.065000	45.000000	30.000000
11	7	8	0.374400	0.123800	60.000000	35.000000
12	8	9	1.468000	1.155000	60.000000	35.000000
13	9	10	0.541600	0.712900	120.000000	80.000000
14	10	11	0.591000	0.526000	60.000000	10.000000
15	11	12	0.746300	0.545000	60.000000	20.000000
16	12	13	1.289000	1.721000	60.000000	20.000000
17	13	14	0.732000	0.574000	90.000000	40.000000
18	14	15	0.164000	0.156500	90.000000	40.000000
19	15	16	1.504200	1.355400	90.000000	40.000000
20	16	17	0.409500	0.478400	90.000000	40.000000
21	18	19	0.708900	0.937300	90.000000	40.000000
22	19	20	0.451200	0.308300	90.000000	50.000000
23	20	21	0.898000	0.709100	420.000000	200.000000
24	22	23	0.896000	0.701100	420.000000	200.000000
25	23	24	0.203000	0.103400	60.000000	25.000000
26	25	26	0.284200	0.144700	60.000000	25.000000
27	26	27	1.059000	0.933700	60.000000	20.000000
28	27	28	0.804200	0.700600	120.000000	70.000000
29	28	29	0.507500	0.258500	200.000000	600.000000
30	29	30	0.974400	0.963000	150.000000	70.000000
31	30	31	0.310500	0.361900	210.000000	100.000000
32	31	32	0.341000	0.530200	60.000000	40.000000

Les données du réseau de distribution radial à branche principale avec des ramifications contiennent 69 jeux de barres sont consignées dans le tableau.3, avec une tension de base est égale à 12.66 kV, la puissance de base est égale à 2667.8 MVA.

Tableau. A.3 : Données de la ligne de 69 jeux de barres.

