

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'Electrotechnique

Pour l'obtention du Diplôme de

Magister En Electrotechnique

Option : **Réseaux Electriques**

Par

Nakmouche Hadjer

Thème

**Etude comparative de quelques indices de
stabilité de la tension dans les réseaux de distribution**

Soutenu le 11 /01 /2012 devant le jury d'examen composé de :

Mr. Bouktir Tarek	Professeur	U.F.A.Sétif	Président
Mr. Hamouda Abdellatif	M.C.A	U.F.A.Sétif	Rapporteur
Mr. Gherbai Ahmed	M.C.A	U.F.A.Sétif	Examineur
Mr. Redjeaï Hamoud	M.C.A	U.F.A.Sétif	Examineur

REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, je tiens à remercier Dieu, seigneur de l'univers, qui
rendu cet ouvrage possible.*

*La présentation de ce modeste travail nous offre l'opportunité
d'exprimer notre gratitude et reconnaissance à notre encadreur Mr*

Abdellatif. Hamouda

*pour son suivi et ses judicieux conseils qui j'ai permis
de mener à bien notre mémoire.*

je tiens à remercier également :

*Tous les enseignants qui ont participé à notre formation, plus
particulièrement*

monsieur K.Zehar pour ses conseils qui ont été très bénéfiques.

*Messieurs les membres de jury de l'honneur qu'ils j'ont fait en
acceptant à la participation au jury de ce travail.*

*J'exprime notre sympathie et nos vifs remerciements à tous ceux qui
ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire, qu'ils*

soient tous assurés de notre profonde reconnaissance et

trouvent dans ces mots l'expression de nos

sincères remerciements.

Introduction Générale.	1
 Chapitre1 : Calcul de l'écoulement de puissance.	
1.1 Introduction .	4
1.2 Définition des différents jeux de barres.	6
1.3 Ecoulement de charge dans les réseaux de distribution.	7
1.3.1 Introduction.	7
1.3.2 Etat de l'art.	7
1.4 Principe de chute de tension.	10
1.5 Modèle de charge.	10
1.6 Modélisation d'un réseau de distribution radial.	11
1.6.1 Réseau en échelle.	11
1.6.1.1 Calcul des puissances.	12
1.6.1.2 Calcul des courants.	13
1.6.1.3 Calcul des tensions.	13
1.6.2 Ligne ramifiée.	14
1.6.2.1 Construction de la matrice de configuration.	15
1.6.2.2 Algorithme de construction de la matrice.	15
1.6.2.3 Calcul des puissances.	16
1.6.2.4 Calcul des courants.	17
1.6.2.5 Calcul des tensions.	17
1.7 Algorithme de calcul de l'écoulement de charge.	17
1.8 Etude de quelques lignes de distribution.	18
1.9 Résultats.	19
1.10 Discussions des résultats.	22
1.11 Conclusion.	28
Bibliographie.	29

Chapitre2 : Calcul des indices de stabilité.

2.1 Introduction .	32
2.2 Etat de l'art.	33
2.3 Développement de quelques indices de stabilité.	37
2.3.1 Introduction.	37
2.3.2 Indice de stabilité « L ».	38
2.3.3 Indices de stabilité basés sur l'écoulement de puissance.	43
2.3.3.1 Introduction.	43
2.3.3.2 Indice « SI ».	43
2.3.3.3 Indice « Li ».	46
2.3.3.4 Indice « FVSI ».	48
2.3.4 Indices basés sur la réduction des pertes de puissance.	50
2.3.4.1 Introduction.	50
2.3.4.2 Réduction des pertes de puissance.	51
2.3.4.3 Pondération de la puissance réactive de charge.	52
2.3.4.4 Sensibilité à une seule batterie optimale.	53
2.3.4.5 Sensibilité au courant réactif de charge.	54
2.4 Etudes de cas.	55
2.5 Discussions des résultats	59
2.6 Conclusion.	61
Bibliographie.	63

Chapitre3 : Optimisation de la compensation de l'énergie réactive.

3.1 Introduction .	68
3.2 Etat de l'art.	69
3.3 Réductions des pertes de puissance.	72
3.4 Puissance d'une batterie.	73
3.5 Fonction objective.	73

3.6 Optimisation de la compensation de l'énergie réactive.	74
3.6.1 Contraintes du problème.	75
3.6.1.1 Contraintes d'égalité.	75
3.6.1.2 Contraintes d'inégalité.	75
3.6.2 Modélisation du problème.	75
3.6.3 Méthode heuristique de solution.	76
3.6.4 Calcul des tailles optimales des batteries.	77
3.7 Algorithme de calcul.	78
3.8 Etudes de quelques lignes de distribution.	80
3.9 Résultats.	81
3.9.1 Ligne de 10 jeux de barres.	81
3.9.1.1 Indice "L".	82
3.9.1.2 Indice "SI".	82
3.9.1.3 Indice "Li".	83
3.9.1.4 Indice "FVSI".	83
3.9.1.5 Sensibilité des pertes.	84
3.9.1.6 Etude comparative.	85
3.9.2 Ligne de 69 jeux de barres.	85
3.9.2.1 Indice "L".	85
3.9.2.2 Indice "SI".	86
3.9.2.3 Indice "Li".	86
3.9.2.4 Sensibilité des pertes.	86
3.9.2.5 Etude comparative.	88
3.10 Conclusion.	97
Bibliographie.	98
Conclusion Générale.	100
Annexes	102
Annexe.1	102
Annexe.2	107

Introduction Générale.

Le rôle principal de toute entreprise chargée de la production d'énergie électrique est d'assurer à tout moment, et en tout lieu, la couverture de la demande des utilisateurs en puissances actives et réactives. L'entreprise doit en outre garantir une qualité acceptable de la puissance avec un coût d'exploitation réduit.

Les réseaux de distribution modernes, font face constamment à une demande croissante et non contrôlée de charge. La charge de ces réseaux est généralement une combinaison de charges industrielles et domestiques, dont le niveau change considérablement et ce dans n'importe quelle partie du réseau. Aux heures de pointe, un petit changement du profil de la charge peut menacer la stabilité de la tension du système.

Le but de ce travail est de développer, à travers des méthodes simples et rapides, des indices qui peuvent être appliquées dans les systèmes de distribution pour en contrôler le fonctionnement en tout moment. Pour déterminer ces indices, il faut d'abord calculer les tensions aux niveaux des jeux de barres, les répartitions des puissances actives et réactives et les courants qui circulent dans les branches du réseau, afin de connaître à priori le jeu de barres dont la tension est la plus susceptible de s'écrouler et qu'il faut donc corriger en y apportant une solution. Ces indices sont donc basés sur la solution de l'écoulement de puissance. Ce dernier problème se traduit par la relation non linéaire qui existe entre les différentes puissances générées, les puissances demandées(charges) et les modules et phases des tensions au niveau des jeux de barres ainsi que les paramètres du circuit équivalent modélisant les éléments du réseau électrique. L'étude de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique, constitue une base essentielle pour la planification de ce réseau. Elle permet en outre de calculer les différents modules et phases des tensions des jeux de barres. A partir de ces informations, on peut déterminer les puissances actives et réactives dans chaque jeu de barre, les puissances qui transitent dans les branches du réseau ainsi que les pertes de puissance. Durant ces dernières décennies, un intérêt particulier a été accordé aux réseaux de distribution et à l'écoulement de charge qui s'y produit. En effet, si on venait à les comparer aux réseaux de transmission,

on ne peut que constater les forts courants de branches qui y circulent. Ces courants sont la cause de fortes chutes de tensions et de pertes de puissance non négligeables qu'il convient de mettre à profit afin d'augmenter la puissance disponible sur ces lignes et ainsi fournir aux abonnés une énergie électrique avec un convenable profil de la tension.

La réduction des chutes de tension et celle des pertes de puissance peuvent donc être réalisées en injectant de la puissance réactive dans la ligne étudiée en y plaçant des batteries de condensateurs shunts. Néanmoins, il ne suffit pas de placer des batteries de condensateurs pour dire que le problème que posaient les forts courants réactifs est résolu mais, il faut chercher le nombre adéquat de ces dernières, leurs puissances et emplacements. C'est l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive.

Par l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive, il faut entendre donc, le choix des puissances des batteries de condensateurs à installer sur les lignes de distribution d'énergie électrique, leurs emplacements, leur nombre 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, une amélioration du profil de la tension et un retour économique positif.

L'objet de ce mémoire de magister c'est-à-dire procéder à une optimisation de la compensation de l'énergie réactive en cherchant le meilleur indice de stabilité qui nous permet d'atteindre cet objectif, nous a amené à le structurer en trois chapitres.

Dans le premier chapitre, on donnera l'écoulement de charge dans les lignes de distribution dont la caractéristique première est d'avoir une configuration radiale avec ou sans ramification. Vient ensuite, le second chapitre que nous consacrerons à une discussion sur quelques indices de stabilité. Dans le troisième chapitre, on donnera la représentation de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive par méthodes heuristiques. Le choix de cette technique dans la conduite du contrôle du transit de l'énergie réactive se justifie par la simplicité de cette dernière, la qualité de la solution qu'elle offre et le temps mis pour arriver à

cette fin. Enfin, nous terminerons le présent travail par une conclusion sur les méthodes utilisées.

Chapitre 1

L'écoulement de puissance

1.1 Introduction.

L'objectif principal de l'étude de l'écoulement de puissance est de déterminer les conditions de fonctionnement d'un réseau électrique, avec des paramètres donnés pour ce réseau (paramètres des lignes, puissances actives et réactives,.....etc). Le but est de déterminer les tensions complexes des jeux de barres, à partir desquelles toutes les autres grandeurs telles que les puissances transitant par la ligne, et les pertes de puissances peuvent être obtenues.

Le problème de l'analyse de l'écoulement de puissance se traduit par la relation non linéaire qui existe entre les différentes puissances générées, les puissances demandées(charges) et les modules et phases des tensions au niveau des jeux de barres ainsi que les paramètres du circuit équivalent modélisant les éléments du réseau électrique. L'étude de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique, constitue une base essentielle pour la planification de ce réseau. Elle permet en outre de calculer les différents modules et phases des tensions des jeux de barres. A partir de ces informations, on peut déterminer les puissances actives et réactives dans chaque jeu de barre, les puissances qui transitent dans la ligne ainsi que les pertes de puissance qui s'y produisent. Ces éléments sont essentiels dans l'étude de l'expansion ou de la planification des opérations d'un système de transmission ou de distribution. Ceci explique la nombreuse littérature consacrée à ce sujet relatant l'évolution de la question du point de vue mathématique et informatique. L'analyse de l'écoulement de charge peut être classée en trois sous problèmes de complexité croissante [1]:

-La recherche de la solution du système d'équations non- linéaires réglant les écoulements de charges dans un réseau. (Problème du l'écoulement de charge ou Load Flow(LF)).

- La recherche d'une solution, si elle existe, du problème du Load Flow, compte tenu de bornes supérieures et inférieures ou de relations supplémentaires imposées à ou entre certaines variables du système d'équations. (Problème du l'écoulement de charge avec Contraintes ou CLF)

- La recherche de l'extremum d'une fonction objective donnée, pour toutes les solutions possibles du problème CLF (Problème de l'écoulement optimale de puissance ou OPF)

On peut considérer que le problème du LF fut résolu au cours des années 60, dès que la performance des ordinateurs de l'époque jointe à un perfectionnement des techniques numériques d'algèbre linéaire, permirent la factorisation de matrices creuses de grande dimension. Ceci a rendu possible la factorisation de la matrice Jacobienne d'un réseau de plusieurs centaines de nœuds et donc l'utilisation de la méthode de Newton, est à juste titre, considérée par les électriciens.

Les deux autres problèmes du CLF et OPF sont tous les deux du ressort des mêmes techniques mathématiques de la programmation non linéaire. Leur historique est dès lors commun. La première génération de programmes visant à résoudre opérationnellement le problème de l'OPF est apparue à la fin des années 60. La plupart de ces programmes utilisaient la méthode du Gradient[1] c'est à dire, calculer les dérivées totales premières de la fonction de coût par rapport aux variables indépendantes du problème. Ces dérivées ou vecteur gradient fournissent la direction de déplacement à appliquer à la solution courante pour l'améliorer. La procédure est itérative et s'arrête à l'obtention d'un vecteur gradient suffisamment petit.

Le but du CLF dans[1] est de vérifier l'existence d'un écoulement de charges techniquement satisfaisant. Par l'OPF on veut obtenir la solution satisfaisant les contraintes et optimisant une fonction objective donnée, linéaire ou quadratique mais, qui dépend du but poursuivi par l'ingénieur de projet. Parmi ces buts possibles nous citons :

- Minimisation des pertes.
- Minimisation du coût de production global.
- Analyse optimale des coûts marginaux actif et réactif de l'énergie en chaque nœud.
- La localisation optimale des sources d'énergie réactive.

La méthode proposée dans[1] est une méthode générale capable en principe de résoudre tout problème de Programmation non linéaire avec des contraintes d'égalités et ou d'inégalités. La méthode est particulièrement bien adaptée à l'étude de la sensibilité de la solution aux données du problème.

Depuis longtemps, plusieurs autres méthodes ont été proposées par différents chercheurs pour la résolution des systèmes d'équations modélisant le fonctionnement en régime permanent des systèmes électriques. L'une des deux matrices (admittance ou impédance) est alors nécessaire dans l'étude de l'écoulement de puissance. A partir des paramètres du réseau, cette matrice est facilement obtenue en utilisant l'ordinateur[2]. Pour calculer les tensions aux niveaux des jeux de barres, un des jeux de barres du réseau est choisi pour être le jeu de barre de référence. C'est un jeu de barre auquel est connecté un générateur. Dans le cas où plusieurs jeux de barres sont connectés à des générateurs, on choisira celui qui est relié au générateur fournissant le plus de puissance [3][4].

Du point de vue écoulement de puissances, à chaque jeu de barre correspond quatre paramètres : la tension V , l'angle θ , la puissance active P et la puissance réactive Q . Suivant le type de jeu de barre, deux de ces paramètres sont spécifiés, les deux autres sont à calculer.

1.2 Définition des différents jeux de barres.

Dans le calcul de l'écoulement de puissances, les jeux de barres d'un système électrique sont classés en trois types à savoir :

a) Jeu de barre de référence.

C'est un jeu de barre générateur où le module et la phase de la tension (V, θ) sont spécifiés. Les puissances (P, Q) sont inconnues et doivent être calculées en dernier. Le jeu de barre de référence est choisi parmi les jeux de barres générateurs dont la puissance active est la plus importante. Ce jeu de barre est pris comme référence des angles et des tensions.

b) Jeu de barre générateur.

Ce jeu de barre est connecté à un générateur délivrant une puissance active P sous une tension V contrôlée par un régulateur automatique de tension (AVR). Donc (P, V) sont spécifiées, alors que (Q, θ) sont à déterminer.

c) Jeu de barre de charge.

Ce jeu de barre alimente une charge caractérisée par sa puissance active P et réactive Q donc (P, Q) sont spécifiées, alors que (V, θ) sont inconnus.

1.3 Écoulement de charge dans les réseaux de distribution.**1.3.1 Introduction.**

Les méthodes classiques de l'écoulement de puissance, comme Newton-Raphson [5] et la méthode découplée rapide, fonctionnent bien pour la plupart des réseaux de transmission. Elles posent cependant des problèmes de convergence une fois appliqué aux réseaux de distribution pour les raisons suivantes :

- les réseaux de distribution sont de configuration radiale tandis que les systèmes de transmission sont généralement maillés.
- dans les réseaux de distribution la résistance (r) de branche est comparable en valeur à la réactance (x) et souvent r est grand devant x .
- la configuration radiale limite le nombre des jeux barres à tensions commandées à un, i.e. le nœud source. Cette caractéristique spéciale des réseaux de distribution est responsable de la grande mémoire et de la vitesse réduite de la convergence.

De ce fait, pour ce type de réseaux, on utilise des méthodes itératives où les tensions et leurs phases à l'origine sont déterminées en procédant à une double balayage de la ligne. Il s'agit du balayage en montée où l'on calcule les puissances et les courants dans les branches et du balayage en descente qui permet la détermination des tensions et de leurs phases à l'origine.

Beaucoup de travaux ont été entrepris durant les vingt dernières années, sur lesquelles on reviendra dans le point suivant, pour résoudre le problème de l'écoulement de charge dans les réseaux de distribution. Ces travaux, dans leurs majorité utilisent le balayage en montée et en descente de la ligne étudiée.

1.3.2 Etat de l'art :

Les propriétés topologiques des réseaux de distribution peuvent être exploitées pour concevoir des techniques consacrées à l'écoulement de puissance. Il y a beaucoup de techniques pour la solution du problème de l'écoulement de charge. Les procédures et les formulations des solutions peuvent être précises ou approximatives, avec des valeurs ajustées ou non ajustées[6], la méthodologie de résolution varie d'un auteur à un autre.

Baran et Wu [7, 8] ont obtenu la solution de l'écoulement de charge dans un système de distribution par la solution itérative de trois équations fondamentales

représentant la puissance active et réactive et la tension. Ces trois équations sont salutaires car elles peuvent être employées dans de vrais systèmes que sous d'autres formes classiquement connues. Mekhamer et ses coauteurs dans [9] présentent un nouveau développement pour résoudre le problème de l'écoulement de charge pour les réseaux de distribution. Ils utilisent les trois équations récurrentes développées par Baran [7, 8] pour chaque branche. Les auteurs considèrent les branches latérales comme des charges concentrées sur la ligne principale. Une fois les tensions de la ligne principale calculées, ils calculent les tensions des nœuds des branches latérales connaissant la tension du premier nœud de chacune d'elles et ce moyennant les équations récurrentes données par Baran. Pour le critère de convergence, les auteurs calculent la différence entre les puissances actives et réactives dans les branches lors de deux itérations successives.

Ces dernières années Ghosh et Das [10] ont proposé une méthode ne donnant que les modules des tensions aux jeux de barres en résolvant de simple équations algébriques. Ils commencent par initialiser les tensions des différents nœuds à une valeur relative égale à 1 et les pertes de puissance dans les branches sont considérées comme nulles. Il utilise une procédure d'identification des nœuds à la suite de chaque branche. Mok et autres dans [11] ont utilisé la théorie des circuits maillées. Un ensemble d'équations itératives de l'écoulement de puissance a été développé où les tensions aux différents nœuds sont initialisées à celle de la source. Ils déterminent alors les courants des charges et les courants de branches. Suite à quoi, ils calculent la tension du nœud juste après le nœud source. Cette dernière est utilisée pour calculer celles de ses suivants et ainsi de suite jusqu'au dernier nœud. A chaque itération, ils calculent la différence entre les nouvelles tensions obtenues et les tensions calculées à l'itération précédente et comparent le résultat à la tolérance préalablement fixée.

Haque [12] a utilisé aussi la méthode du double balayage de la ligne pour résoudre le problème de l'écoulement de charge. Il a considéré plusieurs modèles de charges (charge à puissance constante, à impédance constante et à courant constant) dans sa méthode. Il a comparé ses résultats à ceux données par Baghzouz [13] qui a utilisé le modèle de charge à puissance constante. Il arrive à

la conclusion que le modèle de charge à impédance constante est meilleure que les autres.

Haque dans [14], a proposé une solution du problème de l'écoulement de charge dans les réseaux radiaux et faiblement maillés. Afin de rendre le réseau totalement radial, il rompt les mailles et crée alors aux points de rupture des nœuds fictifs avec un écoulement de puissances négatives. Une fois ces transformations réalisées, il balaye la ligne en montée et en descente pour calculer les tensions aux différents jeux de barres.

Une amélioration de la méthode de calcul de l'écoulement de puissance est proposée par Jasmon et autres [15]. Destinée à étudier la stabilité de tension des réseaux radiaux. La méthode utilise le double balayage et est telle que, pour chaque branche, une paire d'équations quadratiques reliant les écoulements des puissances aux deux extrémités de la branche est donnée. Ils calculent la tension à la fin de chaque branche en utilisant l'expression développée par [16]. Ils comparent ses résultats à ceux obtenus par la méthode de Newton de seconde degré et à la méthode dite dist-flow développée dans [17]. Ils concluent que la méthode qu'ils ont développé est plus rapide.

Hamouda et autres dans [18] propose une méthode efficace pour résoudre le problème d'écoulement de charge dans les réseaux radiaux de distribution basée sur les lois des circuits électriques. Un algorithme rapide et facile à comprendre pour déterminer les nœuds après chaque branche est proposée. Comme un procédé accélérant la vitesse de la convergence, les auteurs calculent les courants de branches en se basant sur la tension du nœud source de ces dernières. En plus, la méthode proposée évalue les valeurs efficaces des tensions et donne leurs phases à l'origine.

Ranjan et ses coauteurs [19], utilisent la méthode de balayage développée par Das et autres dans [20, 21]. Cette méthode, basée sur la théorie des circuits électriques, est modifiée pour incorporer le modèle composé de charges. Elle implique l'évaluation d'une expression algébrique simple de la tension. Il a lui aussi développé un programme de détermination des nœuds après chaque branche. Le critère de convergence adopté par ledit auteur est une différence

entre les tensions de chaque nœud de deux itérations successives moindre que 0.0001 p.u.

Rao et autres [22] présentent un nouvel algorithme d'écoulement de charge pour les systèmes radiaux de distribution. Il résout une simple équation récursive algébrique de la tension du nœud récepteur. Dans cet algorithme, différents modèles statiques de charge ont été inclus car les charges sont dépendantes de la tension dans les systèmes de distribution. La croissance de charge est également incorporée dans cet algorithme.

1.4 Principe de chute de tension.

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 [10], [19], 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.

1.5 Modèle de charge.

Différents types de charges peuvent être rencontrés sur un réseau de distribution. La vitesse de convergence de la méthode de calcul de l'écoulement de charge varie en fonction de la nature de ces charges. Les puissances actives et réactives de ces charges dépendent des tensions aux endroits de leurs branchements. Le modèle d'une charge placée à un nœud « i » quelconque peut être écrit sous la forme exponentielle suivante :

$$\begin{cases} P_i = P_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \\ Q_i = Q_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \end{cases}$$

Où :

P_i et Q_i : sont respectivement les puissances active et réactive actuelles de la charge au nœud « i ».

P_0 et Q_0 : sont respectivement les puissances active et réactive nominale de la charge.

V_i : est la tension actuelle aux bornes de la charge.

V_0 : est la tension nominale de la charge.

α : est le coefficient de définition de la charge. Il peut prendre les valeurs zéro, un et deux. Si α est égale à Zéro, la charge est dite de puissance constante. Si par contre α est égale à 1, la charge est dite à courant constant alors que α égale à 2, signifie que la charge est d'impédance constante.

1.6 Modélisation d'un réseau de distribution radial.

Deux types de réseaux de distribution sont possibles. Il s'agit des réseaux en échelle et des réseaux ramifiés. Pour la modélisation mathématique de l'écoulement de charge, chacun d'entre eux est considéré séparément.

1.6.1 Réseau en échelle.

Pour ce type de ligne et pour rendre automatique la reconnaissance de la configuration, nous ne fournirons comme données au programme que les numéros de jeu de barre terminal (ja) et source (jd) des différentes branches dont est constituée la ligne. La figure.1.1 montre une ligne en échelle à 12 jeux de barres. Le nombre de tronçon ou branche de cette ligne est de $n=11$.

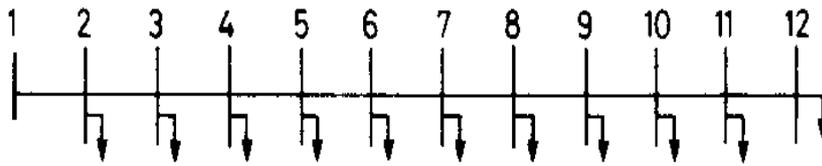
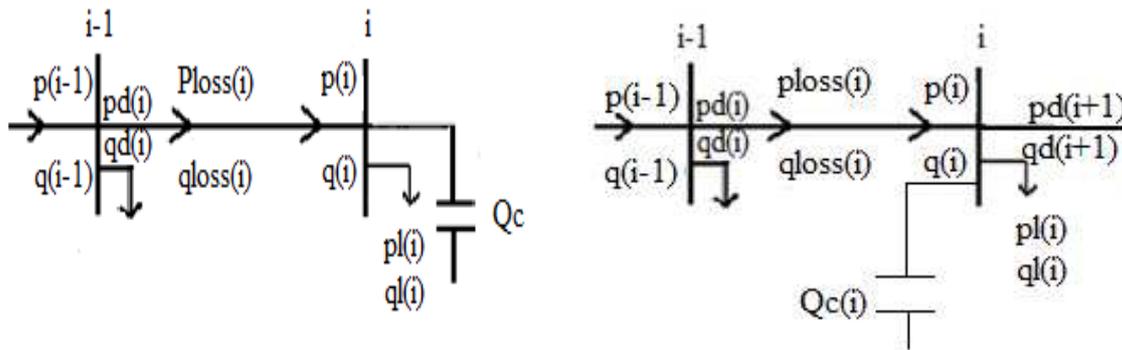


Fig.1.1 : Schéma unifilaire du réseau de 12 jeux de barres.

Deux types de branches sont possibles lors de calcul de la répartition des puissances. On compte, les branches terminales et les branches non terminales (voir la fig.1.2). Dans une branche terminale, la puissance active en fin de branche est égale à celle de la charge branchée à son nœud récepteur. Il en est de même pour la puissance réactive (voir la Fig.1.2-a). Dans une branche non terminale, les puissances actives et réactives à sa fin dépendent de celles au début de la branche qui en sort (voir la Fig.1.2-b).



a- *branche terminale*

b- *branche non terminale*

Fig.1.2 :Schéma équivalent d'une branche.

1.6.1.1 Calcul des puissances.

Comme avancé précédemment, lors du calcul des puissances dans les branches on considèrera chacun des cas illustrés par la Fig.1.2.

a- Branche terminale.

Si la branche considérée est une branche terminale (Fig.1.2-a) c'est-à-dire que le nombre total de nœuds suivants de la branche est égale à 1, alors les puissances actives et réactives en fin de branche sont :

$$\begin{cases} p(i) = pl(i) \\ q(i) = ql(i) - Qc(i) \end{cases} \tag{1.1}$$

Où :

pl, ql : sont les puissances des charges au nœud « i ».

Les pertes de puissances dans cette branche sont :

$$\begin{cases} p_{\text{loss}}(i) = r(i)(p^2(i) + q^2(i)) / v^2(i) \\ q_{\text{loss}}(i) = x(i)(p^2(i) + q^2(i)) / v^2(i) \end{cases} \quad (1.2)$$

Où :

r et x : sont la résistance et la réactance de cette branche

Les puissances actives et réactives au début de la branche « i » sont données par :

$$\begin{cases} p_d(i) = p_{\text{loss}}(i) + p(i) \\ q_d(i) = q_{\text{loss}}(i) + q(i) \end{cases} \quad (1.3)$$

b- Branche non terminale.

Si par contre la branche est non terminale (voir la Fig.1.2-b) c'est-à-dire le nombre totale de nœuds qui suivent la branche est supérieur à 1 alors, les puissances actives et réactives en fin de branche sont :

$$\begin{cases} p(i) = pl(i) + p_d(i+1) \\ q(i) = ql(i) + q_d(i+1) - Qc(i) \end{cases} \quad (1.4)$$

Les pertes actives et réactives de puissance sont données par l'expression (1.2).

Les puissances actives et réactives en début de branche sont données par l'expression (1.3).

1.6.1.2 calcul des courants de branche.

Le courant de branche est défini comme étant égale à la valeur conjuguée de la puissance apparente en début de branche divisée par la valeur conjuguée de la tension de son nœud source. On écrit alors pour une branche quelconque notée « i » :

$$\bar{I}(i) = \frac{\bar{S}^*(i)}{\bar{V}^*(i-1)} \quad (1.5)$$

la puissance apparente au début de cette branche est donnée par :

$$\bar{S}(i) = p_d(i) + jq_d(i) \quad (1.6)$$

1.6.1.3 calcul des tensions des nœuds.

Après avoir calculé les courants dans chaque branche, on calcule les chutes de tensions. Ces dernières nous permettent de calculer les nouvelles valeurs des tensions au niveau de chaque jeu de barre. Les branches étant modélisées par

leur impédance série : $\bar{Z}(i) = r(i) + jx(i)$ alors, la chute de tension dans une branche « i » est donnée par :

$$\Delta\bar{V}(i) = \bar{V}(i-1) - \bar{V}(i) = \bar{Z}(i)\bar{I}(i) \tag{1.7}$$

La tension au nœud « i » est alors égale à :

$$\bar{V}(i) = \bar{V}(i-1) - \bar{Z}(i)\bar{I}(i) \tag{1.8}$$

Remarque : Le calcul des chutes de tension apparaissant le long des lignes des réseaux de distributions dépend :

- de la tension de service de la ligne.
- des paramètres de la ligne à savoir la résistance et l'inductance.
- des puissances actives et réactives à chaque jeu de barre.

1.6.2 Ligne ramifiée.

Dans ce cas de figure, le programme que nous mettrons au point doit être capable de reconnaître la configuration et faciliter le calcul de l'écoulement de charge. Une matrice notée « m », sur laquelle on reviendra plus loin dans ce chapitre, sera alors déterminée. Pour cela, on donne pour chaque ligne ramifiée étudiée, les jeux de barres de départ (jd) et d'arrivée (ja) de chaque branche, le nombre de ramification (nmr) ainsi que le nœud terminal du tronçon principal de la ligne (Rfp). Suite à quoi et pour chaque ramification, on donne le numéro du nœud de départ (Ra), le nœud juste après le point de ramification (Rd) et le nœud terminal (Rf) de cette dernière. Un exemple d'une ligne ramifiée constituée de 33 jeux de barres est présentée dans la figure (Fig.1.3) ci-dessous.

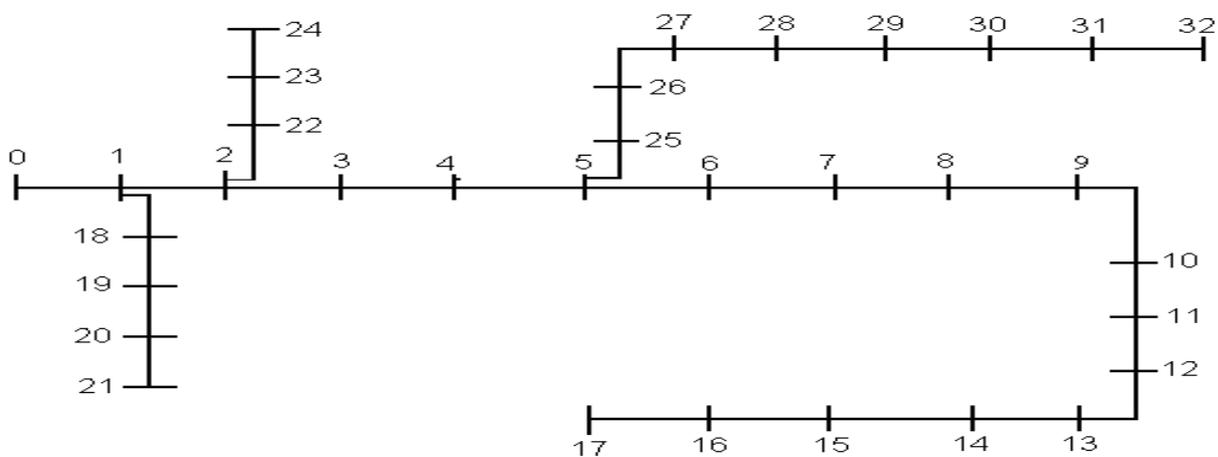


Fig.1.3 :Schéma unifilaire d'une ligne ramifiée (exemple de 33 jeux barres).

1.6.2.1 Construction de la matrice de configuration (m).

La matrice que nous avons notée (m) est une matrice dont les éléments sont les jeux de barres présents dans chaque ramification. C'est une matrice dont le nombre de ligne est égal au nombre de ramification (nmr) et le nombre de colonnes est égal au nombre de jeux de barres que contient la ramification. Dans la première colonne de (m), on retrouve les nœuds (Ra) d'où partent les ramifications.

Pour déterminer le nombre de nœuds (njr) que contient la ramification on applique la formule suivante :

$$n_{jr}(k) = R_f(k) - R_d(k) + 2 \quad (1.9)$$

Où:

k est le numéro de ramification.

Pour déterminer les nœuds de chacune des ramifications, on applique la formule suivante :

$$m(k, j) = R_d(k) + j - 2 \quad j=1, \dots, n_{jr}(k) \quad (1.10)$$

1.6.2.2 Algorithme de construction de la matrice m.

Pour rendre automatique la reconnaissance de la configuration de la ligne et donc la construction de la matrice « m », nous avons proposé l'algorithme suivant qui est exécuté en quatre étapes.

a) Algorithme de recherche de la configuration.

Étape1 : Lecture des données de configuration de la ligne, c'est-à-dire, le nombre total de nœuds « n », les nœuds source « jd » et récepteur « ja » des différentes branches du système, le nombre de ramifications de la ligne « nmr », les nœuds de départ de ramifications « Ra », les premiers nœuds « Rd » juste après les nœuds des ramifications, les nœuds terminaux des ramifications « Rf » et le nœud terminal de la branche principale « Rfp ».

Étape2 : Calculer le nombre total de nœuds que contient chaque ramification selon l'équation (1.9).

Étape3 : Mettre dans la première colonne de « m » les numéros des nœuds d'où partent les ramifications c'est-à-dire « Ra » (de la première ramification à la dernière).

Étape4 : Déterminer les éléments des autres colonnes selon (1.10).

b) Exemple d'application.

Comme exemple d'application, pour la construction de la matrice « m », nous avons considéré la ligne de 33 nœuds (voir Fig.1.3) où le nombre de ramifications (nmr) est de 3, les nœuds de ramifications (Ra) sont les nœuds 1, 2 et 5. Les premiers nœuds juste après les nœuds de ramification sont respectivement 18, 22 et 25. Les jeux de barres terminaux des ramifications sont 21, 24 et 32. Le terminal de la ligne principale est le numéro 17. L'exécution du programme mis au point a donné pour m :

$$m = \begin{pmatrix} 1 & 18 & 19 & 20 & 21 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & 22 & 23 & 24 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 5 & 25 & 26 & 27 & 28 & 29 & 30 & 31 & 32 \end{pmatrix}$$

1.6.2.3 Calcul des puissances.

Si la branche est ramifiée, on applique les mêmes formules que celles que nous avons appliquées dans le cas du réseau radial en échelle. On balaye chaque ramification en montée et on calcule les puissances et les pertes de puissances de chaque ramification jusqu'au nœud Rd juste après le nœud de ramification, selon les équations (1.1), (1.2) et (1.3) lorsque la branche est terminale et selon les équations (1.4), (1.2) et (1.3) dans le cas d'une branche non terminale. Après avoir calculé les puissances et les pertes de puissance transitant par chaque branche des différentes ramification, on détermine celles dans le tronçon principal.

On commence alors par calculer ces puissances en remontant ce tronçon et ce chaque fois jusqu'au nœud de départ d'une ramification.

Dans la branche située avant de point de ramification « Ra », les puissances sont calculées selon les expressions ci-dessous données.

Les puissances en fin de branche sont données par :

$$\begin{cases} p(\text{Ra}(i)) = p_l(\text{Ra}(i)) + p_d(i+1) + p_d(\text{Rd}(k)) \\ q(\text{Ra}(i)) = q_l(\text{Ra}(i)) + q_d(i+1) + q_d(\text{Rd}(k)) - Q_c(i) \end{cases} \quad (1.11)$$

Les pertes de puissance sont calculées comme il suit :

$$\begin{cases} p_{\text{loss}}(\text{Ra}(i)) = r(i)(p^2(\text{Ra}(i)) + q^2(\text{Ra}(i))) / v^2(i) \\ q_{\text{loss}}(\text{Ra}(i)) = x(i)(p^2(\text{Ra}(i)) + q^2(\text{Ra}(i))) / v^2(i) \end{cases} \quad (1.12)$$

Enfin nous obtenons les puissances en début de branche par les formules suivantes :

$$\begin{cases} p_d(\text{Ra}(i)) = p_{\text{loss}}(\text{Ra}(i)) + p(\text{Ra}(i)) \\ q_d(\text{Ra}(i)) = q_{\text{loss}}(\text{Ra}(i)) + q(\text{Ra}(i)) \end{cases} \quad (1.13)$$

1.6.2.4 Calcul des courants de branche.

Après avoir calculer les puissances actives et réactives et les pertes de puissances dans les branches de notre réseau, on détermine les courants qui y circulent selon l'équation (1.5).

1.6.2.5 Calcul des tensions des nœuds.

Les courants de branche étant calculés, on détermine alors les tensions des différents jeux de barres.

Les tensions des nœuds du tronçon principal sont calculées selon l'équation (1.8). Celles des nœuds des ramifications sont calculées en utilisant la matrice de configuration « m » évoquée au point (1.6.2.1). Les tensions sont données par l'expression suivante :

$$\bar{V}(m(k,i)) = \bar{V}(m(k,i-1)) - (\bar{Z}(m(k,i))\bar{I}(m(k,i))) \quad (1.14)$$

Où :

k est le numéro de ramification.

i est le jeu de barre dont on veut calculer la tension.

1.7 Algorithme de calcul de l'écoulement de charge.

Pour résoudre le problème de l'écoulement de charge dans tout réseau radial, l'algorithme suivant est proposé :

Étape.1 : lire les données de la ligne.

Étape.2 : Si le réseau étudié est ramifié donner la configuration de ce réseau à l'aide de la matrice m.

Étape.2 : Initialiser toutes les tensions des nœuds a une valeur de 1(p.u).

Étape.4 : Si la ligne étudiée est en échelle, la balayer en montée et calculer pour la branche terminale, les puissances active et réactives à la fin de la branche selon(1.1), les pertes de puissances actives et réactives selon(1.2) et les puissances actives et réactives en début de branche selon(1.3).

Étape.5 : Si la branche est non terminale, calculer les puissances actives et réactives en fin branche selon (1.4),les pertes de puissances actives et réactives selon(1.2) et les puissances actives et réactives en début de branche selon(1.3).

Etape.6 : Si la ligne est ramifiée, on balaye chaque ramification en montée et on calcule les puissances et les pertes de puissances de chaque ramification jusqu'au nœud Rd juste après le nœud de ramification selon les équations (1.1), (1.2) et (1.3) lorsque la branche est terminale et selon les équations (1.4), (1.2) et (1.3) dans le cas d'une branche non terminale. Après avoir calculé les puissances et les pertes de puissance transitant par chaque branche des différentes ramification, on détermine celles dans le tronçon principal.

Etape.7 : En remontant le tronçon principal et ce chaque fois jusqu'au nœud de départ d'une ramification « Ra ». Dans la branche située avant le point de ramification « Ra », les puissances sont calculées selon les équations (1.13), (1.14) et (1.15).

Etape.8 : Calculer les courants des tronçons selon(1.5) à partir des valeurs estimées des tensions dans la première itération.

Etape.9 : Calculer les tensions selon(1.8) en procédant à un balayage en descente de la ligne principale. Si la ligne est ramifiée déterminer les tensions aux niveaux des nœuds dans chaque ramification selon l'équation (1.14).

Etape.10 : Si la tolérance pour la convergence est atteinte, aller à l'étape suivante sinon aller à l'Etape.4 .

Etape.11 : Ecrire les résultats.

1.8 Etude de quelques lignes de distribution.

Cette méthode a été appliquée à trois exemples de réseaux de distribution radiaux .Le premier est un réseau en échelle (12 jeux de barres voir la Fig.1.1) [21], et les deux autres sont ramifiées comportant une branche principale et plusieurs ramifications. Il s'agit des lignes de 33 jeux de barres(Fig.1.3) et de celle de 69 jeux de barres (Fig.1.4) données par le référence[19].

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 une phase à l'origine égale à 0. Comme tolérance pour la convergence on a choisit : $TC=10^{-4}$.

Les données de ces trois lignes sont consignées respectivement dans les tableaux A.1, A.2 et A .3 donnés à l'annexe 1.

Les tensions et les puissances apparentes de base sont respectivement de 11kV et 405 MVA pour la première ligne, 12.66kV et 2300 kVA pour la deuxième ligne et de 12.66kV et 2667.8 kVA pour la troisième ligne.