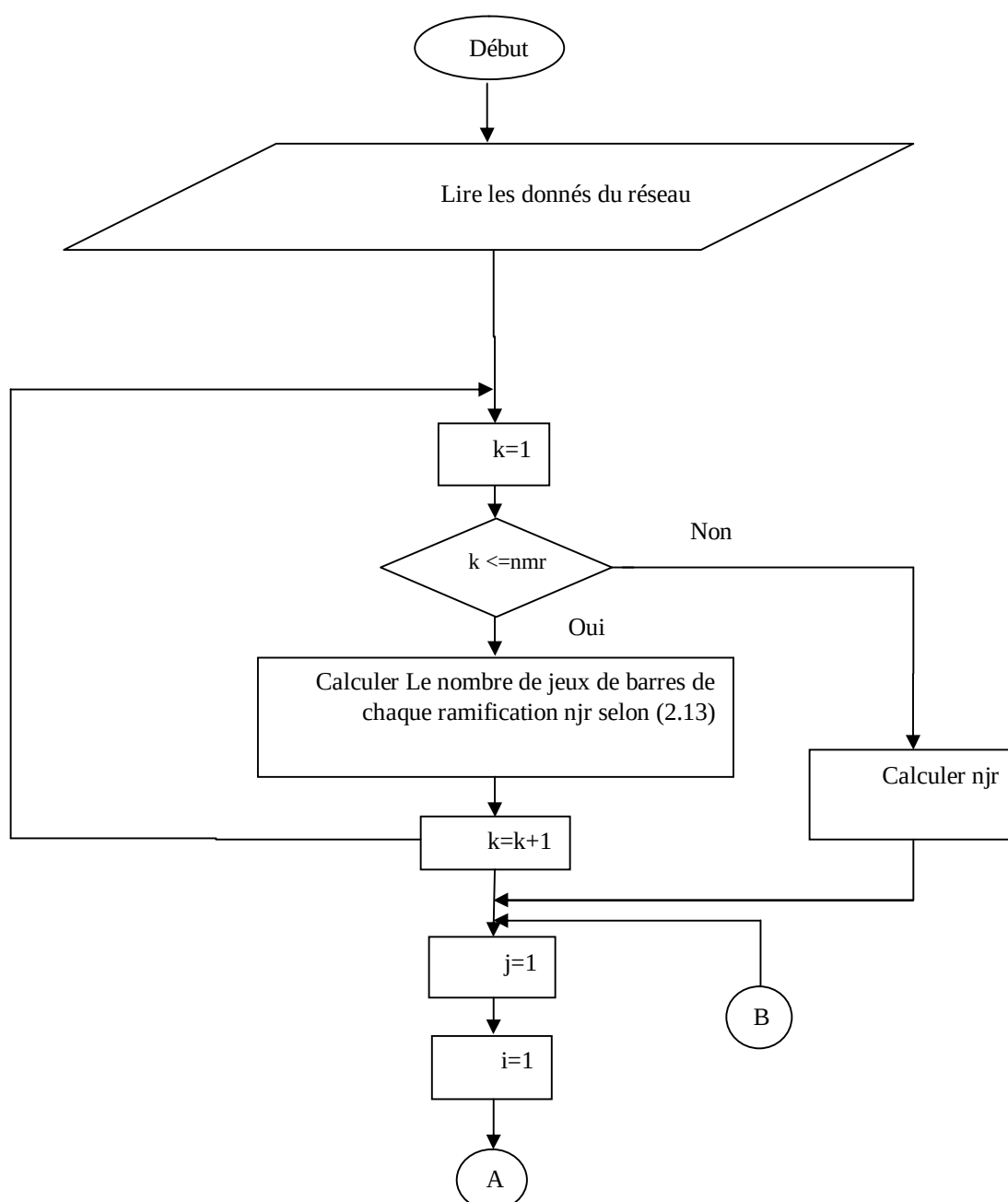
Numéro de la branche	N° de départ	N° d'arrivée	$r(\Omega)$	$x(\Omega)$	Pl (kW)	Ql (kVAr)
0	0	1	0.000500	0.001200	0.000000	0.000000
2	1	2	0.000500	0.001200	0.000000	0.000000
3	2	3	0.001500	0.003600	0.000000	0.000000
4	2	27	0.025100	0.029400	0.000000	0.000000
5	2	35	0.366000	0.186400	2.600000	2.200000
6	3	4	0.381100	0.194100	40.40000	30.00000
7	3	46	0.092200	0.047000	75.00000	54.00000
8	4	5	0.049300	0.025100	30.00000	22.00000
9	5	6	0.819000	0.270700	28.00000	19.00000
10	6	7	0.187200	0.061900	145.00000	104.000000
11	7	8	0.711400	0.235100	145.000000	104.000000
12	7	50	1.030000	0.340000	8.000000	5.500000
13	8	9	1.044000	0.345000	8.000000	5.500000
14	8	52	1.058000	0.349600	0.000000	0.000000
15	9	10	0.196600	0.065000	45.50000	30.00000
16	10	11	0.374400	0.123800	60.00000	35.00000
17	10	65	0.004700	0.001600	60.00000	35.00000
18	11	12	0.327600	0.108300	0.000000	0.000000
19	11	67	0.210600	0.069600	1.000000	0.600000
20	12	13	0.341600	0.112900	114.000000	81.00000
21	13	14	0.014000	0.004600	5.300000	3.500000
22	14	15	0.159100	0.052600	0.000000	0.00000
23	15	16	0.346300	0.114500	28.000000	20.000000
24	16	17	0.748800	0.247500	0.000000	0.000000
25	17	18	0.308900	0.102100	14.000000	10.000000
26	18	19	0.173200	0.057200	14.000000	10.000000
27	19	20	0.004400	0.010800	26.000000	18.600000
28	20	21	0.064000	0.156500	26.000000	18.600000
29	21	22	0.397800	0.131500	0.000000	0.000000
30	22	23	0.070200	0.023200	0.000000	0.000000
31	23	24	0.351000	0.116000	0.000000	0.000000