La troisième ligne considérée dans notre étude est représentée par le digramme unifilaire ci-dessous :

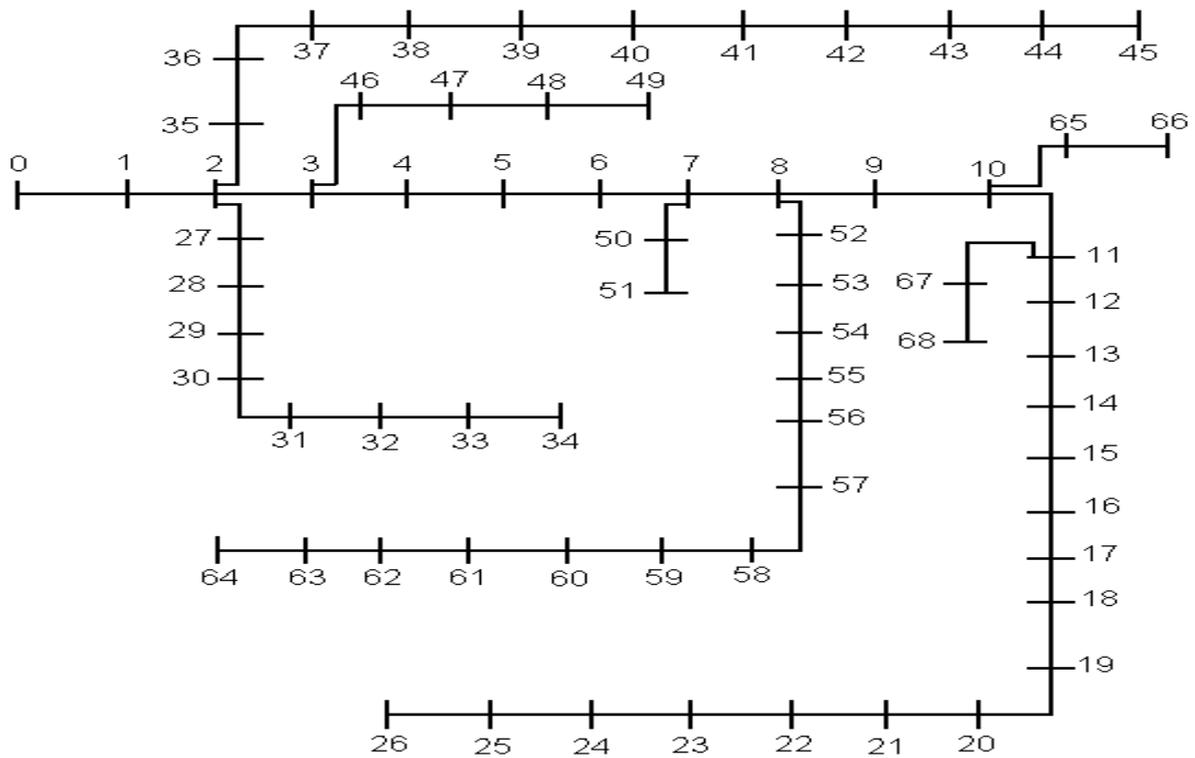


Fig.1.4 : Schéma unifilaire de la ligne de 69 jeux de barres.

1.9 Résultats.

Le programme que nous avons mis au point a donné comme solution du problème de l'écoulement de charge, les résultats consignés dans les tableaux suivants :

Tableau.1.1 : Résultats de la ligne de 12 jeux de barres.

Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)	Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)	
0	0.000000	1.000000	6	0.013236	0.963749	TC=10 ⁻⁴ Plosstot=20.7135kW Qlosstot=8.0410kVAr 4 Itérations
1	0.002029	0.994332	7	0.017652	0.955310	
2	0.003899	0.989030	8	0.021681	0.947277	
3	0.007020	0.980578	9	0.023003	0.944461	
4	0.010973	0.969823	10	0.023417	0.943563	
5	0.012181	0.966536	11	0.023540	0.943354	

Tableau.1.2 : Résultats de la ligne de 33 jeux de barres.

Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)	Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)	Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)
0	0.000000	1.000000	11	-0.003094	0.926885	22	0.001153	0.979382
1	0.000253	0.997032	12	-0.004688	0.920772	23	-0.000395	0.972711
2	0.001676	0.982938	13	-0.006061	0.918505	24	-0.001158	0.969386
3	0.002821	0.975456	14	-0.006719	0.917093	25	0.003018	0.947770
4	0.003984	0.968059	15	-0.007125	0.915725	26	0.003998	0.945207
5	0.002336	0.949658	16	-0.008473	0.913698	27	0.005445	0.933768
6	-0.001684	0.946173	17	-0.008640	0.913091	28	0.006805	0.925550
7	-0.001054	0.941328	18	0.000051	0.996454	29	0.008642	0.921993
8	-0.002330	0.935059	19	-0.001118	0.992876	30	0.007169	0.917832
9	-0.003421	0.929244	20	-0.001456	0.992171	31	0.006767	0.916916
10	-0.003295	0.928384	21	-0.001811	0.991534	32	0.006632	0.916633
TC=10 ⁻⁴ Les pertes actives : Plosstot=202.6734Kw Les pertes réactives : Qlosstot=135.1382kVAr 2 Itérations								

Tableau.1.3: Résultats de la ligne de 69 jeux de barres.

Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)	Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)	Jb	Angle φ (rad)	Tension (p.u)
0	0.000000	1.000000	23	0.008595	0.956581	46	-0.000133	0.999791
1	-0.000021	0.999967	24	0.008649	0.956411	47	-0.000916	0.998545
2	-0.000042	0.999935	25	0.008672	0.956342	48	-0.003344	0.994700
3	-0.000102	0.999841	26	0.008678	0.956322	49	-0.003689	0.994155
4	-0.000322	0.999022	27	-0.000047	0.999927	50	0.002421	0.978542
5	0.000862	0.990086	28	-0.000092	0.999856	51	0.002424	0.978532
6	0.002115	0.980793	29	-0.000055	0.999735	52	0.002952	0.974660
7	0.002415	0.978577	30	-0.000048	0.999713	53	0.003399	0.971417
8	0.002569	0.977443	31	-0.000016	0.999606	54	0.004020	0.966943
9	0.004050	0.972443	32	0.000062	0.999350	55	0.004630	0.962575
10	0.004378	0.971341	33	0.000164	0.999015	56	0.011552	0.940101
11	0.005300	0.968180	34	0.000182	0.998947	57	0.015087	0.929042
12	0.006112	0.965254	35	-0.000051	0.999921	58	0.016500	0.924764
13	0.006918	0.962355	36	-0.000163	0.999749	59	0.018324	0.919739
14	0.007720	0.959485	37	-0.000205	0.999590	60	0.019529	0.912342
15	0.007869	0.958951	38	-0.000217	0.999545	61	0.019577	0.912053
16	0.008116	0.958071	39	-0.000218	0.999542	62	0.019640	0.911665
17	0.008119	0.958062	40	-0.000410	0.998845	63	0.019952	0.909765
18	0.008268	0.957597	41	-0.000491	0.998552	64	0.020046	0.909191
19	0.008363	0.957298	42	-0.000501	0.998514	65	0.004398	0.971280
20	0.008518	0.956816	43	-0.000504	0.998505	66	0.004398	0.971280
21	0.008521	0.956809	44	-0.000536	0.998407	67	0.005406	0.967851
22	0.008544	0.956737	45	-0.000536	0.998406	68	0.005406	0.967850
TC=10 ⁻⁴								
Les pertes actives : Plosstot=224.9935Kw								
Les pertes réactives : Qlosstot=102.1486kVAr								
2 Itérations								

1.10 Discussions des résultats.

Les tableaux 1.1, 1.2 et 1.3 montrent respectivement, les résultats obtenus pour l'écoulement de charge des lignes de 12, 33 et 69 jeux de barres. Le nombre d'itérations nécessaire pour atteindre la solution est de 4 itérations pour la ligne de 12 jeux de barres, et de 2 itérations pour les lignes de 33 et 69 jeux de barres avec un tolérance égale à 10^{-4} . Pour la ligne de 12 nœuds, les pertes de puissance active et réactive sont dans l'ordre de, 20.7135kW et 8.0410kVAr. Pour la ligne de 33 jeux de barres, ces pertes sont de 202.6734kW et 135.1382kVAr. Les pertes de puissance du réseau de 69 nœuds sont de 224.9935kW et 102.1486kVAr. Les distributions des composantes actives et réactives des courants de branche pour les trois lignes étudiée sont montrées sur les figures (Fig.1.8, Fig1.9 et Fig.1.10 respectivement). Les pertes de puissance active et réactive dans les branches sont données par les figures (Fig.1.11, Fig.1.12 et Fig.1.13 pour les trois lignes). Les composantes active et réactive du courant dans la branche reliée au nœud source pour la ligne de 12 jeux de barres sont de 1.125219 p.u et 1.019854 p.u respectivement.

Comparés aux résultats de certains auteurs qui ont utilisé des méthodes similaires pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans les lignes de distribution et particulièrement ceux des références[10], [21] et [18], les résultats que nous avons obtenus pour chacune des lignes (12, 33, 69 jeux de barres) sont très proches (voir Fig.1.5, Fig.1.6 et Fig.1.7 respectivement). A quatre chiffres après la virgule l'écart des tensions que nous avons obtenues par rapport à ceux des références [9], [21], [18] et [10] est de 0% pour la ligne de 12 jeux de barres et 69 jeux de barres. Cet écart est de 4% dans le cas de la ligne de 33 jeux de barres comparé à la référence [12] et de 0.98% par rapport à la référence [18]. Cette différence peut être expliquée par la différence dans les données de la ligne.

La Fig.1.14 donne les pertes de puissance active et réactives obtenus par notre méthode et celles des auteurs des références [10], [21], [12] et [18] pour les lignes de distribution de 12, 33 et 69 jeux de barres. On observe que les résultats obtenus par notre étude sont identiques aux résultats de certains de ces auteurs.

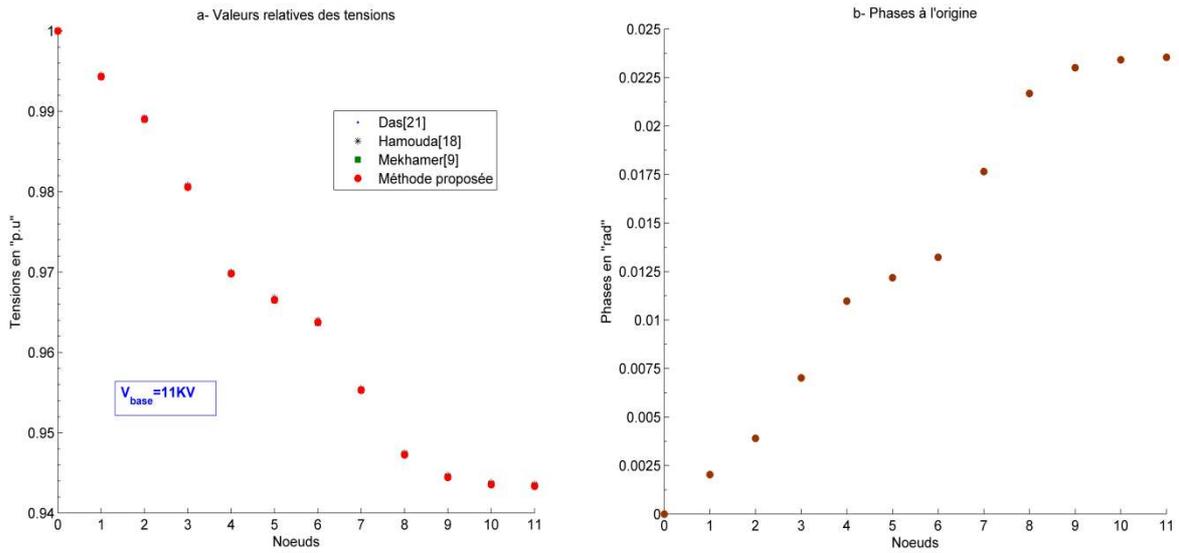


Fig.1.5 : Graphe comparatif des tensions et des phases à l'origine ; ligne de 12 nœuds.

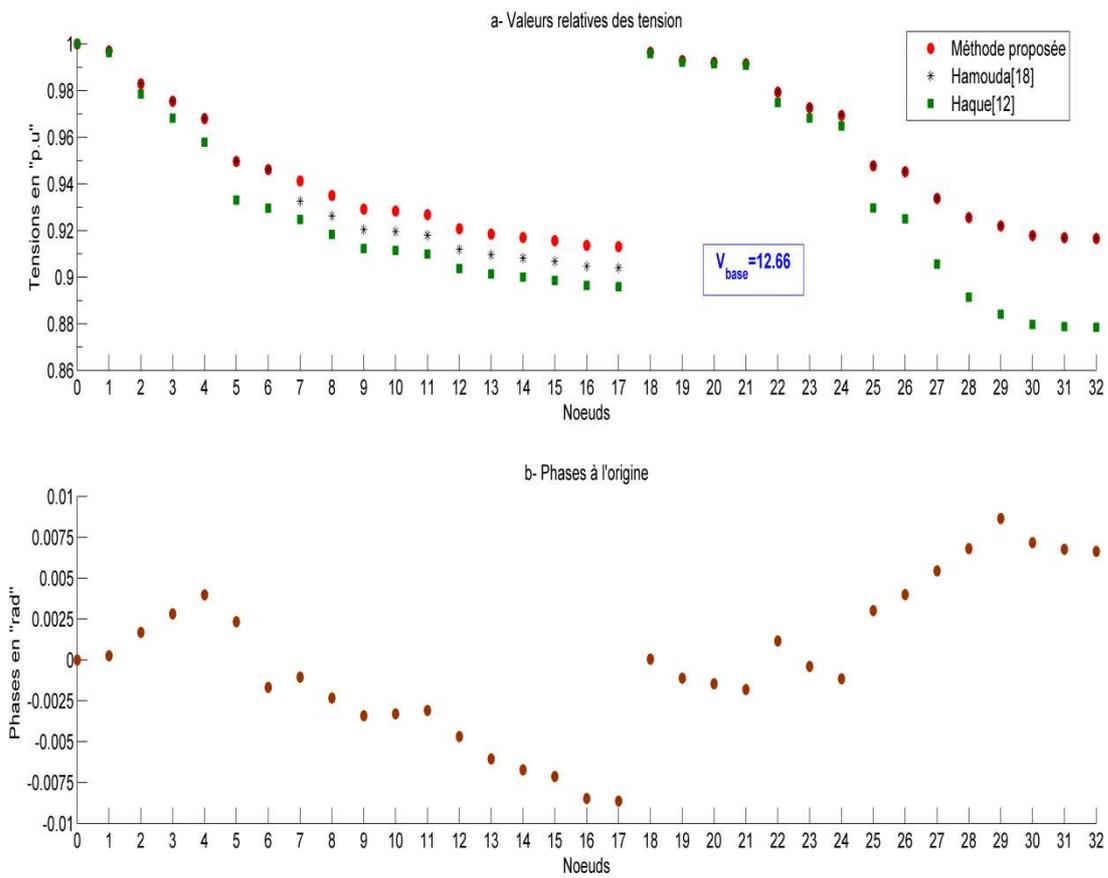


Fig.1.6 : Graphe comparatif des tensions et des phases à l'origine ; Ligne de 33 nœuds.

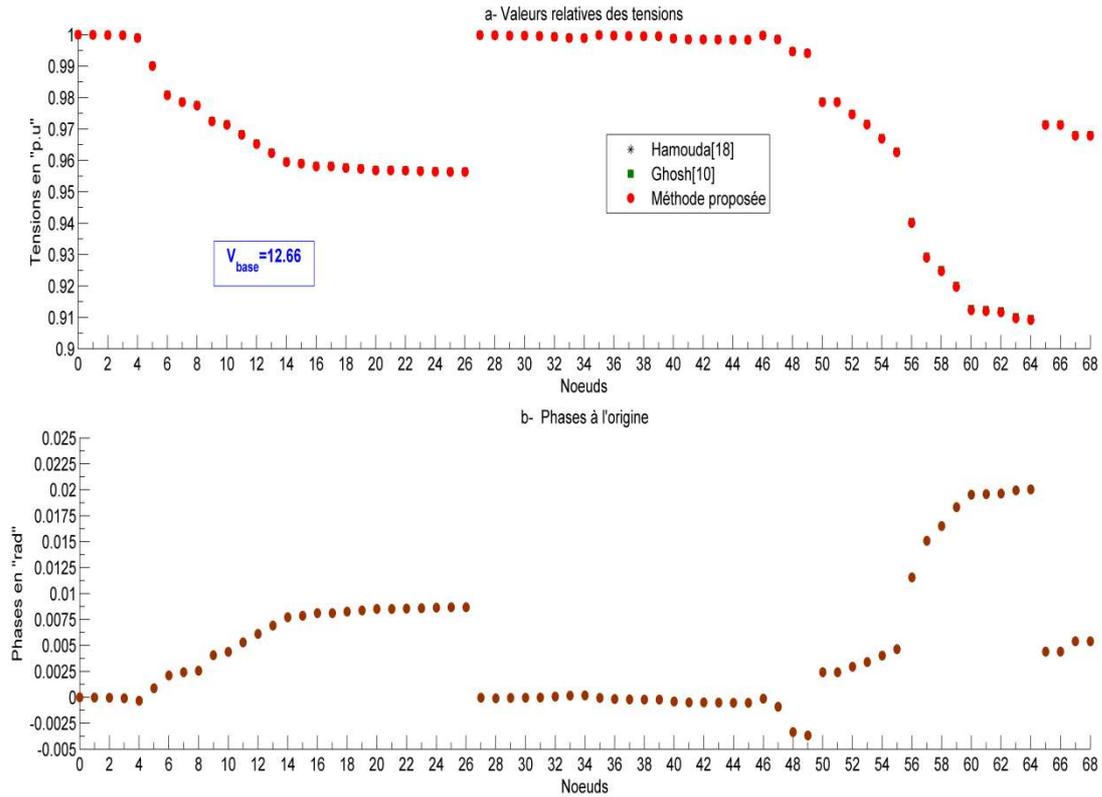


Fig.1.7 : Graphe comparatif des tensions et des phases à l'origine ; Ligne de 69 nœuds.

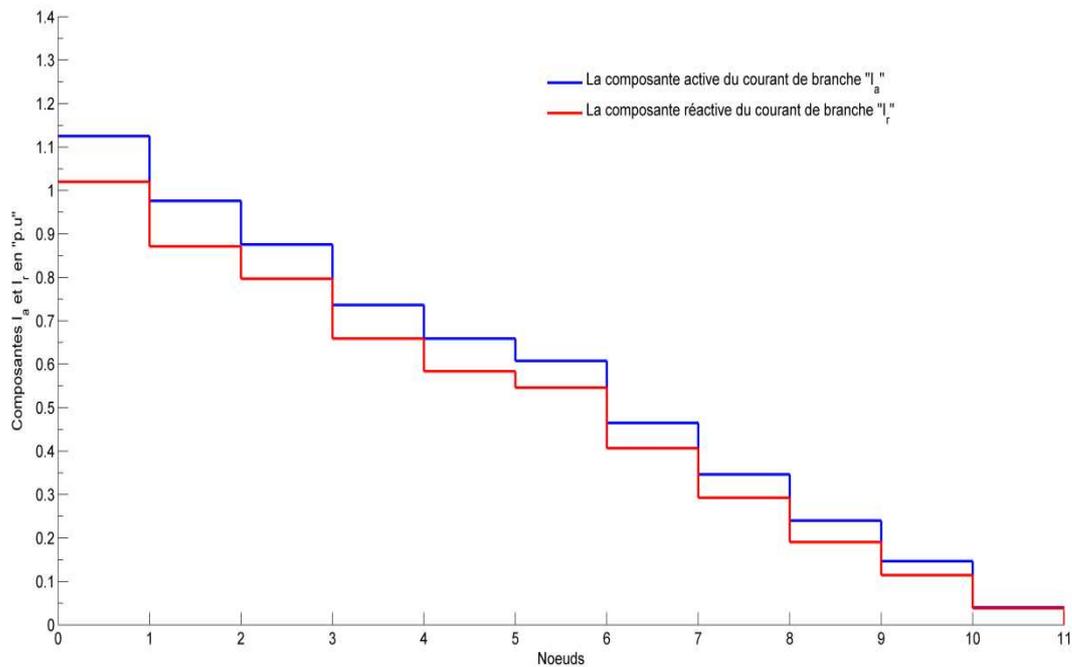


Fig.1.8 : Distributions des composantes actives et réactives des courants de branche ; ligne de 12 nœuds.