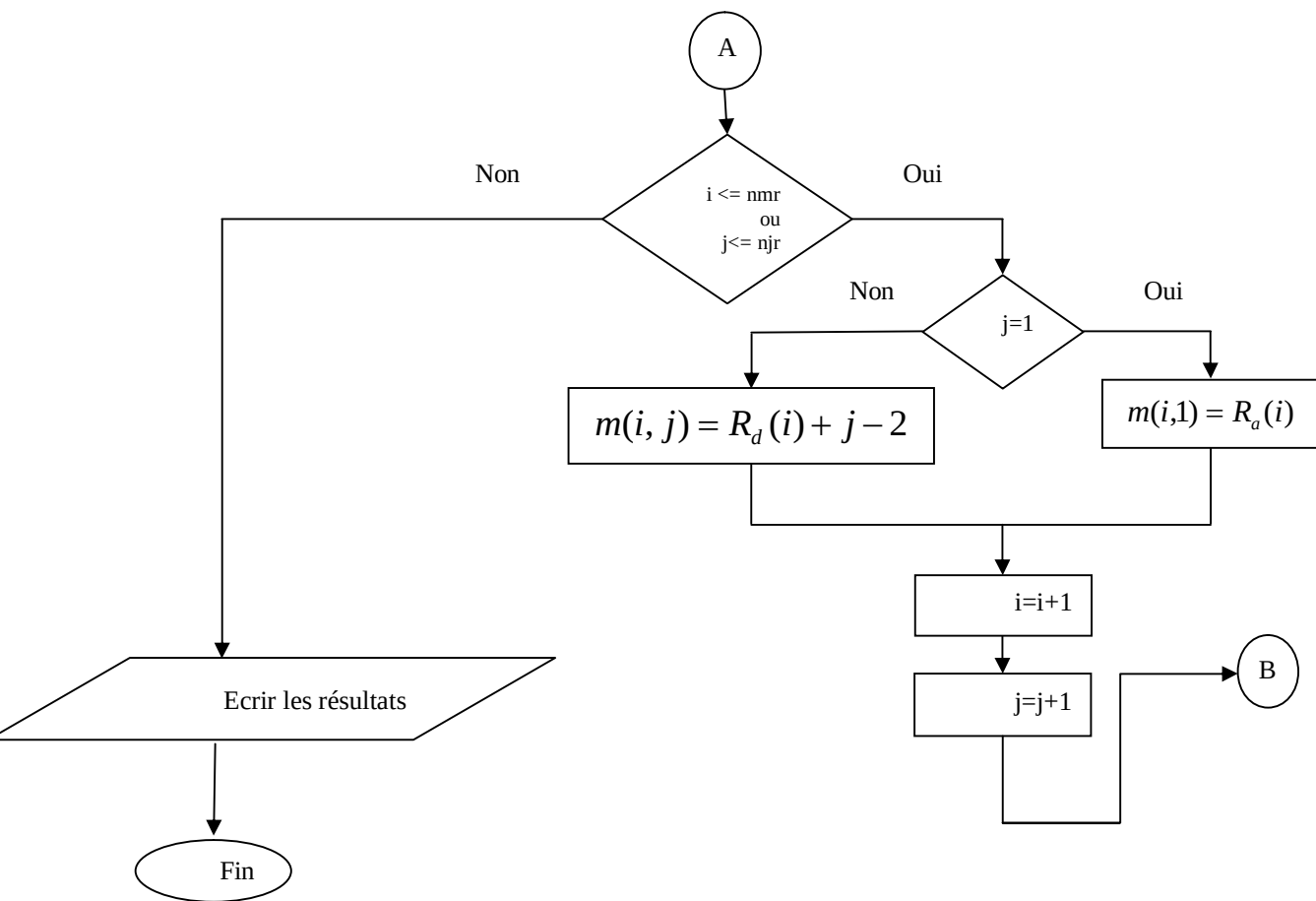
32	24	25	0.839000	0.281600	14.000000	10.000000
33	25	26	1.708000	0.564600	19.500000	14.000000
34	27	28	1.474000	0.487300	6.000000	4.000000
35	28	29	0.004400	0.010800	26.000000	18.550000
36	29	30	0.064000	0.156500	26.000000	18.550000
37	30	31	0.105300	0.123000	0.000000	0.000000
38	31	32	0.030400	0.035500	24.000000	17.000000
39	32	33	0.001800	0.002100	24.000000	17.000000
40	33	34	0.728300	0.850900	1.2000000	1.000000
41	35	36	0.310000	0.362300	0.000000	0.000000
42	36	37	0.041000	0.047800	6.000000	4.300000
43	37	38	0.009200	0.011600	0.000000	0.000000
44	38	39	0.108900	0.137300	39.220000	26.300000
45	39	40	0.000900	0.001200	39.220000	26.300000
46	40	41	0.003400	0.008400	0.000000	0.000000
47	41	42	0.085100	0.208300	79.000000	56.400000
48	42	43	0.289800	0.709100	384.700000	274.500000
49	43	44	0.082200	0.201100	384.700000	274.500000
50	44	45	0.092800	0.047300	40.500000	28.300000
51	46	47	0.331900	0.111400	3.600000	2.700000
52	47	48	0.174000	0.088600	4.350000	3.500000
53	48	49	0.203000	0.103400	26.400000	19.000000
54	50	51	0.284200	0.144700	24.000000	17.200000
55	52	53	0.281300	0.143300	0.000000	0.000000
56	53	54	1.590000	0.533700	0.000000	0.000000
57	54	55	0.783700	0.263000	0.000000	0.000000
58	55	56	0.304200	0.100600	100.000000	72.000000
59	56	57	0.386100	0.117200	0.000000	0.000000
60	57	58	0.507500	0.258500	1244.000000	888.000000
61	58	59	0.097400	0.049600	32.000000	23.000000
62	59	60	0.145000	0.073800	0.000000	0.000000
63	60	61	0.710500	0.361900	227.000000	162.000000
64	61	62	1.041000	0.530200	59.000000	42.000000
65	62	63	0.201200	0.061100	18.000000	13.000000

66	63	64	0.004700	0.001400	18.000000	13.000000
67	65	66	0.739400	0.244400	28.000000	20.000000
68	67	68	0.004700	0.001600	28.000000	20.000000

Annexe.2 :

L'organigramme permettant de former la matrice « m » expression de la configuration des lignes de ramification est le suivant :





Bibliographie.

- [1]- R. F. Cook : "Analysis of capacitor application by load cycle". IEEE, Trans. PAS, vol.78, pp.950-957, Oct.1959.
- [2]- R. F. Cook : "Calculating loss reduction afforded by shunt capacitor application". IEEE. Trans. PAS, Des.1964, pp.1227-1230.
- [3]- J. V. Schmill : "Optimum size and location of shunt capacitors on distribution feeders". IEEE. Trans. On Power App And Systems, Vol.84, N° 9. Sep.1965, pp.825-832.
- [4]- N. E. Chang : "Locating shunt capacitors on primary feeder for voltage control and loss reduction". IEEE. Trans. On Power App. And Systems, vol.88, N° 10, Oct.1969, pp. 1574-1577.
- [5]- N. E. Chang : "Generalized equations on loss reduction with shunt capacitor". IEEE Winter Power Meeting New York, Jan. 30. Feb.4, 1972, pp.2189-2195.
- [6]- J. J. Grainger, S. H. Lee, A. N. Byrd, K. N. Clinard : "Proper placement of capacitors for losses reduction on distribution primary feeders". Proceedings of the American Power conference, vol.42, N° 11, 1980, pp.593-603.
- [7]- J. J. Grainger and S. H. Lee : "Optimum size and location of shunt capacitors for reduction of losses on distribution feeders". IEEE Trans. On Power App. And Systems, vol. PAS-100, N° 3, Mar.1981, pp.1105-1118.
- [8]- S. H. Lee and J.J. Grainger : "optimum placement of fixed and switched capacitors on primary distribution feeder". IEEE Trans. On Power App. And Systems, vol.100, N° 1, Jan.1981, pp.345-352.
- [9]- J. J. Grainger, S. H. Lee, A. A. El-Kib : "Design of real time switching control scheme for capacitive compensation of distribution feeders". IEEE Trans. On Power App. And Systems, vol. 101, N° 8, Aug.1982, pp.2420-2428.
- [10]- J. J. Grainger, S. Civanlar, S. H. Lee : "Optimal design and control scheme for continuous capacitive compensation of distribution feeders". IEEE Trans. On Power App. And Systems, vol. 102, N° 10, Oct.1983, pp.3271-3278.
- [11]- J. J. Grainger and S. Civanlar : "Volt/Var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators. Part I: the overall problem". IEEE On Power App. And Systems, vol. 104, N° 11, Nov.1985, pp.3278-3282.
- [12]- A. A. El-Kib, J. J. Grainger, K. N. Clinard, L. J. Gale : "Placement of fixed and/or non-simultaneously switched capacitors on unbalanced three-phase feeders involving laterals". IEEE Trans. PAS. Nov.1985, pp.3298-3305.