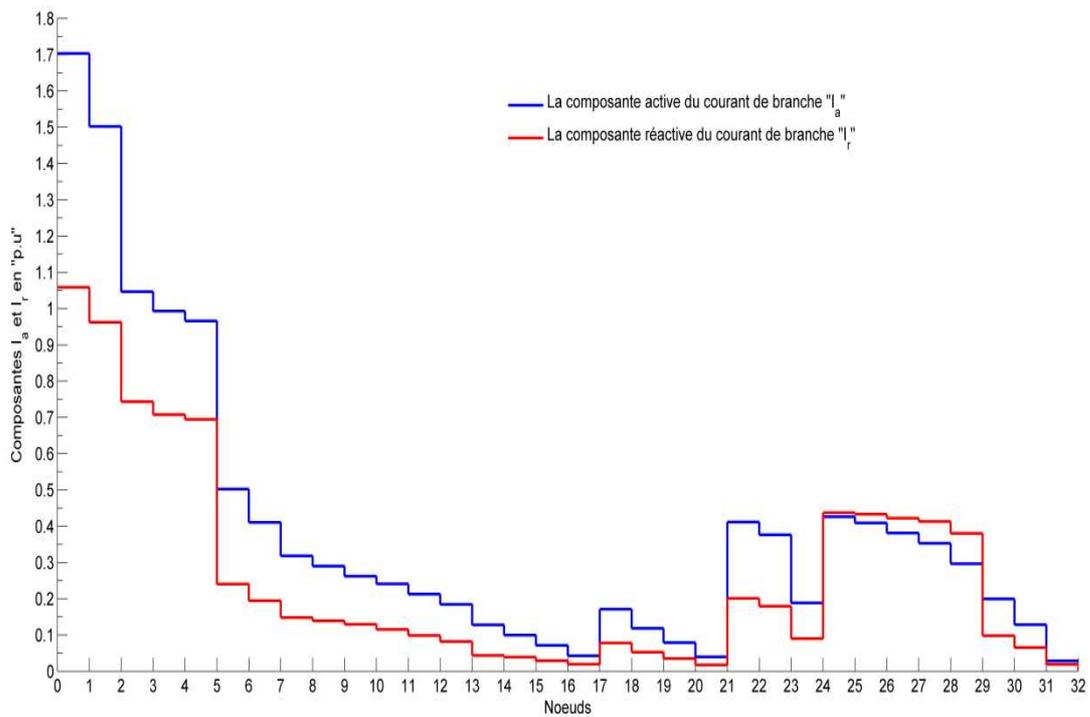


Fig.1.9 : Distributions des composantes actives et réactives des courants de branche ; ligne de 33 nœuds.

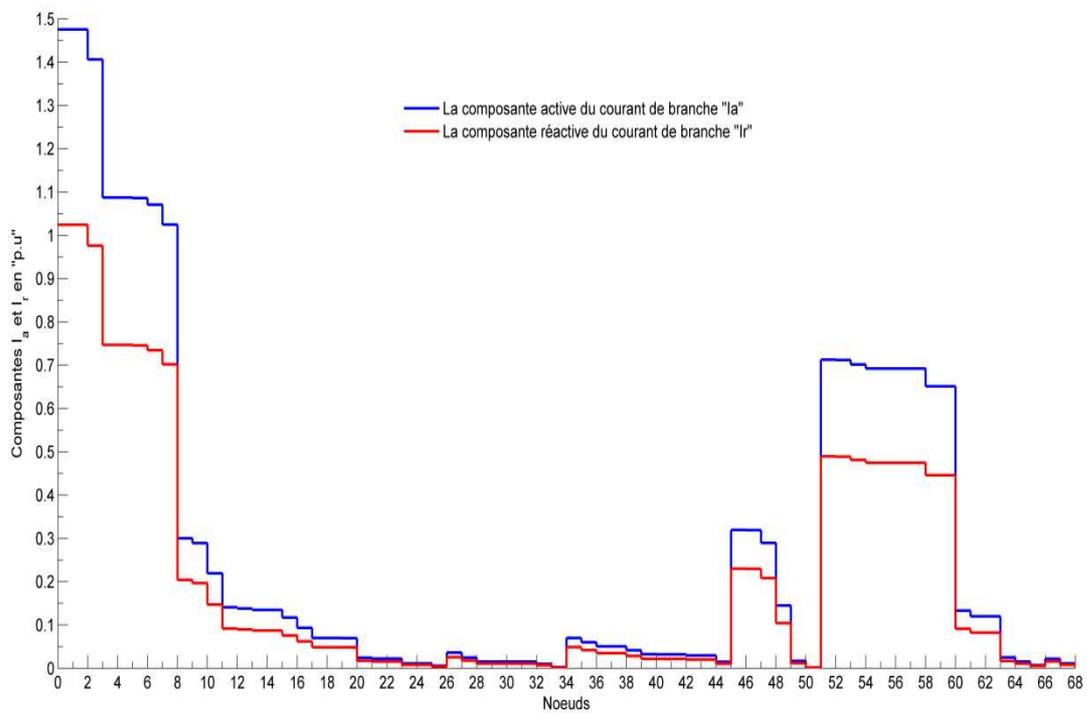


Fig.1.10 : Distributions des composantes actives et réactives des courants de branche ; ligne de 69 nœuds.

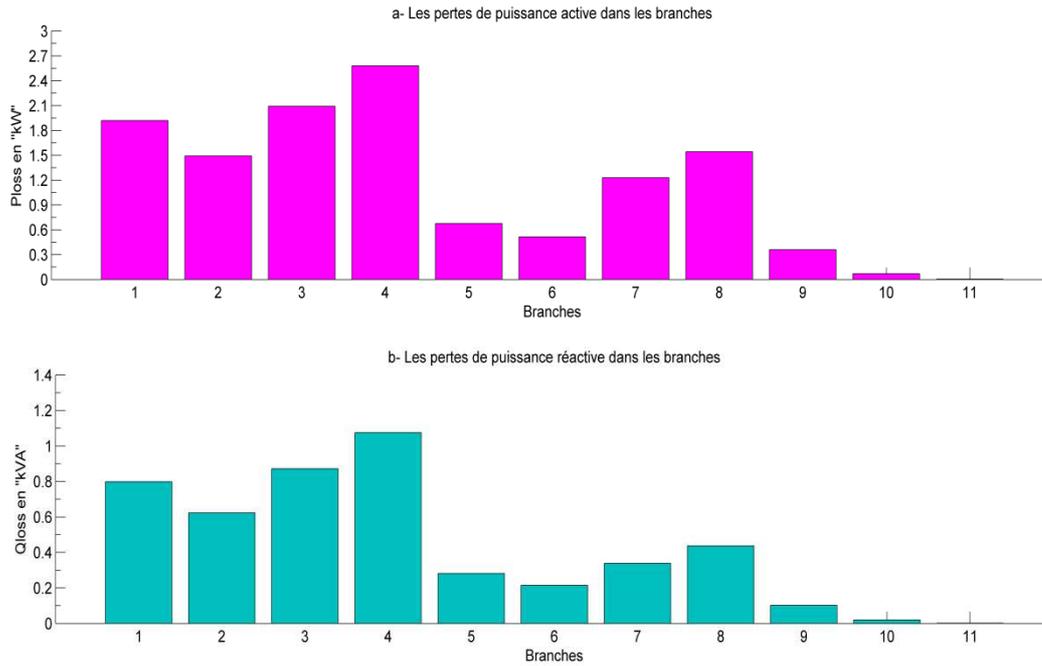


Fig.1.11 : Distributions des pertes de puissance active et réactive dans les branches ; ligne de 12 nœuds.

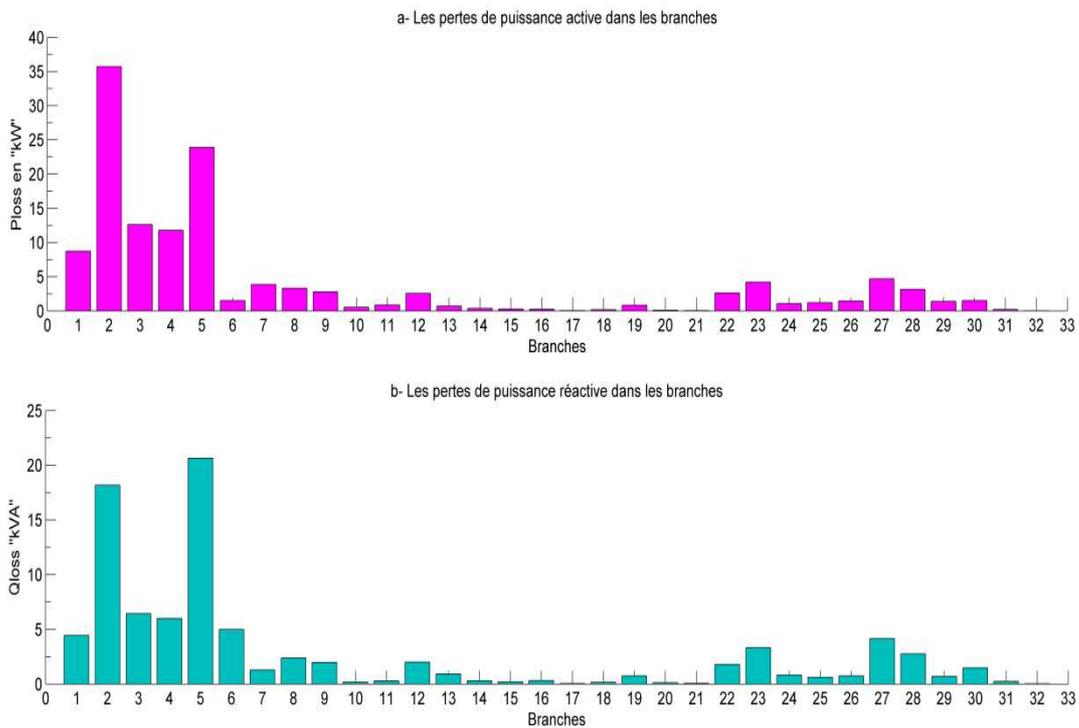


Fig.1.12 : Distributions des pertes de puissance active et réactive dans les branches ; ligne de 33 nœuds.

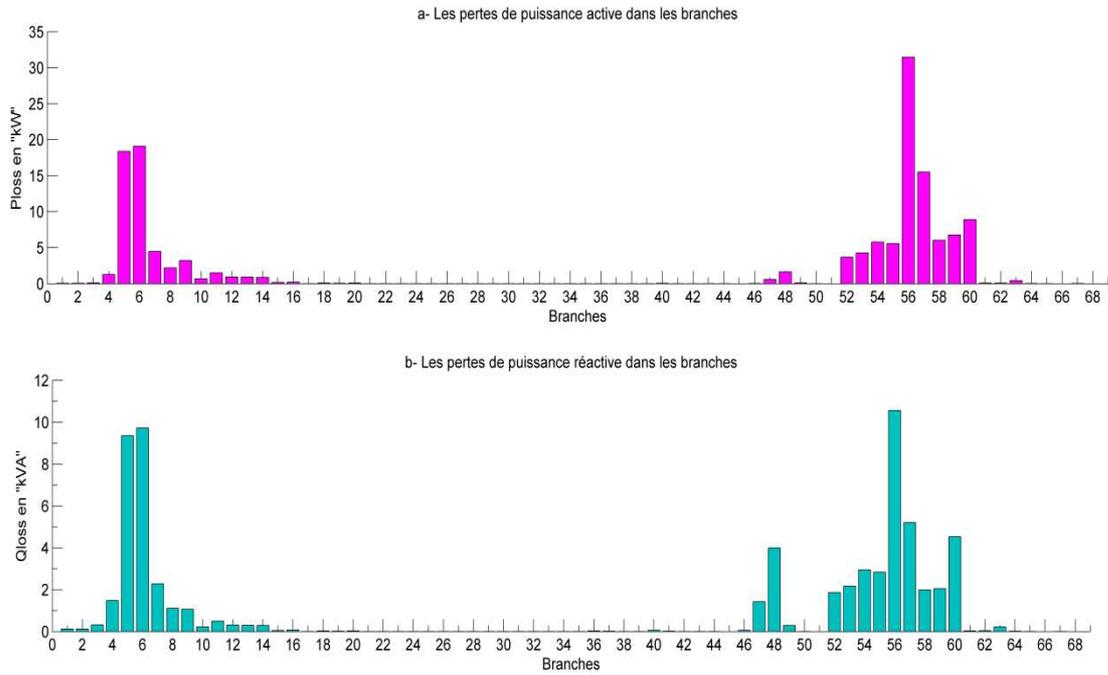


Fig.1.13 : Distributions des pertes de puissance active et réactive dans les branches ; ligne de 69 nœuds.

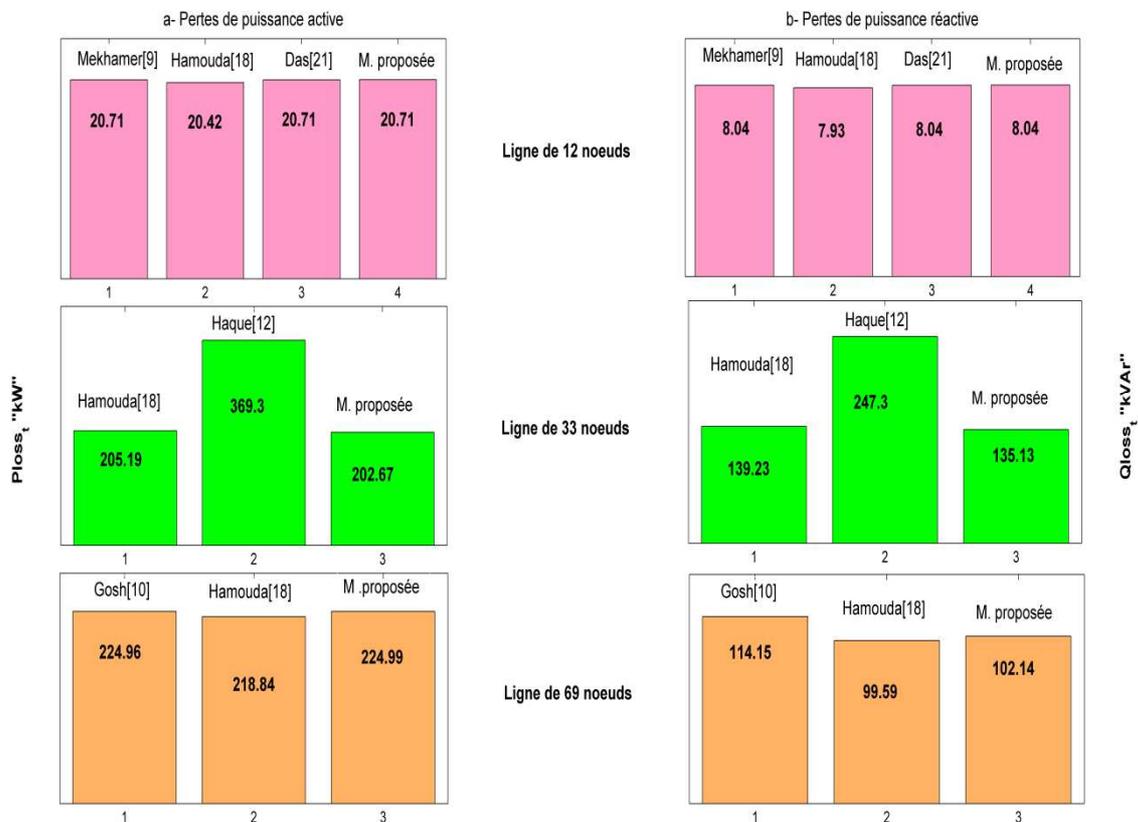


Fig.1.14 : Graphe comparatif des pertes totales de puissance active et réactive ; Ligne de 12, 33 et 69 nœuds.

1.11 Conclusion.

Le problème posé par l'utilisation des méthodes itératives classiques à savoir les méthodes de Gauss, Gauss Seidel et Newton Raphson pour déterminer les tensions au niveau des jeux de barres d'un réseau électrique est le problème de la convergence dans le cas où le réseau électrique étudié est du type radial comme c'est le cas des réseaux de distribution de l'énergie électrique. Ce problème ne se présente cependant pas dans le cas des réseaux maillés. Ce problème est dû principalement à la nature particulière de la matrice admittance Y_{BUS} du réseau électrique. Pour éviter d'aller vers la divergence de la solution que posent les méthodes classiques citées plus haut, on utilise une méthode basée sur la technique de la chute de tension. Cette méthode qui convient le mieux aux réseaux de distributions est une méthode itérative. Elle permet de calculer les tensions aux niveaux de chaque jeu de barre et leurs phase à l'origine, la répartition des puissances dans les branches et les courants dans ces dernières. Elle est simple à comprendre et à mettre en œuvre. Elle est rapide et efficace et donne des résultats avec une précision très acceptable.

Le programme mis au point pour résoudre le problème de l'écoulement de charge à conduit, si on fait exception des quelques petites différences dans le cas de la ligne de 33 jeux de barres, à des résultats comparables à ceux des nombreux auteurs ayant développé des méthodes similaires. Les écarts dans les résultats sont insignifiants.

Le problème de l'écoulement de charge ayant été résolu et ce, que le réseau soit ramifié ou non, la suite du problème posé c'est-à-dire, le calcul des indices de la stabilité de la tension des nœuds permettant de reconnaître les jeux de barres les plus faibles et susceptible de conduire à un effondrement de la tension, peut être abordée avec facilité dans le chapitre qui suivra.

Bibliographie.

- [1]- Etienne Jamouille et Gauthier Dupont “ Une méthode de gradient réduit à base variable utilisant des informations du second ordre appliquée aux problèmes du Load Flows sous contraintes et optimisé” Systems - Europe S.A ,Boulevard de l'Humanité N° 415 Bruxelles, Belgique.
- [2]- Michael J. Gorman, Member John J. Grainger, Fellow. “Transformer Modelling for Distribution System Studies Part 11: Addition of Models to YBUS and ZBUS”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992.
- [3]- SAYAH SAMIR, “ Application des ensembles flous à la répartition optimale de la puissance les réseaux électriques ”. Mémoire de magister, Département d'électrotechnique. Université Ferhat Abbas. Sétif, 2006.
- [4] -S.K . Goswami, “ Direct solution of distribution systems”. IEE Proceedings-c, Vol. 138, No. 1, January 1991.
- [5]- Antonio. Gomez.E , Esther Romero Ramos, “Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999 .
- [6]- Sttot B. “Review of load flow calculation methods”. Proc IEEE , vol 62, pp.916-929,july 1974.
- [7]- M.E. Baran, F.F. Wu, “Optimal Capacitor Placement on a Radial Distribution Systems”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No.1, Jan 1989, pp.725-735.
- [8]- M.E. Baran, F.F. Wu, “ Optimal Sizing of Capacitors Placed on A Radial Distribution System”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No.1, pp.735-743. Jan 1989.
- [9]- S. F. Mekhamer, S. A. Solimanb, M. A. Mostafa. M. E. El-Hawary. “load flow solution of radial distribution feeders : a new contribution’. Electric Power and Energy System, vol.24, pp.701-707, 2002.
- [10]- S.Ghosh and D. Das. “Method for load flow solutions of radial distribution networks”. IEEE Proc. Gene. Transm. Distrib., vol.146, n°6,1, pp.641-648. 1999.
- [11]- Mok et al. “A new approach for power flow analysis of balanced radial distribution systems ”. Electric Machines and Power Systems, vol.28, pp. 325-340, 2000.