- [13]- H. Duran : ñOptimum number, location and size of shunt capacitors in radial distribution feeders ñ A dynamic programming approachò, IEEE Tran. PAS, Sept.1968, pp.1769-1774.
- [14]- T. H. Fawzi, K. F. Ali, S. M. El-Sobki : ñRouting optimization of primary rural distribution feeders ò. IEEE Trans. PAS, vol.101, N° 5, May 1982, pp.29- 10.
- [15]- T. H. Fawzi, S. M. El-Sobki, M. A. Abdel-Halim : ñNew approach for the application of shunt capacitor to the primary distribution feedersò. IEEE Trans. On Power App. And Systems, vol. 102, N° 1, Jan.1983, pp.10-13.
- [16]- M. Ponnavaikko, K. S. Prakasa : ñOptimal choice of fixed and switched shunt capacitors on radial distribution by the method of local variationò. IEEE Trans. On Power App. And Systems, vol.102, N° 10, Oct.1983, pp.1607-1614.
- [17]- R. E. Rinker, D. L. Rembert : ñUsing the reactive current profile of a feeder to optimal capacitor placementò. IEEE Trans. On Power Delivery, vol.3, N° 1, Jan.1988, pp.345-352.
- [18]- M. E. Baran, F. F. Wu : ñOptimal capacitor placement radial distribution systemò. IEEE Trans. On Power Delivery, vol.4, N° 1, 1989, pp.725-734.
- [19]- V. H. Quintana and M. Santos-Neto : ñReactive-power dispatch by successive quadratic programmingò. IEEE Energy and conversion, vol. 4, N° 3, Sept. 1989, pp. 425-435.
- [20]- H. D. Chiang, J. C. Wang, O. Cockings, A. Duck : ñOptimal capacitor placement in distribution systems Part 1: New formulation and the overall problemò. IEEE Trans. On Power Delivery, Apr.1990, pp.634-649.
- [21]- Y. Baghrouz, S. Ertem : ñShunt capacitor sizing for radial distribution feeders with distorted substation voltagesò. IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 5, N° 2, Apr.1990, pp.650-657.
- [22]- S. Civanalar S, Grainger JJ, Yin H, Lee SH : ñDistribution feeder reconfiguration for loss reductionò. IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 3, N° 4, July.1988, pp.1217-1223.
- [23]- T.Taylor and D. Lubkeman : ñImplementation of heuristic search strategies for distribution feeder reconfigurationò. IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 5, N° 2, Jan.1990, pp.239-246.
- [24]- T. S. Abdel-Salam, A. Y. Chikhani. R. Hackam : ñA new technique for loss reduction using compensating capacitors applied to distribution systems with varying load conditionò. IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 9, N° 2, Apr.1994, pp.819-827.
- [25]- J. L. Bala, P. A. Kuntz, R. M. Taylor : ñSensitivity- based optimal capacitor placement on a radial distribution feederò. IEEE Technical application conference and Workshops Northcon95, 10-12 Oct.1995, pp.225-230.

- [26]- M. Chis, M. M. A. Salama, S. Jayaran : "Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies". IEEE Proceedings Gener, Trans. Abd Distrib., vol.144, N° 2, May 1997, pp.225-230.
- [27]- H. Haque : "Improvement of power efficiency delivery of distribution systems through loss reduction". IEEE Power Engineering Winter Meeting, vol.4, 23-27 Jan.2000, pp.2739-2744.
- [28]- S.F. Mekhamer, M.E.El-Hawary, S.A.Soliman, M.A.Moustafa and M.M.Mansour : "New heuristic strategies for reactive power compensation of radial distribution feeders". IEEE Trans. On Power Delivery, vol.17, N° 4, Oct.2002, pp.1128-1135.
- [29]- M. Hamada. M.A. Wahab, A.M. EL-Sayed, H.A. Ramadan : "A proposed strategy of capacitor allocation in radial distribution feeders". IEEE International Power System Conf. 12-15 March 2008 Aswan Egypt, pp.146-151.
- [30]- Silvio Segura, Rubèn Romero, Marcos J. Rider: "Efficient heuristic algorithm used for optimal capacitor placement in distribution systems". Electrical Power and Energy Systems, vol.32 (2010), pp.71-78.
- [31]- Abdellatif Hamouda, Nadia Lakehal, Khaled Zehar : "Heuristic method for reactive energy management in distribution feeders". Energy conversion and management, vol.51(2010), pp.518-523.
- [32]- S.F. Mekhamer SF, Soliman SA, Moustafa MA, El-Hawary ME : "Application of Fuzzy logic for reactive power compensation of radial distribution feeders". IEEE Trans. On Power Systems, vol.1, pp.206-213, February 2003.
- [33]- S. Azim and K.S. Swarup : "Optimal capacitor allocation in radial distribution systems under APDRP". IEEE Indicon 2005 conference, Chennai, Indi, 11-13 Dec.2005, pp.614-618.
- [34]- J.P. Chiou, C.F. Chang, C. Tzong : "Capacitor placement in large-scale distribution systems using variable scaling hybrid differential evolution". Electrical Power and Energy Systems, pp.739-745, 2006.
- [35]- K. Prakash, M. Sydulu : "Particle swarm optimization based capacitor placement on radial distribution systems". IEEE Trans. On Power Systems 2009, pp.1-5
- [36]- D. Das : "Optimal Placement of capacitors in radial distribution system using a Fuzzy-GA method". Electrical Power and Energy Systems, pp.361-367, 2008.
- [37]- S. K. Bhattacharya and S. K. Goswami : "A new fuzzy solution of the capacitor placement problem in radial distribution system", Expert systems with applications, vol. 36, issue 3, 2009, pp. 4207-4212.

- [38]- A. Seifi, M.R. Hesmzadeh : ñA hybrid optimization approach for distribution capacitors allocation considering varying load conditionsò. *Electrical Power Energy System*, vol.31, Dec.2009, pp.589-595.
- [39]- A.Y. Abdelaziz, S.F. Mekhamer, M.H. Nada : ñA fuzzy expert system for loss reduction and voltage control in radial distribution systemò. *Electric Power Systems Research*, pp.893-897, 2010.
- [40]- I. Ziari, G. Ledwich, A. Gosh, D. Cornforth and M. Wishart : ñ Optimal allocation and sizing of capacitors to minimize the transmission line loss and to improve voltage profileò , *Computers and mathematics with applications*, vol. 60, issue 4, 2010, pp. 1003-1013.
- [41]- Seyed Abbas Taher, Ali Karimian and Mohammad Hasani : ñ A new method for optimal location and sizing of capacitors in distorted distribution networks using PSO algorithmò, *Simulation modelling and theory*, vol.19, issue 2 , 2011, pp.662-672.
- [42]- H.M. Khodr, F.G.Olsina, P.M.De Oliveira-Dejesus, J.M.Yusta : ñMaximum saving approach for location and sizing of capacitors in distribution systemò *Electric Power Systems Research* N° 78, pp.1192-1203, 2002.
- [43]- W.G. Tinney and C.E. Hart : ñPower flow solution by Newton's methodò. *IEEE Trans on Power Apparatus and systems*, vol. PAS-86, N° 11, November 1967, pp.1449-1460.
- [44]- B. Stott and O. Alsac : ñFast decoupled load flowò. *IEEE Trans on Power Apparatus and systems*, vol.2, N° 7, July 1974, pp.859-869.
- [45]- S.K. Gsowami : ñDirect solution of distribution systemsò. *IEEE Proceeding-c*, vol.138, N° 1, January 1991.
- [46]- D. Das, D.P. Kothari, A. Kalam : ñSimple and efficient method for load flow solution radial distribution networkò. *Electrical Power Energy System* 17(5), pp.335-346. 1995.
- [47]- T.K. Abdul-Rahman, G.B. Jasmon : ñA new technique for voltage stability analysis in a power system and improved load flow algorithm for distribution networkò. *IEEE catalogue* N° 95TH8130, pp.714-719, 1995.
- [48]- M.H. Haque : ñEfficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configurationò. *IEEE Proc. Gener. Trans. Distrib.* 143(1) (1996), pp.33-38.
- [49]- D. Thurkaram, H.M. Wijekoon Banda, J. Jerome : ñA robust three phase power flow algorithm for radial distribution systemsò. *Electric Power Systems Research* 50 (1999), pp.227-236.
- [50]- S. Gosh and D. Das : ñMethod for load flow solution of radial distribution networksò. *IEEE Proc. Gene. Trans. Distrib*, vol.146, N° 61, pp.641-648, 1999.