- [12]- M.H. Haque. "Load flow solution of distribution systems with voltage dependent load models". *Electric Power System Research*, vol.36, pp. 151-156, 1996.
- [13]- Y. Baghzouz, "Effects of non linear loads on optimal capacitor placement in radial feeders", *IEEE Trans. Power Delivery*, 6(1), pp. 245-251. 1991.
- [14]- M.H. Haque. "A general load flow method for distribution systems". *Electric Power System Research*, vol.54, pp. 47-54. 2000.
- [15]- T.K. Abdul Rahman, G.B. Jasmon 'A New Technique For Voltage Stability Analysis In A Power System and Improved Load Flow Algorithm For Distribution Network' *IEEE catalogue n°.95TH8130*, pp.714-719. 1995.
- [16]- G.B. Jasmon, L.H.C. Lee, "Distribution Network Reduction for Voltage Stability Analysis and Loadflow Calculations", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 13. No. 1, pp. 9-13. February 1991.
- [17]- Jasmon, G.B. and LEE, "A technique for locating the origin of voltage collapse in electric power system", paper submitted to *Journal of Computers and Electrical Engineering* in Dec 1991 for review.
- [18]- Abdellatif Hamouda, Khaled Zehar. "Improved algorithm for radial distribution networks load flow solution" *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 33, pp. 508-514. 2011.
- [19]- R. Ranjan, B. Venkatesh, D. Das, "Voltage Stability Analysis of Radial Distribution Networks", *Electrical Power Components and Systems*, Vol 31. pp. 501-511. 2003.
- [20]- D. Das, D.P. Kothari, A. Kalam, "Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution network", *Electrical Power Energy Syst.*17(5). pp. 335-346. 1995.
- [21]- D. Das, D.P. Kothari, H.S, Kothari, "Novel Method for Solving Radial Distribution Networks". *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol.141, N°.4, pp.291-298. July 1994.
- [22]- G. K. Rao, S. Satyanarayana, "an efficient load flow solution for radial distribution network including voltage dependent load models", *Electrical Power Components and Systems*, Vol 35, pp. 539-551. 2007.

[23]- Venkataramana. Ajjarapu, Colin. Christy, “The Continuation Power Flow a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis ”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1. February 1992.

Chapitre 2

calcul des indices de stabilité

2.1 Introduction.

La stabilité de la tension dans un réseau électrique est une des préoccupations dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques. Le problème de la stabilité de tension est à l'origine de plusieurs grands black-out durant les dernières années. Son explication la plus simple est que la courbe (p-v) ne suffit plus une fois que l'on s'attaque à la dynamique des réseaux de plus grandes tailles et d'autres méthodes de calcul plus puissantes sont nécessaires. Les modèles de charges statiques et dynamiques ainsi que les régulateurs sont d'une importance capitale pour étudier le phénomène d'effondrement de la tension[1].

Beaucoup de systèmes d'énergie électrique à travers le monde ont vécu les problèmes d'effondrement de tension[2]. Les discussions au sujet de la nature des problèmes ont prouvé qu'un système peut atteindre un point d'effondrement de tension par de petites perturbations. Cette caractéristique permet d'employer le modèle d'écoulement de puissance pour étudier le comportement dynamique d'un système. Les réseaux de distribution modernes, font face constamment à la demande croissante et non contrôlée de la charge. Généralement, les réseaux de distribution ont une combinaison de charges (industrielle, commerciale et domestique) et les changements considérables dans les niveaux de charges se produisent à tout moment et dans n'importe quelle partie du réseau. Aux heures de pointe, un petit changement du profil de la charge peut menacer la stabilité de la tension du système.

La stabilité de tension porte sur la capacité d'un système de puissance de maintenir des tensions acceptables à tous les nœuds du système dans des conditions normales et après avoir été sujet à une perturbation. La cause principale de l'effondrement de tension peut être due à l'incapacité du système d'alimentation d'assurer la puissance réactive ou une absorption excessive de la puissance réactive par le système lui-même. Pendant les dernières décennies, une attention particulière a été accordée au problème de stabilité de la tension et ce suite au nombre d'accidents dû à l'effondrement de la tension qui se sont produits dans divers pays. L'effondrement de tension se produit quand un système fortement chargé ne peut pas maintenir son programme de génération et de transmission.

Le problème d'instabilité de la tension dans les réseaux de distribution est dû à la chute de tension qui s'y produit quand la charge excède la capacité de ces derniers à maintenir la tension dans les limites permises . Pour y remédier, des techniques de prévention [3], [4] ont été mises au point et plusieurs indices de stabilité ont été développés. Habituellement leurs valeurs sont comprises entre 0 (système stable) et 1 (effondrement de la tension). La revue de la littérature qui suit décrira certains des travaux ayant été menés sur le sujet.

2.2 Etat de l'art.

Gubina et autres[5], Nagao et autres[6] et Suzuki et ses coauteur[7] ont analysé la stabilité de la tension dans les réseaux de distribution. Dans leurs modèles, le réseau de distribution est réduit à un système unifilaire équivalent. Ce dernier n'est cependant valide qu'au point de fonctionnement auquel il est obtenu. Le modèle pourrait être suffisant pour un petit changement de modèle de charge autour du point de fonctionnement. L'écoulement de puissance étant fortement non linéaire, même dans un système radial, le schéma équivalent unifilaire ne serait pas suffisant pour évaluer la limite de stabilité de tension. Une autre limitation de la technique est qu'il ne convient pas à un modèle changeant de charge qui influe considérablement sur le point d'effondrement de tension. Chakravorty et Das [8] ont proposé une nouvelle technique d'analyse de sensibilité de la tension et calculent l'indice de chaque nœud pouvant identifier le nœud le plus sensible susceptible de conduire à un effondrement de la tension. Néanmoins, leur indice de sensibilité met en jeu un modèle mathématique complexe. La recherche d'un indice qui prévoit le point d'effondrement de tension (ou bifurcation) de manière simple a été largement adressée dans la littérature. L'idée est d'estimer la variation de charge pour un point connu de fonctionnement auquel le système demeure stable. Claudio et autres[9] comparent plusieurs indices de stabilité statique de tension et concluent cela quand des limites de puissance réactive sont considérées. Une autre méthode qui produit des résultats assez précis en un temps de calcul raisonnable est proposé par Zambroni de Souza et autres[10]. Une telle méthode est basée sur le comportement de la plus grande composante du vecteur tangente en fonction de l'augmentation de charge. Le vecteur tangente est calculé comme étape prévue dans la continuité des

écoulements de puissance. L'application de ce vecteur comme indice de sécurité de tension est récente et les résultats rapportés dans [10] montrent que cette technique est très attrayante, même lorsque on traite de grands systèmes. Cette technique est utilisée quand différents scénarios de fonctionnement de charge sont considérés. La technique du vecteur tangente peut être facilement incorporée à n'importe quel programme de l'écoulement de puissance. Elle identifie le jeu ou les jeux de barres où l'installation de condensateur est à prévoir pour réduire les pertes de puissance du système global. Ils ont rapporté un enregistrement réel du phénomène d'écoulement périodique de la tension et où une compensation réactive est impérative pour éviter cet effondrement de tension à répétition.

Sydulu [11] présente une méthode pour déterminer les nœuds appropriés dans des systèmes de distribution pour l'installation de condensateurs. Une approche basée sur un indice des pertes de puissance est employée pour déterminer la convenance de placement de condensateur à chaque nœud. Les plus susceptibles jeux de barres à recevoir des condensateurs shunts sont identifiés. Les réductions des pertes sont alors linéairement normalisées dans la gamme [0,1] avec une valeur de 1 pour la plus grande réduction des pertes de puissance et de zéro pour la petite. Le pourcentage de réduction des pertes de puissance due à la composante réactive du courant branche suite au placement des condensateurs est de plus de 50% ce qui est très significatif pour un système radial de distribution.

Khothari [12] et Ajjarapu [13] présentent une nouvelle méthodologie pour le perfectionnement de la sécurité de tension en utilisant un indice de stabilité de tension qui peut être mis en application en temps réel. L'objectif est alors la minimisation des pertes de puissance en injectant de la puissance réactive, ce qui est d'importance primordiale pour maintenir le niveau désiré de la sécurité de tension. Le modèle linéaire par accroissement a été employé. Il est également vrai que, en augmentant l'indice de stabilité de tension, la tension des jeux de barres de charge augmente de manière significative.

Une autre approche pour calculer les sensibilités des pertes de puissance active et réactive et de tension en régulant la puissance réactive injectée à n'importe

quel jeu de barre dans un système radial de distribution est présentée par Vinay et autres [14]. Dans un système de distribution, les changements des tensions des jeux de barres et les écoulements des puissances actives et réactives injectées à n'importe quel jeu de barre dépendent de la topologie de réseau. Le but de la méthode proposée dans [14] est la formation d'une matrice dont la structure dépend seulement de la topologie de réseau. La méthode proposée peut calculer les divers indices de sensibilité pour des systèmes à une et plusieurs source d'énergie. Il peut également manipuler toutes les structures radiales possibles des systèmes de distribution.

K. Prakash, M. Sydulu [15] et Das [16] présentent une approche qui détermine l'endroit et la taille optimale des condensateurs sur les systèmes de distribution pour améliorer le profil de tension et pour réduire les pertes de puissance active. Le placement et le classement par taille de condensateur sont faits par des facteurs de sensibilité des pertes de puissance. Le concept des facteurs de sensibilité des pertes peuvent être considérés comme une nouvelle contribution dans les systèmes de distribution. Ces facteurs de sensibilité des pertes offrent des informations importantes sur les tensions des nœuds pour le placement de condensateurs. Ces facteurs sont déterminés en utilisant l'étude simple de l'écoulement de charge. Le concept est bien appliqué et s'est avéré très efficace dans les systèmes radiaux de distribution.

Les réseaux neuronaux artificiels ont aussi fait leur entrée dans l'étude des systèmes énergétiques. En effet, Hamada et ses coauteurs [17] tout comme F.M. El Kady [18] ont présenté une technique s'appuyant sur les réseaux de neurone artificiels (ANN) pour prévoir la stabilité de tension des systèmes radiaux de distribution. La technique est basée sur un nouvel indice de stabilité de tension pour l'évaluation des systèmes de distribution. Les résultats obtenus sont fiables et prometteurs. Les ANN ont d'ailleurs été appliqués ces dernières années à d'autres problèmes dans les systèmes énergétiques tel la commande en temps réel des condensateurs shunts, la protection et les prévisions de charge.

L'effondrement de tension est aussi associé à la singularité de la matrice Jacobienne de l'écoulement de puissance. Quand la charge du système approche la valeur critique, la matrice Jacobienne de l'écoulement de charge devient

presque singulier. Morison [19] et Anderson [20] et Liu [21] ont employé la valeur singulière minimale du Jacobien de l'écoulement de puissance comme un indice pour déterminer indirectement la distance entre le point actuel de fonctionnement et où l'effondrement de tension se dirige. C'est le point où la charge du système est maximale. Ce phénomène est connu en tant que nœud de bifurcation.

Jasmon et autres dans [22, 23] présentent une nouvelle technique pour déterminer la stabilité statique de tension des jeux de barres de charge dans un système de puissance pour une certaine condition de fonctionnement. Ils identifient les jeux de barres de charge qui sont près de l'effondrement de tension. L'indice de stabilité de tension relatif à un jeu de barre de charge est déduit de l'équation de la dérivée de la tension du réseau radial en question. Un nouveau facteur de stabilité de tension tiré de la dérivée de l'équation de tension est calculé et appliqué à un circuit équivalent de Thevenin. Les jeux de barres ayant des facteurs de stabilité de tension proche de 1.0 sont identifiés comme des jeux de barres critiques. Cet indice indique à quelle distance les jeux de barres de charge sont de leurs limites de stabilité de tension d'où l'identification des jeux de barres critiques. Une comparaison est également faite entre cet indice et le rapport d'impédance employé par Sterling et autre dans [24] comme indicateur d'effondrement de tension. Sterling a étudié l'effondrement de tension à un jeu de barres de charge à l'aide du circuit équivalent de Thevenin. Beaucoup de chercheurs se sont basés sur le circuit équivalent de Thevenin pour analyser le problème de stabilité de tension ces dernières années. Gubina [25], Haque [26] ont aussi déterminé l'indice de stabilité de tension en utilisant la méthode de Thevenin. B. Milosevic [27], A. Wiszniewski [28] et Deng[29] ont mis en application la prévision et la protection de stabilité de tension avec les paramètres du circuit équivalent de Thevenin.

Vu K, Begovic[30] a proposé une méthode simple pour déterminer la marge de stabilité de tension d'un système de puissance maillé en utilisant quelques mesures locales. Les données mesurées sont employées pour obtenir l'équivalent de Thévenin du système qui, à son tour, est employé pour déterminer un indice de stabilité. L'équivalent de Thevenin est une bonne et rapide méthode pour

analyser la stabilité de tension. Jusqu'ici, l'ensemble des investigations appliquant la méthode équivalente de Thevenin ont été employés pour l'analyse des systèmes de transmission où, l'impédance des transformateurs et des lignes de distribution ne sont pas prises en considération. Ce qui n'est pas le cas dans les réseaux de distribution.

Suganyadevia [31] et Parizad [32] présentent une méthode pour la réduction au minimum, des pertes de puissance d'un réseau de distribution. Ils ont considéré l'indice de stabilité de tension (SI) pour trouver l'emplacement optimal de condensateur et améliorer la puissance transférée. Ils présentent deux indices de stabilité de la ligne, L'indice rapide de stabilité de tension (FVSI) et le facteur de stabilité de la ligne (LQP) . Ce sont des méthodes efficaces pour l'amélioration du profil de tension, la réduction des pertes de puissance et également l'augmentation de la capacité de transfert de puissance.

Le problème de stabilité de la tension est devenu un souci majeur lors de la planification et l'opération des systèmes énergétiques. De ce fait et pour mener une étude comparative sur l'efficacité de l'utilisation des indices de stabilité, on développera dans ce qui suite, certaines des méthodes données par les auteurs suscités qu'on a choisit pour être utilisé dans l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive.

2.3 Développement de quelques indices de stabilité.

2.3.1 Introduction .

Le but essentiel de notre travail est de développer des indices à travers des méthodes simples et rapides pouvant être appliquées à un système énergétique pour en contrôler le fonctionnement en tout moment et même en temps réel. Et de travaux ont déjà été proposés pour évaluer la stabilité des systèmes énergétiques. La plupart de ces méthodes utilisent l'analyse de l'écoulement de puissance.

Il peut toujours arriver, dans l'exploitation du réseau, des événements non prévus qui mènent à une catastrophe. Malgré la puissance des logiciels de simulation des réseaux, les études de planification ne suffisent pas. On ne peut en effet jamais être exhaustif dans le choix des scénarios et les modélisations ne sont jamais parfaites. La tendance actuelle est donc d'ajouter aux outils de

planification des outils d'exploitation qui permettent de voir, en temps réel les problèmes de stabilité qui peuvent survenir dans le réseau.

La stabilité de tension est devenue un des facteurs dominants dans la détermination des limites de fonctionnement des systèmes électriques. Ce chapitre discute quelques indices importants de stabilité de tension dans des systèmes d'énergie électrique, certaines des techniques précédemment étudiées dans la littérature sont analysées et une comparaison de leur exécution est présentée.

2.3.2 Indice de stabilité (L).

Il faut bien signaler que l'étude de la stabilité de tension dans notre système ne concerne que les jeux de barres où sont branchées les charges, puisque on considère que le générateur est capable de maintenir une tension dans les limites admissibles. Pour cela on essaie de proposer une méthode qui repose sur la surveillance en temps réel de puissance qui circule dans le réseau par un système de mesure, qui peut nous aider à prédéterminer l'approche du point d'effondrement de la tension[1].

a. Etude d'un cas élémentaire (un seul générateur et une charge) :

On considère un système énergétique simple, à travers lequel on va démontrer l'élément utile dans notre étude c'est-à-dire, l'indicateur qui nous permet de surveiller notre réseau [1], il est alors nécessaire de passer par un cas simple avant de généraliser à un système complet. Comme il est montré dans la fig.2.1, le jeu de barre 1 est considéré comme un jeu de barre de génération et le numéro 2 est un jeu de barre de charge, dont le comportement de la tension nous intéresse.

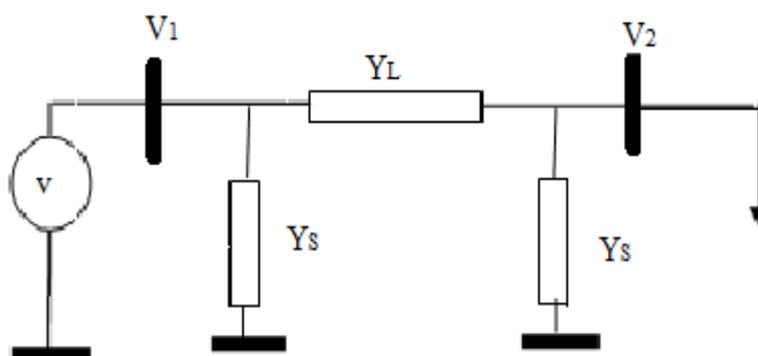


Fig.2.1 : Un seul générateur et une charge.

Ce système simple peut être défini par les équations complexes suivantes :

$$\overline{I}_2 = \overline{V}_2 \overline{Y}_S + (\overline{V}_2 - \overline{V}_1) \overline{Y}_L = \frac{\overline{S}_2^*}{\overline{V}_2} \quad (2.1)$$

De l'équation (2.1) on tire la puissance S_2 à savoir :

$$\overline{S}_2^* = \overline{V}_2^2 \overline{Y}_S + \overline{V}_2^2 \overline{Y}_L - \overline{V}_2^* \overline{V}_1 \overline{Y}_L$$

Qu'on écrit encore :

$$\overline{S}_2^* = \overline{V}_2^2 \overline{Y}_{22} + \overline{V}_0 \overline{V}_2^* \overline{Y}_{22} \quad (2.2)$$

Avec:

$$\overline{Y}_{22} = \overline{Y}_S + \overline{Y}_L \quad (2.3)$$

et

$$\overline{V}_0 = -\frac{\overline{Y}_L}{\overline{Y}_S + \overline{Y}_L} \overline{V}_1$$

Puisque l'intérêt de notre calcul est la détermination de la tension V_2 , on commence par l'équation (2.2), qu'on peut exprimer sous sa forme complexe algébrique suivante :

$$\frac{\overline{S}_2^*}{\overline{Y}_{22}} = a + jb = \overline{V}_2^2 + \overline{V}_0 \overline{V}_2^* \quad (2.4)$$

Qu'on écrit aussi :

$$\frac{\overline{S}_2^*}{\overline{Y}_{22}} = \overline{V}_2^2 + \overline{V}_0 \overline{V}_2 \cos(\delta_0 - \delta_2) + j \overline{V}_0 \overline{V}_2 \sin(\delta_0 - \delta_2)$$

Avec :

$$\overline{V}_0 = V_0 e^{j\delta_0}$$

$$\cos(\delta_0 - \delta_2) = \frac{a - V_2^2}{V_0 V_2} \quad (2.5)$$

$$\sin(\delta_0 - \delta_2) = \frac{b}{V_0 V_2} \quad (2.6)$$

Les équations (2.5) et (2.6) peuvent être écrites sous la forme qui suit :

$$f(V_2, \delta) = V_0 V_2 \cos \delta + V_2^2 = a \quad (2.5a)$$

$$g(V_2, \delta) = V_0 V_2 \sin \delta = b \quad (2.6a)$$

De ce système d'équation on peut tirer la matrice jacobienne:

$$J = \begin{pmatrix} 2V_2 + V_0 \cos \delta & -V_0 V_2 \sin \delta \\ V_0 \sin \delta & V_0 V_2 \cos \delta \end{pmatrix} \quad (2.7)$$

Si la tension au niveau du jeu de barre 2 s'effondre, les équation (2.5a) et (2.6a) n'auront pas de solutions, et ainsi, le déterminant de la matrice J sera nul (matrice singulière):

$$\det(J) = 2V_2^2 V_0 \cos \delta + V_2 V_0^2 = 0 \quad (2.8)$$

En divisant l'expression (2.8) par $V_2 V_0^2$ on aura :

$$\frac{V_2 \cos \delta}{V_0} = \operatorname{Re} \left\{ \frac{\overline{V_2}}{V_0} \right\} = -\frac{1}{2} \quad (2.9)$$

Et il est facile de montrer que $\frac{V_2 \cos \delta}{V_0} = \operatorname{Re} \left\{ \frac{\overline{V_2}}{V_0} \right\}$

Si on divise l'équation (2.2) par $V_2^2 \overline{Y}_{22}$ on obtient:

$$\frac{\overline{S}_2}{V_2^2 \overline{Y}_{22}} = 1 + \frac{\overline{V}_0}{\overline{V}_2} \quad (2.10)$$

Quand la tension est au point critique (voltage *collapse*), on aura :

$$\operatorname{Re} \left\{ \frac{\overline{V}_2}{V_0} \right\} = -\frac{1}{2} \quad (2.11)$$

Le rapport $\frac{\overline{V}_2}{V_0}$ peut donc être écrit de la manière suivante :

$$\frac{\overline{V}_2}{V_0} = -\frac{1}{2} + jc$$

Suite à quoi on peut écrire :

$$\left| 1 + \frac{\overline{V}_0}{\overline{V}_2} \right| = \left| 1 + \frac{1}{-\frac{1}{2} + jc} \right| = \left| \frac{\frac{1}{2} + jc}{-\frac{1}{2} + jc} \right| = 1 \quad (2.12)$$

De l'équation (2.10) et (2.12), un indicateur (indice) est tiré et est définie par:

$$\left| 1 + \frac{\bar{V}_0}{\bar{V}_2} \right| = \left| \frac{\bar{S}_2}{V_2^2 \bar{Y}_{22}} \right| = \frac{S_2}{V_2^2 Y_{22}} \quad (2.13)$$

Et qu'on note :

$$L = \frac{S_2}{V_2^2 Y_{22}}$$

Cet indicateur peut être utilisé pour expliquer le problème de la stabilité de la tension dans les systèmes électriques, et évaluer le niveau du risque d'effondrement de la tension.