- [51]- S. Mok, Cao.L.M. Salama : ñA new approach for power flow analysis of balanced radial distribution systemsò. Electric Machines and power systems, vol.28, pp.325-340, 2000.
- [52]- M.H. Haque : ñA general load flow method for distribution systemsò. Electric Power Systems Research, vol.54, pp.47-54, 2000.
- [53]- P. Aravindhababu, S. Ganapathy, K.R. Nayar : ñA novel technique for the analysis of radial distribution systemsò. Electrical Power and Energy Systems 23 (2001), pp.167-171.
- [54]- A. Augugliaro, L. Dusouchet, M.G. Ippolito, E. Riva : ñEn Efficient iterative method for load-flow solution in radial distribution networksò. IEEE Porto power Tech. conference 2001; 10-13 Sept. Porto Portugal.
- [55]- S.F. Mekhamer, S.A. Soliman, M.A, M.E : ñ Load flow solution of radial distribution feeders: a new contributionò. Electrical Power and Energy Systems 24 (2002), pp.701-707.
- [56]- M.E. Baran and F.F. Wu : ñNetwork reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancingò. IEEE Trans. On Power Delivery, vol.4 N° 2, 1989, pp.1401-1407.
- [57]- M. Afsari, S.P. Singh, G.S. Raju : ñA fast power flow solution of radial distribution networksò Electric Power Components and Systems 30 (2002), pp.1065-1074.
- [58]- R. Ranjan and D. Das : ñSimple and efficient computer algorithm to solve radial distribution networksò. Electric Power Components and Systems, vol.31, 2003, pp.95-107.
- [59]- R. Ranjan, B. Venkatesh, D, Das : ñA new algorithm for power distribution system planningò. Electric Power Systems Research vol.62 (2002), pp.55-65.
- [60]- R. Ranjan, B. Venkatesh, D. Das : ñA new algorithm for power distribution system planningò. Electric Power Components and Systems, vol.31, 2003, pp.501-511.
- [61]- Abdelatif Hamouda, Khaled Zehar : ñImproved algorithm for radial distribution networks load flow solutionò Electrical Power & Energy Systems, vol.33, pp.508-514, 2011.
- [62]- Abdelatif Hamouda, Thèse Doctorat : ñ Contribution à l'étude de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactiveò.

Nomenclature.