La valeur de cet indicateur se situe dans l'intervalle zéro à un. S'il n'y a aucune charge au niveau du jeu de barre, l'indicateur est égal à zéro, si le système est complètement instable l'indicateur en question sera égal à un.

b. Généralisation à un Système de n jeux de barres:

Comme montré dans la théorie de base des systèmes à puissance de plusieurs jeux de barres, les jeux de barres peuvent être divisés en deux catégories: les jeux barres de génération (PV bus and Slack bus) et les jeux de barres de charge (PQ bus). Puisque le problème de stabilité de la tension est relié au problème de la puissance réactive dans les systèmes électriques et le jeu de barre de génération peut fournir la puissance réactive pour soutenir la tension des différents nœuds de charge, il est alors absolument nécessaire que les jeux de barres soient distingués.

Le système électrique peut être exprimé à l'aide des lois de **Kirchhoff** comme il suit:

$$\mathbf{I}_{\text{système}} = \begin{pmatrix} \mathbf{I}_L \\ \mathbf{I}_G \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{LL} & \mathbf{Y}_{LG} \\ \mathbf{Y}_{GL} & \mathbf{Y}_{GG} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{V}_L \\ \mathbf{V}_G \end{pmatrix} = \mathbf{Y}_{\text{système}} \mathbf{V}_{\text{système}} \quad (2.14)$$

Ou encore :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{V}_L \\ \mathbf{I}_G \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Z}_{LL} & -\mathbf{Z}_{LL} \mathbf{Y}_{LG} \\ \mathbf{Y}_{GL} \mathbf{Z}_{LL} & \mathbf{Y}_{GG} - \mathbf{Y}_{GL} \mathbf{Z}_{LL} \mathbf{Y}_{LG} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{I}_L \\ \mathbf{V}_G \end{pmatrix} \quad (2.15)$$

L indique les jeux de barres de charge et G les jeux de barres de génération.

Avec $\mathbf{Z}_{LL} = \mathbf{Y}_{LL}^{-1}$.

La tension au niveau d'un jeu de barre de charge j quelconque ($j \in L$) peut être

$$\overline{V}_j = \sum_{i \in L} \overline{Z}_{ji} \overline{I}_i + \sum_{k \in G} A_{jk} \overline{V}_k \quad (2.16)$$

Avec :

$$A = -Z_{LL} Y_{LG}$$

L'équation (2.4) peut aussi être exprimé sous la forme:

$$V_j^2 + \overline{V}_{0j} \overline{V}_j^* = \frac{\overline{S}_j^*}{\overline{Y}_{jj}'} \quad (2.17)$$

Où \overline{V}_{0j} , \overline{S}_j^* et \overline{Y}_{jj}' sont donnés par :

$$\overline{V}_{0j} = -\sum_{k \in G} A_{kj} \overline{V}_k \quad (2.18)$$

$$\overline{Y}_{jj}' = \frac{1}{\overline{Z}_{jj}}$$

$$\overline{S}_j^* = \left(\sum_{i \in G} \frac{\overline{Z}_{ji}^* \overline{S}_i}{\overline{Z}_{jj}^* \overline{V}_i} \right) \overline{V}_j \quad (2.19)$$

Qu'on écrit encore :

$$\overline{S}_j^* = \overline{S}_j \left(\sum_{\substack{i \in L \\ i \neq j}} \frac{\overline{Z}_{ji}^* \overline{S}_i}{\overline{Z}_{jj}^* \overline{V}_i} \right) \overline{V}_j \quad (2.20)$$

On remarque que la tension au niveau du jeu de barre j est affectée par une puissance complexe équivalente \overline{S}_j^* et par une tension d'un générateur équivalent:

$$\overline{V}_{0j}.$$

La comparaison des deux équations (2.2) et (2.17) montre qu'elles ont une forme identique et la stabilité de tension pour un système multi jeux de barres est équivalente à celle d'un système élémentaire.

On l'écrit alors :

$$L_j = \left| 1 + \frac{\overline{V}_{0j}}{\overline{V}_j} \right| = \left| \frac{\overline{S}_j^*}{V_j^2 \overline{Y}_{jj}'} \right| = \frac{S_j'}{V_j^2 Y_{jj}'} \quad (2.21)$$

Le jeu de barre le plus critique est celui dont l'indice est le plus grand.

$$L_{\text{systeme}} = \text{Max}_{j \in L} (L_j) \tag{2.22}$$

L'indice de stabilité de tension d'un jeu de barre j donné est influencé par une charge équivalente S_j' , qui a deux parties. La puissance consommée au jeu de barre j lui-même, et la contribution des autres jeux de barres de charges (comme il est montré dans l'équation (2.20)). Quand la puissance consommée à un jeu de barre de charge quelconque change, elle va influencer l'indice de stabilité du jeu de barre j . En d'autres termes, le problème de stabilité de tension est un problème large qui concerne tout le système et non pas un problème local.

A travers l'équation (2.20), la contribution de n'importe quel jeu de barre de charge sur le jeu de barre j peut être mise à jours et calculée numériquement, Ceci a une très grande importance pour la gestion du réseau électrique (pour préciser exactement les jeux de barres instables).

2.3.3 Indices de stabilité basés sur l'écoulement de puissance.

2.3.3.1 Introduction.

Dans le présent paragraphe, nous nous pencherons sur la définition de trois nouveaux indices tirés d'un même modèle de ligne. Le premier indice est proposé par Ranjan et Venkatesh [33] qui est symbolisé par SI pour stabilité index. L'expression mathématique de ce premier indice de stabilité est très simple. Le second indice noté L_i est proposé par Jasmon [23]. Le troisième noté FVSI est donné par Musirin [34].

2.3.3.2 Indice de la stabilité de tension(SI).

Pour développer l'indice SI, on considère un tronçon de ligne compris entre les jeux de barres 1 et 2 et dont la représentation est donnée par Fig.2.2.

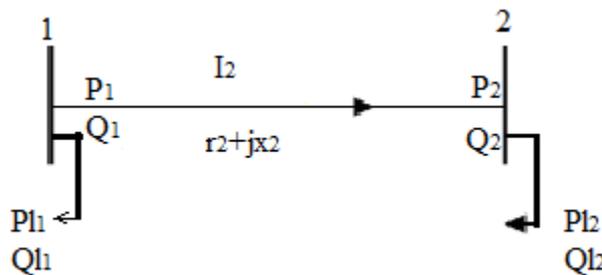


Fig.2.2 : Circuit équivalent d'une branche.

Dans le schéma de la figure Fig.2.2 , 1 et 2 sont respectivement les nœuds source et récepteur de la branche. La branche prend le numéro de son nœud récepteur.

Les tensions des nœuds 1 et 2 sont :

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= V_1 e^{j\delta_1} \\ \bar{V}_2 &= V_2 e^{j\delta_2}\end{aligned}$$

Du schéma de la figure Fig.2.2 on peut écrire les équations suivantes :

Pour le courant de branche.

Sachant que le courant \bar{I}_2 est donné par

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{\bar{Z}_2} \quad (2.23)$$

On écrit aussi :

$$\bar{I}_2 = \frac{|V_1| \angle \delta_1 - |V_2| \angle \delta_2}{\bar{Z}_2}$$

Pour la puissance apparente à la fin de la branche.

$$\bar{S}^* = P_2 - j^* Q_2 \quad (2.24)$$

Ou en fonction de la tension du nœud récepteur et du courant de branche.

$$\bar{S}^* = \bar{V}_2^* * \bar{I}_2 \quad (2.25)$$

P_2 est la somme des puissances actives de tous les nœuds au-delà du nœud **2** plus la puissance active de la charge au nœud **2** lui-même .

Q_2 est la somme des puissances réactives de tous les nœuds au-delà du nœud **2** augmentée de celle de la charge en ce nœud.

En utilisant l'équation (2.23), (2.24) et (2.25) on peut écrire :

$$P_2 - jQ_2 = \bar{V}_2^* \left(\frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{r_2 + jx_2} \right) \quad (2.26)$$

Où : $\bar{Z}_2 = r_2 + jx_2$

En développant l'expression (2.26) on aura :

$$r_2 P_2 - jr_2 Q_2 + jx_2 P_2 + x_2 P_2 = V_1 V_2 (\cos(\delta_1 - \delta_2) + j \sin(\delta_1 - \delta_2)) - V_2^2$$

Qui, en séparant la partie réelle de la partie imaginaire, donne :

$$\begin{aligned}r_2 P_2 + x_2 Q_2 + V_2^2 &= V_1 V_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) \\ x_2 P_2 + r_2 Q_2 &= V_1 V_2 \sin(\delta_1 - \delta_2)\end{aligned} \quad (2.27)$$

L'élévation au carré de chacune des deux équations de (2.27) et leur sommation donne après réarrangement :

$$V_2^4 + 2V_2^2[(r_2P_2 + x_2Q_2) - \frac{V_1^2}{2}] + (r_2P_2 + x_2Q_2)^2 + (x_2P_2 - r_2Q_2)^2 = 0 \quad (2.28)$$

La solution de (2.28) conduit à :

$$V_2^2 = -A_2 + \sqrt{A_2^2 - Z_2^2(P_2^2 + Q_2^2)} = B_2 - A_2 \quad (2.29)$$

Où :

$$A_2 = P_2r_2 + Q_2x_2 - 0.5|V_1|^2 \quad (2.30)$$

$$B_2 = \sqrt{\{A_2^2 - Z_2^2(P_2^2 + Q_2^2)\}} \quad (2.31)$$

Nous obtenons enfin pour le module de \bar{V}_2 l'expression suivante:

$$|V_2| = \sqrt{(B_2 - A_2)} \quad (2.32)$$

A partir de l'équation (2.32) on constate que la tension V_2 n'admet de solution que si :

$$B_2 - A_2 \geq 0 \quad (2.33)$$

Qui élevée au carré donne :

$$(B_2 - A_2)^2 \geq 0 \quad (2.34)$$

En développant (2.34) on aura :

$$[B_2^2 + A_2^2] - 2B_2A_2 \geq 0$$

Dont la transformation conduit à :

$$[B_2^2 - A_2^2] \geq 2A_2[B_2 - A_2] \quad (2.35)$$

Le membre de gauche de l'équation (2.35) peut être écrit en fonction de l'impédance de la ligne et des puissance actives et réactives transitant par le nœud j comme il suit :

$$\begin{aligned} B_2^2 - A_2^2 &= \{A_2^2(P_2^2 + Q_2^2)\} - A_2^2 \\ B_2^2 - A_2^2 &= -Z_2^2(P_2^2 + Q_2^2) \end{aligned} \quad (2.36)$$

La substitution du premier membre de (2.35) par son expression (2.36) donne :

$$-Z_2^2(P_2^2 + Q_2^2) \geq 2A_2[B_2 - A_2]$$

Qu'on écrit encore:

$$Z_2^2(P_2^2 + Q_2^2) \leq -2A_2[B_2 - A_2] \tag{2.37}$$

Comme $Z_2^2(P_2^2 + Q_2^2)$ ne peut pas être négatif et $(B_2 - A_2)$ est supérieure à zéro, alors, pour que la tension puisse exister, est supérieur à zéro. Alors, pour que l'expression (2.37) soit vérifiée, on doit nécessairement avoir :

$$A_2 < 0 \tag{2.38}$$

Ou en remplaçant A_2 par son expression (2.30),

$$P_2 r_2 + Q_2 x_2 - 0.5|V_1|^2 < 0 \tag{2.39}$$

Qu'on peut écrire sous la forme :

$$0.5|V_1|^2 - P_2 r_2 - Q_2 x_2 > 0 \tag{2.40}$$

L'indice de stabilité du nœud « 2 » est alors défini comme étant égale à :

$$SI_2 = 0.5|V_1|^2 - P_2 r_2 - Q_2 x_2 \tag{2.41}$$

Pour un système à n jeux de barres, l'indice de stabilité de la tension pour un jeu de barre quelconque j est donné par :

$$SI_j = 0.5|V_{j-1}|^2 - P_j r_j - Q_j x_j$$

Pour un fonctionnement sûr et stable il faut que $SI_j > 0$ pour tous les jeux de barres. Le nœud pour lequel la valeur du SI_j est minimale est le nœud le plus proche de l'effondrement.

2.3.3.3 Indice de stabilité de tension(Li).

Cet indice développé par Jasmon et autres [23]. Partant d'un schéma identifié à celui de la figure.2.2 et que nous reproduisons ici, on peut tirer les équations suivantes :

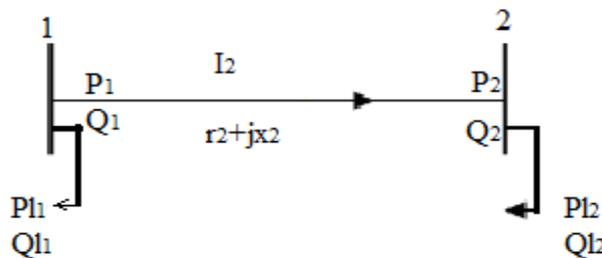


Fig.2.3 : Circuit équivalent d'une branche.

Pour le courant circulant dans la branche notée 2 :

$$|I_2|^2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \quad (2.42)$$

Qu'on peut écrire encore :

$$|I_2|^2 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{V_1^2} \quad (2.43)$$

Où P_1 et Q_1 sont les puissances active et réactive au début de la branche 2, et sont données par :

$$\begin{cases} P_1 = P_2 + P_{\text{loss}2} \\ Q_1 = Q_2 + Q_{\text{loss}2} \end{cases} \quad (2.44)$$

Les pertes de puissance active et réactive s'obtiennent par :

$$\begin{cases} P_{\text{loss}2} = \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) r_2 \\ Q_{\text{loss}2} = \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) x_2 \end{cases} \quad (2.45)$$

Le courant de branche aura ainsi l'expression suivante :

$$|I_2|^2 = \frac{\left[P_2 + \left(\frac{(P_2^2 + Q_2^2) * r_2}{V_2^2} \right) \right]^2 + \left[Q_2 + \left(\frac{(P_2^2 + Q_2^2) * x_2}{V_2^2} \right) \right]^2}{V_1^2} \quad (2.46)$$

En égalisant (2.46) à (2.42) et après développement et simplification on obtient :

$$V_2^4 + 2V_2^2(P_2 r_2 + Q_2 x_2) - V_1^2 V_2^2 + (P_2^2 + Q_2^2)(r_2^2 + x_2^2) = 0 \quad (2.47)$$

L'équation est quadratique en V_2^2 et elle aura des racines réelles si $(b^2 - 4ac) \geq 0$.

Le discriminant de l'équation (2.47) est alors égal à:

$$8P_2 Q_2 r_2 x_2 - 4V_1^2 (P_2 r_2 + Q_2 x_2) + V_1^4 - 4(P_2^2 x_2^2 + Q_2^2 r_2^2) \geq 0 \quad (2.48)$$

La simplification et le réarrangement de (2.48) donne :

$$\frac{4[V_1^2 (P_2 r_2 + Q_2 x_2) + (P_2 x_2 - Q_2 r_2)^2]}{V_1^4} \leq 1 \quad (2.49)$$

Le premier membre de l'inégalité (2.49) est alors employé comme indice de stabilité de la tension au nœud « 2 », et on le note alors :

$$Li_2 = \frac{4[V_1^2(P_2r_2 + Q_2x_2) + (P_2x_2 - Q_2r_2)^2]}{V_1^4} \quad (2.50)$$

L'indice de stabilité d'un jeu de barre j quelconque sera donné par :

$$Li_j = \frac{4[V_{j-1}^2(P_jr_j + Q_jx_j) + (P_jx_j - Q_jr_j)^2]}{V_{j-1}^4}$$

Les jeux de barres critiques seront identifiés par leurs indices de stabilité Li approchant 1. Ceci permettra alors d'entreprendre les actions appropriées pour maintenir la stabilité du système et donc éviter n'importe quelle incidence de l'effondrement de tension.

2.3.3.4 Indice Rapide de Stabilité de Tension FVSI (Fast Volage Stability Index) :

L'indice rapide de stabilité de tension proposé par I. Musirin et autres [34] est formulée pour une ligne de transport d'énergie électrique. Partant d'un schéma identifié à celui de la figure.2.3 et que nous reproduisons ici, on peut tirer les équations suivantes :

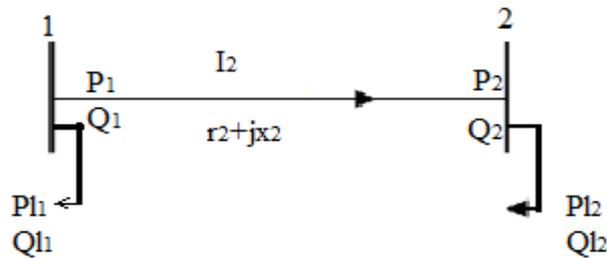


Fig.2.4 : Circuit équivalent d'une branche.

Du schéma de la figure Fig.2.4 on peut écrire les équations suivantes :

Pour le courant de branche.

Sachant que le courant \bar{I}_2 est donné par

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{\bar{Z}_2} \quad (2.51)$$

Où :

$$\bar{V}_1 = V_1 e^{j\delta_1}$$

$$\bar{V}_2 = V_2 e^{j\delta_2}$$

$$\bar{Z}_2 = r_2 + jx_2$$

On écrit aussi :

$$\bar{I}_2 = \frac{|V_1| \angle \delta_1 - |V_2| \angle \delta_2}{\bar{Z}_2} \quad (2.52)$$

Pour la puissance apparente à la fin de la branche.

$$\bar{S}^* = P_2 - j^* Q_2 \quad (2.53)$$

Ou en fonction de la tension du nœud récepteur et du courant de branche.

$$\bar{S}^* = \bar{V}_2^* * \bar{I}_2 \quad (2.54)$$

Si on considère $\delta_1 = 0$ (référence des phases) et on prend $\delta_2 = \delta$, on peut tirer les équations suivantes :

A partir des équations (2.52), (2.53) et (2.54) on peut écrit:

$$V_2^* (V_1 \angle 0 - V_2 \angle \delta) = (r_2 + jx_2)(P_2 - jQ_2) \quad (2.55)$$

Le développement de (2.55) conduit à :

$$V_1 V_2 (\cos \delta - j \sin \delta) - V_2^2 = r_2 P_2 - jr_2 Q_2 + jx_2 P_2 + x_2 Q_2 \quad (2.56)$$

En transposant le second membre au premier on a :

Qui s'écrit encore :

$$V_2^2 - (V_1 V_2 \cos \delta - r_2 P_2 - x_2 Q_2) + j(V_1 V_2 \sin \delta - r_2 Q_2 + x_2 P_2) = 0$$

Cette dernière expression est égale à zéro si les parties réelles et imaginaires sont égales à zéro c'est à dire :

$$V_2^2 - (V_1 V_2 \cos \delta - r_2 P_2 - x_2 Q_2) = 0 \quad (2.57)$$

et

$$V_1 V_2 \sin \delta - r_2 Q_2 + x_2 P_2 = 0 \quad (2.58)$$

En divisant l'équation (58) par x on obtient :

$$P_2 = -\frac{V_1 V_2 \sin \delta}{x_2} + \frac{r_2}{x_2} Q_2$$

Qui, une fois P_2 remplacé par sa précédente expression dans (2.57) donne :

$$V_2^2 - V_1 V_2 \cos \delta + x_2 Q_2 - r_2 \left(-\frac{V_1 V_2 \sin \delta}{x_2} + \frac{r_2}{x_2} Q_2 \right) = 0$$

Qu'on écrit encore :

$$V_2^2 - V_1 V_2 \left(\cos \delta + \frac{r_2}{x_2} \sin \delta \right) + \left(x_2 + \frac{r_2^2}{x_2} \right) Q_2 = 0 \quad (2.59)$$

Le discriminant de (2.63) est alors égale à :

$$\Delta = \left[\left(\frac{r_2}{x_2} \sin \delta + \cos \delta \right) * V_1 \right]^2 - 4 \left[x_2 + \frac{r_2^2}{x_2} \right] Q_2$$

V_2 n'admettra de racines réelles que si le discriminant est supérieur ou égal à 0.

C'est-à-dire :

$$\frac{4Z_2^2 Q_2 x_2}{V_1^2 (r_2 \sin \delta + x_2 \cos \delta)} \leq 1.0 \quad (2.60)$$

Si en plus, on considère que $\delta \approx 0$, l'expression précédente nous mène à la forme suivante:

$$FVSI = \frac{4Z_2^2 Q_2}{V_1^2 x_2} \leq 1.0$$

Appelée aussi indice rapide de stabilité de la tension, ou en anglais « Fast Voltage Stability Index ».

Où Z_2 est le module de l'impédance de la branche2.

V_1 : est la tension à son nœud source.

Q_2 : la puissance réactive à son extrémité réceptrice.

Quand FVSI est proche de 1.0 le système est à la limite de stabilité, et le jeu de barre pour lequel est calculé cet indice est dit le plus sensible du système.

2.3.4 Indices basés sur la réduction des pertes de puissance.

2.3.4.1 Introduction.

Trois méthodes basées sur la sensibilité de la réduction des pertes de puissance active sont proposées dans la littérature [11], [35] et [36]. Reddy et Sydulu [11] proposent un indice qu'ils utilisent pour déterminer la taille de la batterie de condensateur à placer à chaque nœud pris seule et voir ainsi son effet sur la réduction des pertes de puissance active de la ligne . Mekhamer [36] et Hamouda [35] quant à eux calculent la taille optimale de la batterie maximisant la réduction des pertes de puissance à placer en chaque nœud pris seul et voir son effet sur la réduction des pertes de puissance de l'ensemble du réseau. La troisième méthode est de Mekhamer [36] et Hamouda [35]. Dans cette méthode,

ils déterminent quel est l'effet du courant réactif de chacune des charges sur la réduction des pertes de puissance de la ligne.

2.3.4.2 Réductions des pertes de puissance.

La réduction des pertes de puissance dans une ligne de distribution suite à une injection d'un courant réactif I_{ck} en un nœud « k » donné est par définition égale à :

$$\Delta P_k = P_{avk} - P_{apk} \tag{2.61}$$

P_{avk} sont dans ce cas les pertes de puissance active de la ligne avant l'injection du courant I_{ck} . Elles sont données par :

$$P_{av} = \sum_{j=1}^n r_j I_j^2 \tag{2.62}$$

Où : r_j est la résistance de la branche « j ».

I_j est le courant dans la $j^{\text{ème}}$ branche.

Puisque le courant de branche est constitué de deux composantes, une composante active et une composante réactive, les pertes de puissance peuvent être écrites de la manière suivante :

$$P_{avk} = \sum_{j=1}^n r_j I_{aj}^2 + \sum_{j=1}^n r_j I_{rj}^2 \tag{2.63}$$

Tel que :

I_{aj} : la composante active du courant de la branche « j » .

I_{rj} : la composante réactive du courant de la branche « j ».

P_{apk} sont les pertes de puissance active de la ligne après avoir injecté un courant réactif I_{crk} au nœud « k » pris seul. Ces pertes sont données par :

$$P_{apk} = \sum_{j=1}^n r_j I_{aj}^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j (I_{rj} - I_{crk})^2 + \sum_{j=k+1}^n r_j I_{rj}^2 \tag{2.64}$$

En faisant la différence entre (2.63) et (2.64) nous obtenons pour la réduction des pertes de puissance l'expression suivante :

$$\Delta P_k = 2I_{crk} \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j I_{rj} - I_{crk}^2 \sum_{j=1}^k r_j \tag{2.65}$$

Où :

S(k) est l'ensemble des nœuds compris entre le nœud k point d'injection du courant réactif I_{crk} et le nœud source de la ligne.

2.3.4.3 Pondération de la puissance réactive de charge.

Sydulu et autres [11] présentent une méthode basé sur un indice de perte de puissance pour le problème de placement de condensateur dans les systèmes de distribution. Ils donnent alors, sans le montrer, un facteur de pondération pour calculer la puissance de la batterie à placer à chaque nœud pris seul et voir l'effet de cette dernière sur les pertes du système.

Pour une branche comprise entre les jeux de barres « i » et « j » (voir Fig.2.5), le facteur de pondération est donné par :

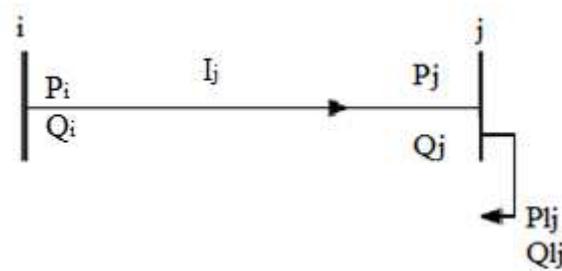


Fig.2.5 : Schéma équivalent d'une branche.

$$I_{X_j} = \frac{1}{V_j^2} + \frac{I_{r_j}}{I_{a_j}} + \frac{TQ_{loadj}}{totalQ} \tag{2.66}$$

I_{X_j} est le facteur de pondération.

V_j est la tension au jeu de barre « j ».

I_{r_j} est la composante réactive du courant dans la j^{ieme} branche entre les jeux de barres de i et j

I_{a_j} est la composante active du courant dans la j^{ieme} branche entre les jeux de barres i et j.

TQ_{loadj} : Charge réactive totale au-delà du j^{ieme} jeu de barre .

totalQ : charge réactive totale du système de distribution donné.

La puissance de la batterie de condensateur à placer au jeu de barre « j » est alors déterminée par la formule suivante :

$$Q_{cj} = Ix_j * Q_{loadj} \quad (2.67)$$

Où :

Q_{loadj} est la puissance réactive de la charge au jeu de barre « j ».

Pour chaque nœud pris seul, une fois la puissance de la batterie à y placer calculée, l'écoulement de charge est exécuté pour déterminer les pertes de puissance active de la ligne suite au placement de cette batterie. Le nœud dont la batterie a le plus d'effet sur le total des pertes de la ligne est dit le plus sensible.

2.3.4.4 Sensibilité à une seule batterie optimale.

La réduction du coût étant une fonction du courant généré par la batterie I_{crk} dont elle est la conséquence, c'est la valeur optimale de ce dernier qu'on déterminera en premier pour ensuite, en déduire la puissance de la batterie. Ce courant qui est tel que la fonction réduction du coût soit maximale, est obtenu en calculant la dérivée de cette dernière par rapport à I_{crk} et qu'on égalisera à zéro.

La fonction réduction du coût pour une seule batterie installée au nœud « k » est définie par [35] et [36] :

$$\Delta S_k = K_p \Delta P_k - K_{ck} Q_{ck} \quad (2.68)$$

Où :

K_p : le prix de revient du kW produit (\$/kW).

K_{ck} : le prix annuelle du kVAr installé. Il est déterminé pour une durée de vie égale à dix années.

Q_{ck} : la taille de la batterie installée au nœud « k ».

En substituant à la réduction des pertes de puissance son expression donnée par (2.65) et en exprimant la puissance de la batterie en fonction du courant qu'elle génère et de la tension à ses bornes, nous obtenons pour la fonction réduction du coût l'expression suivante :

$$\Delta S_k = 2K_p I_{crk} \sum_{j=1}^k r_j I_{rj} - K_p I_{crk}^2 \sum_{j=1}^k r_j - K_{ck} V_{ck} I_{crk} \quad (2.69)$$

L'expression du courant généré par la batterie est donnée par :

$$I_{crk} = \frac{2K_p \sum_{j=1}^k r_j I_{rj} - (K_{ck} V_{ck})}{2K_p \sum_{j=1}^k r_j} \quad (2.70)$$

La puissance de la batterie est alors obtenue par :

$$Q_{ck} = V_{ck} I_{crk} \quad (2.71)$$

La réduction des pertes de puissance correspondante au maximum de réduction du coût est dans ce cas :

$$\Delta P_{\Delta S_{k \max}} = \frac{4K_p^2 \left(\sum_{j=1}^k r_j I_{rj} \right)^2 - (K_{ck} V_{ck})^2}{4K_p^2 \sum_{j=1}^k r_j} \quad (2.72)$$

Le nœud le plus sensible est défini comme étant celui dont la batterie optimale à y placer produit la plus grande réduction des pertes de puissance de la ligne « $\Delta P_{\Delta S_{k \max}}$ ». Les sensibilités sont classés dans un ordre décroissant, en fonction des réductions des pertes de puissance qu'ils produisent. Le nœud de plus petit rang est dit le plus sensible.

2.3.4.5 Sensibilité au courant réactif de charge.

La deuxième méthode est proposée par Mekhamer[36] et Hamouda [35], ils déterminent quel est l'effet du courant réactif de chaque charge (I_{rLk}) sur la réduction des pertes de puissance de la ligne. La sensibilité d'un nœud « k », est déterminée en calculant les pertes de puissance active de la ligne originale et celle de la ligne sans la charge réactive au nœud. Si les pertes de puissance au nœud de la ligne originale sont donnée par la formule (2.63), celle de la ligne en supposant que la charge réactive au nœud « k » est nulle, sont données par :

$$P_{apk} = \sum_{j=1}^n r_j I_{aj}^2 + \sum_{j=1}^k r_j (I_{rj} - I_{rLk})^2 + \sum_{j=k+1}^n r_j I_{rj}^2 \quad (2.73)$$

La réduction des pertes de puissance est alors donnée par :

$$\Delta P_k = 2I_{Lrk} \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j I_{rj} - I_{rLk}^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j \tag{2.74}$$

I_{rLk} : la composante réactive du courant de charge au nœud « k ».

Le nœud le plus sensible est défini comme étant celui dont la charge réactive produit la plus grande réduction des pertes de puissance dans la ligne « ΔP_k ». Les sensibilités sont classés dans un ordre décroissant, en fonction des réductions des pertes de puissance qu'ils produisent. Le nœud de plus petit rang est dit le plus sensible. Le second plus sensible nœud est celui dont le rang est le suivant et ainsi de suite jusqu'au dernier nœud.

2.4 Etude de cas.

Ces méthodes ont été appliquée sur deux exemples de réseaux de distribution radiaux. Le premier est un réseau en échelle ayant 10 jeux de barres (voir Fig.2.6) et le seconde est constitué d'une branche principale et de plusieurs ramifications. Le nombre total de jeux de barres de cette ligne (voir Fig.1.3) est de 33. Les calculs sont faits en unités relatives. Les données des deux lignes sont consignées respectivement dans le tableau A.4 à l'annexe2, et A.2 à l'annexe1. Chacune des méthodes développées dans ce chapitre a été programmée sous environnement Matlab. Les résultats obtenus sont montrés par les figures Fig2.7 à Fig2.13 qui suivant :

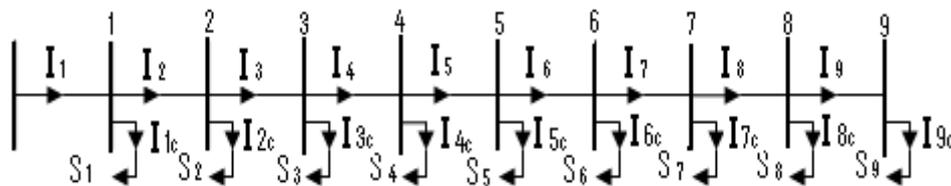


Fig.2.6 : Schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres.

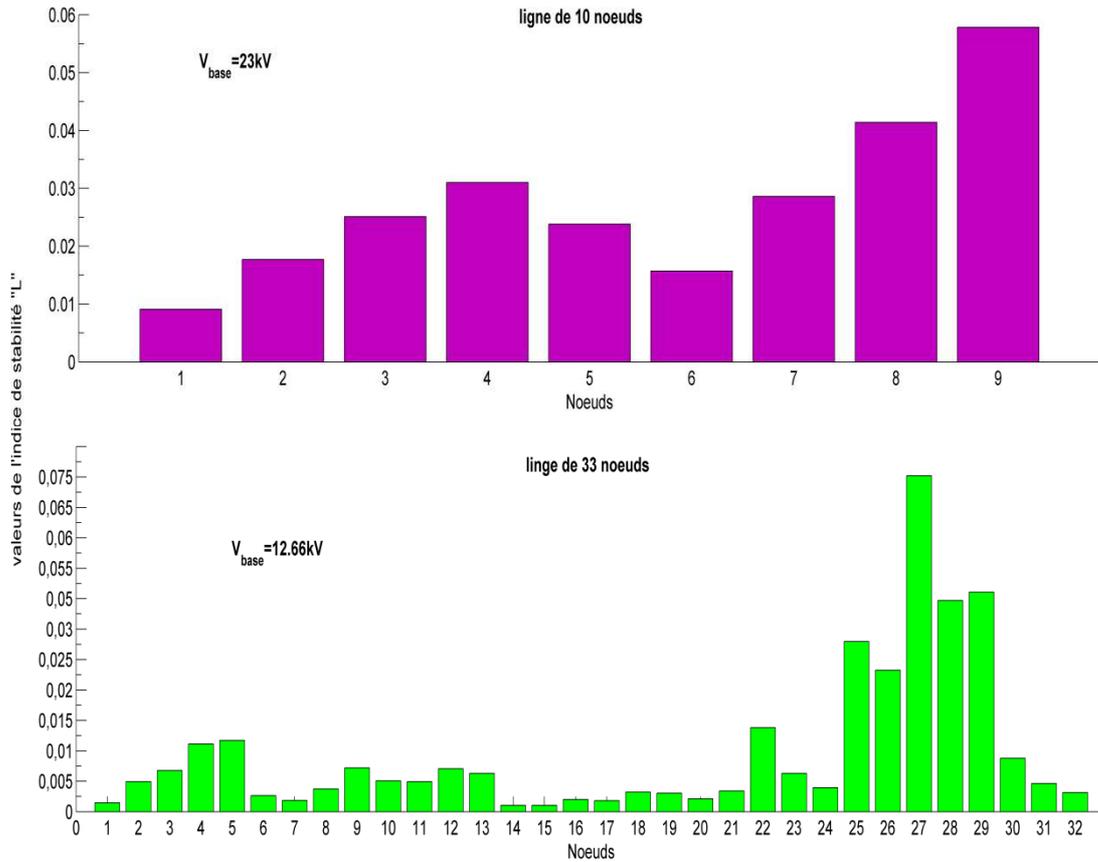


Fig.2.7 : Valeurs de l'indice de stabilité "L" : lignes de 10, 33 noeuds.

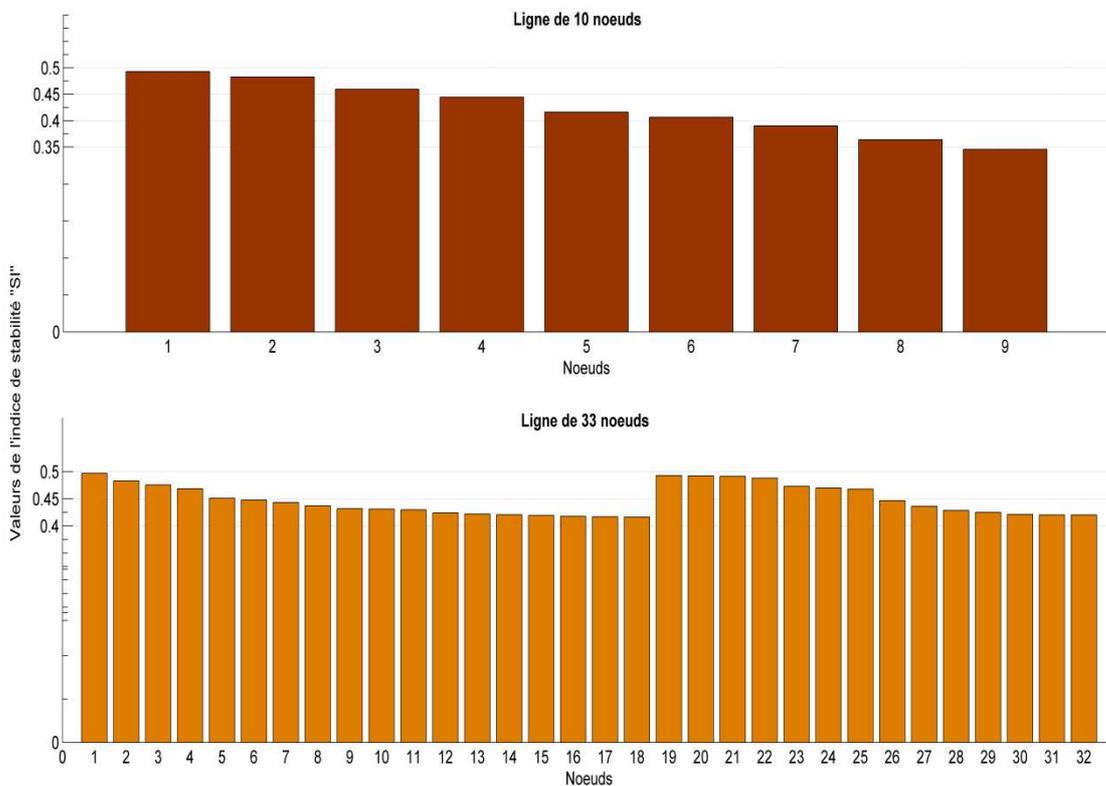


Fig.2.8 : Valeurs de l'indice de stabilité "SI" : ligne de 10,33 noeuds.

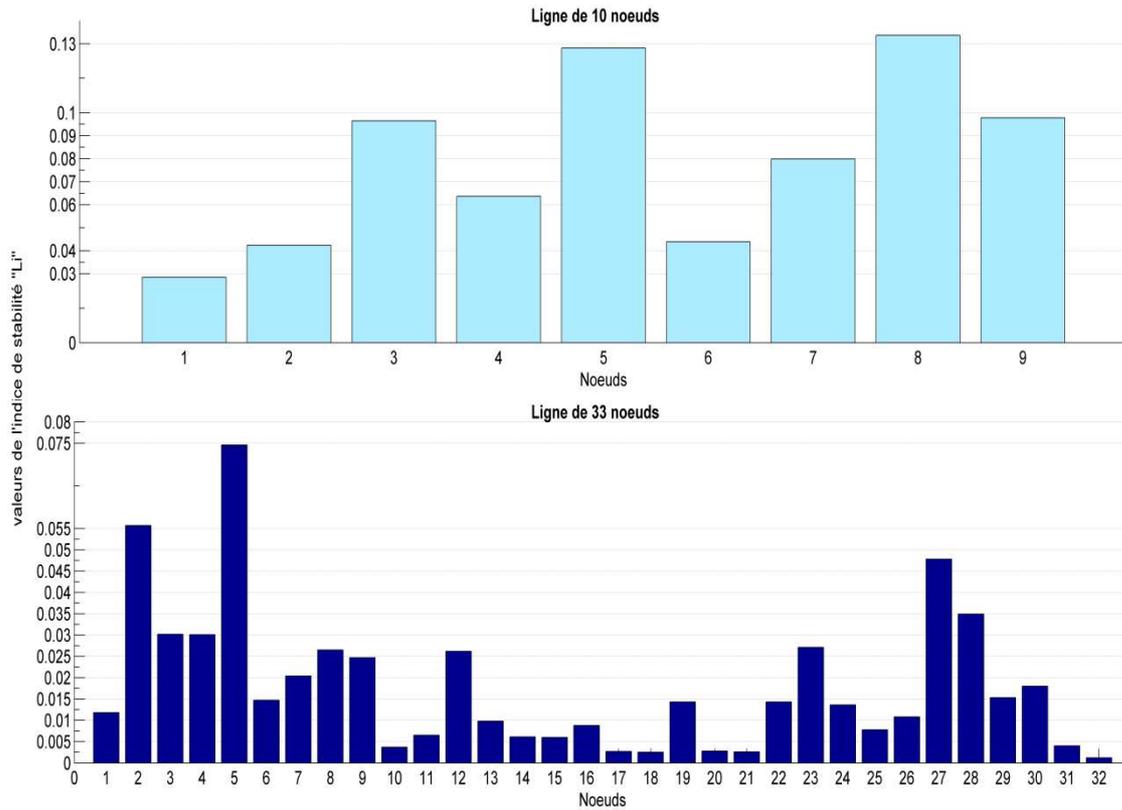


Fig.2.9 : Valeurs de l'indice de stabilité "Li" : ligne 10,33 noeuds.