Symboles	Définition
R_i et X_i	: Résistance de et réactance de la branche « i »
Z_i	: Impédance de la branche « i »
P_{0i} et Q_{0i}	: Puissances actives et réactives nominales
V_0	: Tension nominale
P_i et Q_i	: Puissance active et réactive à la fin de branche « i »
P_{Li} et Q_{Li}	: Puissances actives et réactives de la charge de la branche « i »
Q_{Ci}	: Puissance de la batterie branchée au nœud « i »
P_{di} et Q_{di}	: Puissance active et réactive en début de la branche « i »
P_{lossi} et Q_{lossi}	: Pertes de puissance active et réactive de la branche « i »
$\bar{I}_i$	: Courant complexe circulant dans une branche « i »
$\overline{S_{di}^*}$	: Conjugué de la puissance apparente complexe en début de branche « i »
V_i	: Tension à l'origine au nœud « i »
njr_k	: Nombre de jeux de barres de chaque ramification k
$m(i, j)$	: Matrice de la configuration des lignes de ramification
I_{ai} et I_{ri}	: Composantes active et réactive du courant dans la branche « i »
ΔS	: Fonction retour économique total
ΔS_k	: Fonction retour économique dû à la batterie k
Q_{ck}	: Puissance optimal de la batterie k.
ΔP	: Réduction des pertes de puissance active.
ΔP_k	: Réduction des pertes de puissance due à la batterie k
ΔQ_k	: Réduction des pertes de puissance réactive due à la batterie k.
P_{ava_k} et P_{apa_k}	: Pertes de puissance active en ligne avant et après compensation.
Q_{av_k} et Q_{ap_k}	: Pertes de puissance réactive en ligne avant et après compensation.
k_p	: Prix de revient du kW produit (\$/kW).

- k_{ci} : Prix annuel du kVAr installé amortissement et durée de vie comprise.
- k_{ck} : Prix de revient de kVAr installé pour la batterie k.
- k_{cm} : Prix de revient du kVAr produit (\$/kVAr).
- I_{crk} : Composant réactive du courant dû à la batterie « k »

زيادة الطلب للطاقة الكهربائية و السوق الحرة للتجارة و الكهرباء دفعت وكالات توزيع الكهرباء للاهتمام بالجودة والتكلفة, و خاصة في شبكات التوزيع. للحد من خسائر الطاقة بسبب تيارات الفروع القوية والتحسين لتوتر شبكات التوزيع. الوسيلة الأكثر استعمالا هي وضع مكثفات التي يجب معرفة سعتها و مواقعها المثلى. لهذا السبب تم إعطاء حل هوريستية يعتمد على عامل الحساسية لفقدان الطاقة, و قد تم تطبيق الحل على عدد من الشبكات و النتائج تم مقارنتها مع عدد من المؤلفين الذين عالجوا هذه المشكلة.

كلمات-مفتاحية : شبكات التوزيع, تيارات الفروع, مكثفات, عامل الحساسية.

Résumé.

L'augmentation de la demande en énergie électrique et le libre marché des échanges d'électricité, ont poussé les organismes distributeurs à prêter une grande attention à la qualité et au coût de cette dernière, particulièrement dans les réseaux de distribution. Afin de réduire les pertes de puissance dues au transit de forts courants réactifs et améliorer le profil de la tension des lignes de distribution, le placement de batteries de condensateurs shunts est indiqué. Le problème est donc de trouver les puissances et les emplacements optimaux de ces batteries de sorte à maximiser la réduction du coût. Cette fonction objective est construite autour des réductions des pertes actives et réactives de puissance et de l'investissement consenti pour l'installation des batteries. Pour résoudre ce problème non-linéaire avec contraintes, une technique heuristique de solution basée sur les facteurs de sensibilité des pertes de puissance a été proposée. Notre solution a été appliquée à de nombreuses lignes et les résultats obtenus ont été comparés à ceux des auteurs ayant traité le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive.

Mots-clés : Réseaux de distribution, batteries de condensateurs, optimisation de la compensation, facteur de sensibilité.

Abstract.

Increased demand for electrical energy and free market economies for electricity exchange, have pushed power suppliers to pay a great attention to quality and cost of the latter, especially in distribution networks. To reduce power losses due to the high level of the reactive currents transit and improve the voltage profile in distribution systems, shunt capacitor banks are widely used. The problem to be solved is to find the capacitors optimal number, sizes and locations so that they maximize the cost reduction. The latter is constructed as a function of active and reactive power loss reduction as well as the capacitor costs. To solve this constrained non-linear problem, a heuristic technique, based on the sensitivity factors of the system power losses, has been proposed. The proposed algorithm has been applied to numerous feeders and the results are compared with those of the authors having treated the problem.

Key-words: Distribution networks, shunt capacitor, optimal compensation, sensitivity factor.