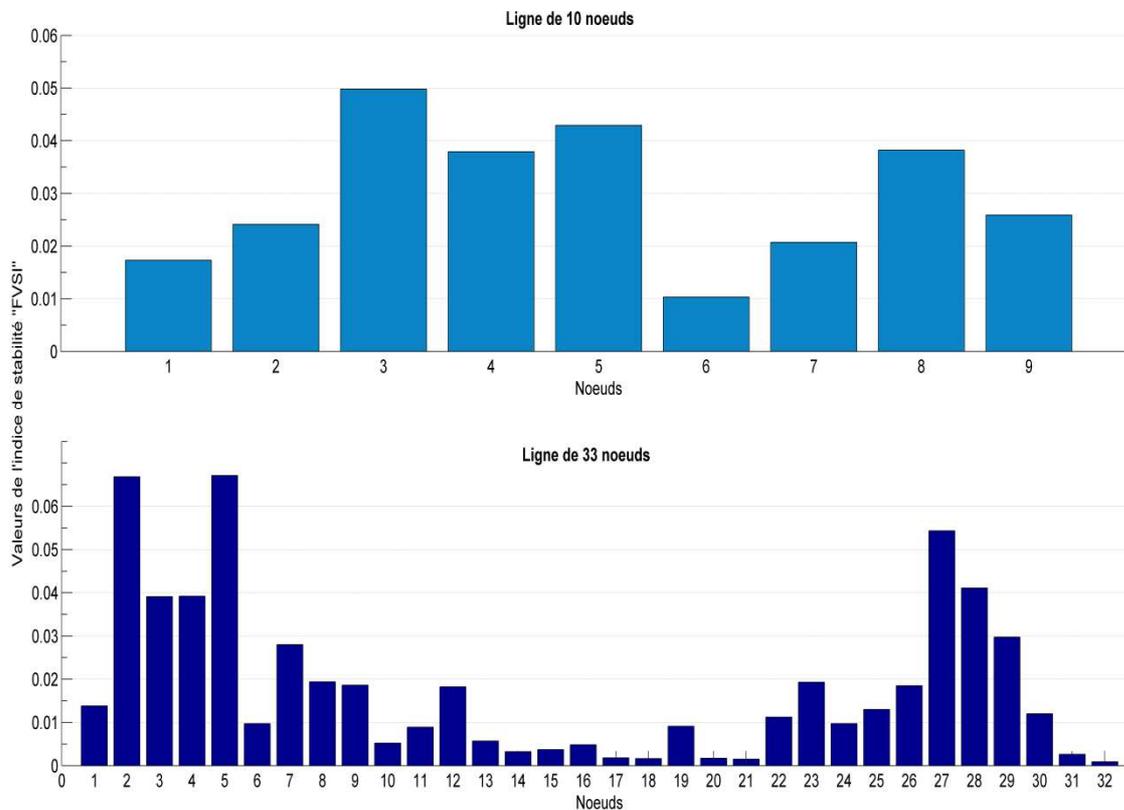


Fig.2.10 : Valeurs de l'indice de stabilité "FVSI" : ligne 10,33 noeuds.

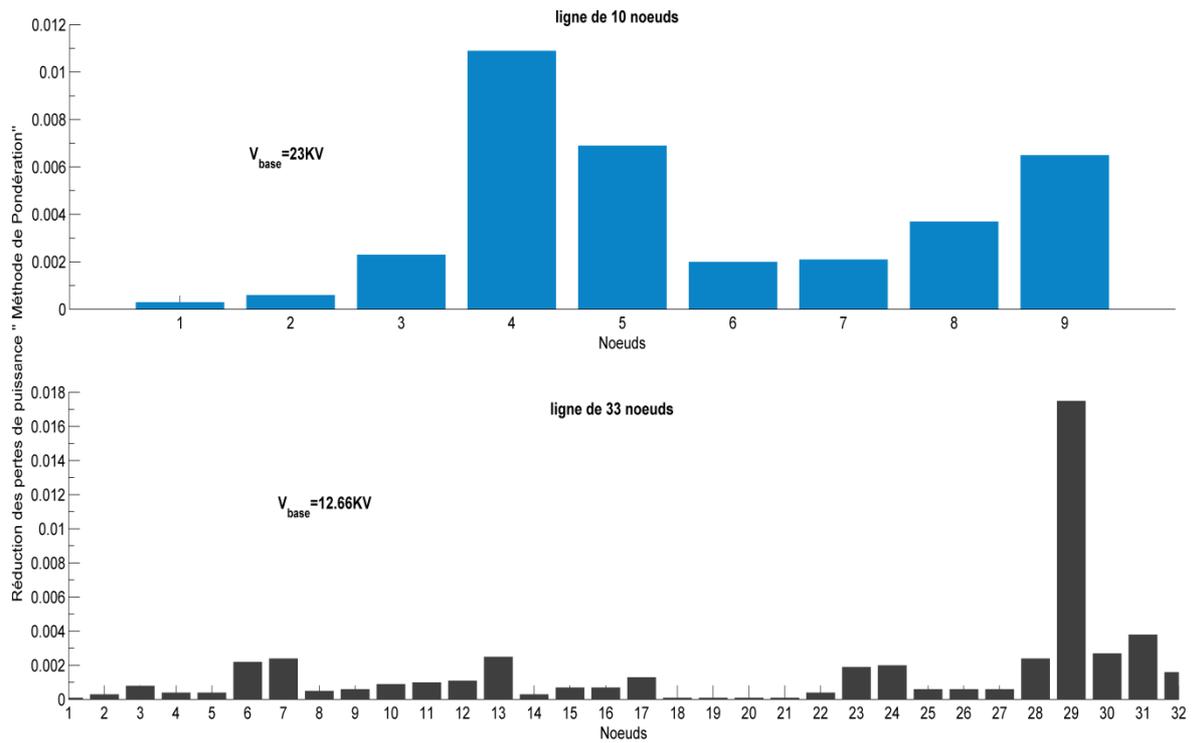


Fig.2.11 : Réductions des pertes de puissance par la méthode de pondération : ligne de 10,33 noeuds.

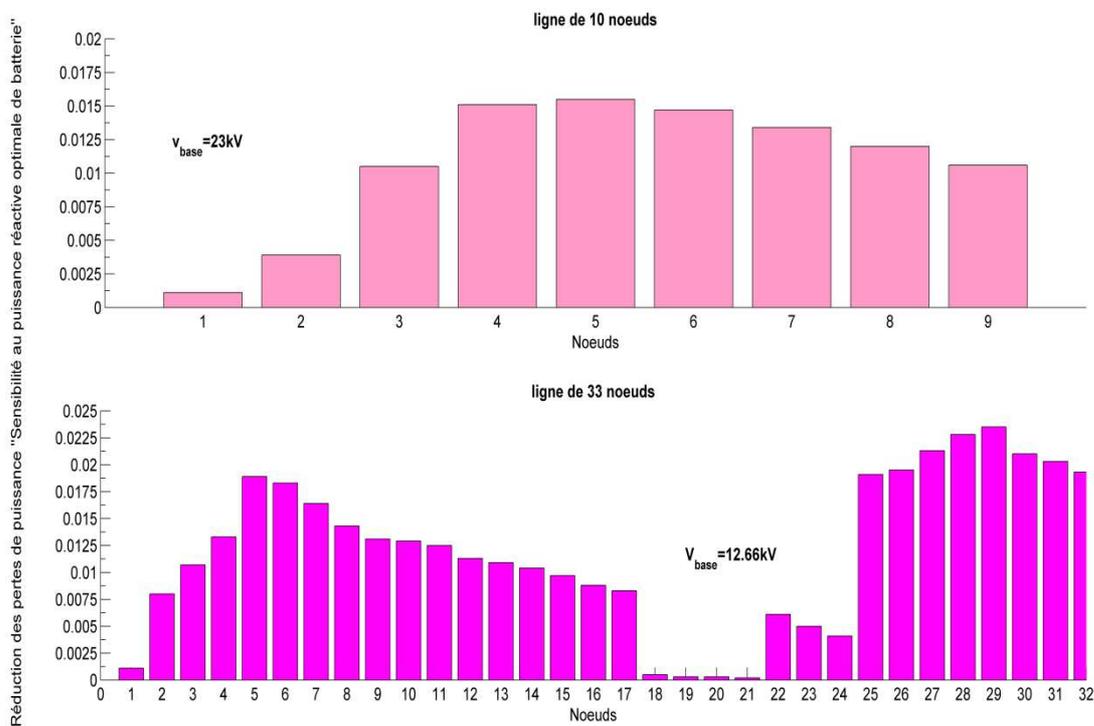


Fig.2.12 : Réductions des pertes de puissance par la sensibilité à une seule batterie optimale : ligne 10,33 noeuds.

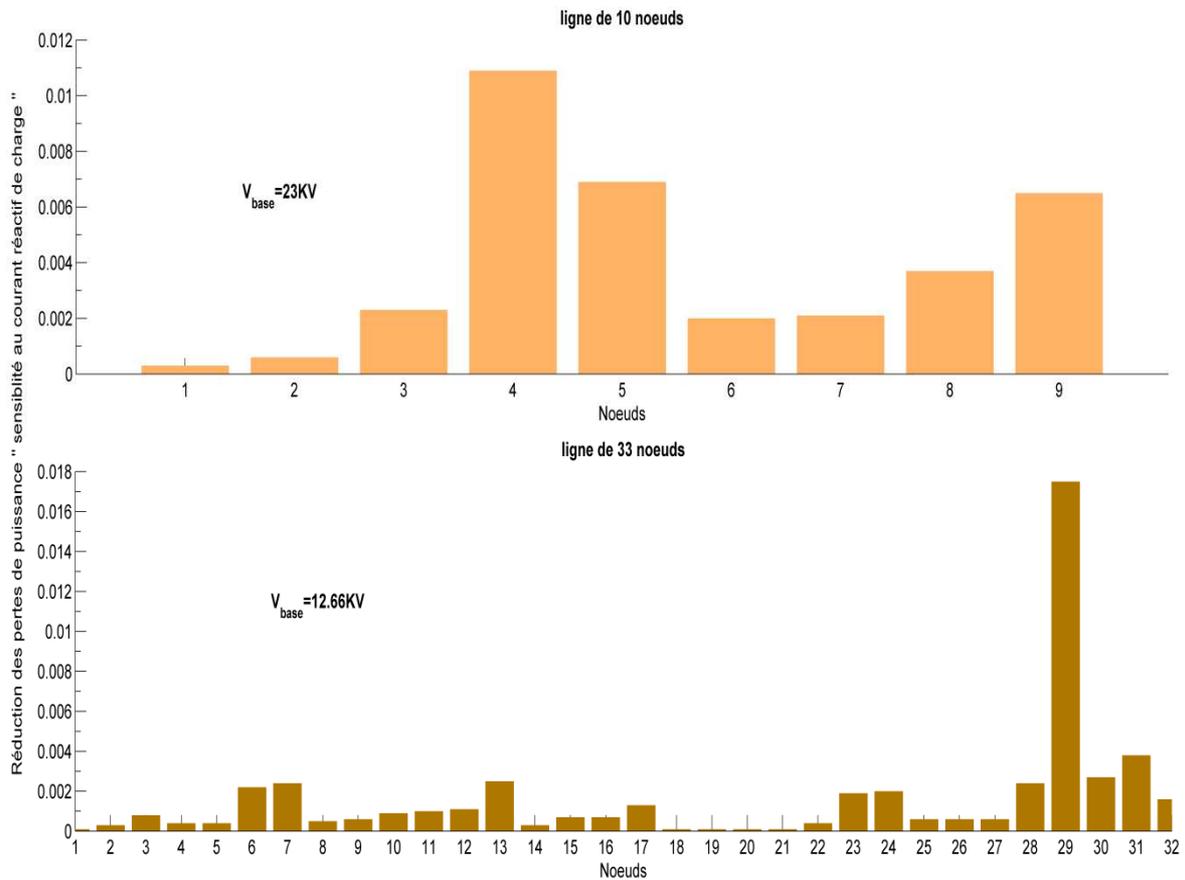


Fig.2.13 : Réductions des pertes de puissance par la sensibilité au courant réactif de charge : ligne 10,33 nœuds.

2.5 Discussion des résultats.

Pour apprécier chacun des indices calculés, nous avons procédé au classement des nœuds, selon la définition de chaque indice, de plus sensible au moins sensible et ce dans le cas de la ligne de 10 jeux de barres (voir le tableau2.1) et de la ligne de 33 jeux de barres (voir le tableau2.2).

Ces tableaux montrent une différence de classification selon l'indice employé.

Tableau.2.1 : classification des jeux de barres selon les modèles étudiés ; ligne de 10 nœuds .

Le modèle	Classification des jeux de barres critique								
Indice(L)	9	8	4	7	3	5	2	6	1
Indice (SI)	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Indice(Li)	8	5	9	3	7	4	6	2	1
Indice (FVSI)	3	5	8	4	9	2	7	1	6
Pondération	4	5	9	3	8	6	2	7	1
Sensibilité (I_{crk})	5	4	6	7	8	9	3	2	1
Sensibilité (I_{rLk})	4	5	9	8	3	7	6	2	1

Tableau.2.2 : classification des jeux de barres selon les modèles étudiés ; ligne de 33 nœuds.

Le modèle	Classification des jeux de barres critiques																															
Indice (L)	27	29	28	25	26	22	5	4	30	9	12	3	13	23	10	2	11	31	24	8	21	18	32	19	6	20	16	7	17	1	15	14
Indice (SI)	18	17	16	15	32	31	14	30	13	12	29	28	11	10	9	27	8	7	26	6	5	25	4	24	23	3	2	22	21	20	19	1
Indice (Li)	5	2	27	28	3	4	23	8	12	9	7	30	29	6	19	22	24	1	26	13	16	25	11	14	15	31	10	20	17	21	18	32
Indice(FVSI)	5	2	27	28	4	3	29	7	8	23	9	26	12	1	25	30	22	6	24	19	11	13	10	16	15	14	31	17	20	18	21	32
Pondération	29	31	28	30	7	13	6	32	23	24	17	3	12	11	27	26	10	25	16	5	15	4	9	8	2	22	14	1	21	20	19	18
Sensibilité (I_{crk})	29	28	27	30	31	26	32	25	5	6	7	8	4	9	10	11	12	13	3	14	15	16	17	2	22	23	24	1	18	19	20	21
Sensibilité (I_{rlk})	29	31	30	13	28	7	6	24	23	32	17	12	11	10	3	16	15	26	27	9	25	8	5	4	22	14	2	21	20	19	1	18

2.6 Conclusion :

Dans ce chapitre, une revue de la littérature sur l'évaluation de la stabilité de la tension dans les réseaux électriques a été donnée. Certains de ces indices ont été largement développés dans le but d'être comparés entre eux quant à leur

utilisation dans l'optimisation de l'énergie réactive qui fera l'objet de notre prochain chapitre. Chacune des méthodes choisies a été programmée et incluse dans le programme de l'écoulement de charge que nous avons réalisé sur environnement Matlab. Pour chaque ligne étudiée, les indices de ces différents nœuds ont été calculés et ces derniers ont été classés du plus sensible au moins sensible. Les indices calculés peuvent nous prévenir quant à un éventuel problème d'instabilité de la tension. Ils sont surtout calculés pour localiser les nœuds vulnérables et donc nécessitant une injection de puissance réactive pour prévenir tout effondrement de la tension en améliorant son profil.

Les indices que nous avons développé ont une structure simple et peuvent être facilement calculés à partir des paramètres de la ligne et de la solution de l'écoulement de charge.

Bibliographie.

- [1]- Garng M. Huang, Liang Zhao “measurement based voltage stability monitoring of power system”, College Station, TX 77843-3128.
- [2]- A.C. Zambroni de Souza “tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies”, *Electrical Power Systems. Research.* 47(1),pp. 65-70. 1998.
- [3]- A.R. Phadke, S.K. Bansal, K.R. Niazi, ”A Comparison of Voltage Stability Indices for placing shunt FACTS controllers” First International conference on Emerging Trends In Engineering and Technology, 2008.
- [4]- Santiago P. Torres, Carlos A. Castro, ”Power system Loading margin Estimation using a Neuro-Fuzzy Approach”, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.22, No.4, Nov 2007.
- [5]- Gubina, F. and Strmcnick, B. “Voltage Collapse Proximity Index Determination Using Voltage Phasors Approach”, *IEEE Trans. On Power Systems* Vol. 10, No. 5, pp.788-794, May 1995.
- [6] -T. Nagao, K. Tanaka and K. Takenaka. "Development of static and simulation programs for voltage stability studies of bulk power system," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, pp: 273-281, Jan. 1997.
- [7]- L. H. Suzuki, M. Egawa, et al. "Calculation of critical loading condition with nose curve using homotopy continuation method," *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 6, pp: 584-593, May. 1991.
- [8]- M. Chakravorty and D. Das. “Voltage stability analysis of radial distribution network” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol, 2, no.3, pp.31-35, 1989.
- [9]- Claudio et autres “comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse”. *IEEE. Trans. Power syst.* 11(3) 1441-1447. 1996.
- [10]- A.C. Zambroni de Souza, C.A. Canizares, V.H. Quintana, “Critical bus and point of collapse determination using tangent vectors”, 28th North American Power Symp., Cambridge, MA, pp. 329–333. November 10–12, 1996.
- [11]- V.V.K. Reddy, M. Sydulu “Index and GA based Optimal Location and Sizing of Distribution System Capacitors”, . *IEEE. Trans. Power syst.* 2009.
- [12]- L. D. Arya , S.C. Choube , D.P. Khothari. “Reactive Power Optimization Using Static Voltage Stability Index”. *Electric Power Components and Systems*, pp. 615-628, 2001.

- [13] -B. Lee and V. Ajjarapu. "Invariant subspace parametric sensitivity (ISPS) of structure-preserving power system models," *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 11, pp: 845-850, Feb. 1996.
- [14]- Dheeraj Kumar Khatod, Vinay Pant, and Jaydev Sharma, "A Novel Approach for Sensitivity Calculations in the Radial Distribution System", *IEEE Transactions On Power Delivery*, Vol. 21, No. 4,. pp.2048-2057, October 2006.
- [15]- K. Prakash, and M. Sydulu "A Novel Approach for Optimal Location and Sizing of Capacitors on Radial Distribution Systems Using Loss Sensitivity Factors and α - Coefficients", 2006 IEEE, PSCE 2006.
- [16]- M. Charkravorty and D. Das, "Voltage Stability Analysis of Radial Distribution Networks," *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 23, PP. 129-135, 2001.
- [17] - Mohamed M. Hamada, Mohamed A. A. Wahab, Nasser G. A. Hemdan "Artificial Neural Network Modeling Technique For Voltage Stability Assessment Of Radial Distribution Systems", *Electrical Power Systems* , Al-Mina University, Egypt
- [18] -F. M. El-Kady and A.Y. Abd El-Aziz, "Voltage Stability Assessment of Electrical Power System Using Artificial Neural Networks," *Journal of Engineering and Applied Science*, Faculty of Engineering, Cairo University, Vol. 48, No. 4, PP. 727-743, August 2001.
- [19] - Lof PA, Smed T, Anderson G, Hill DJ. "Fast calculation of a voltage stability index". *IEEE Trans Power Syst* ;7(1):pp.54–60. 1992.
- [20] - Gao B, Morison GK, Kundur P. "Voltage stability evaluation using modal analysis". *IEEE Trans Power Syst* ;7(4) , pp.1524–1535. 1992.
- [21] -Feng Zhihong, Liu Qu, Ni Yixin, et al. "Analysis steady-state voltage stability in multi-machine power systems by singular value decomposition method," *Proceedings of the CSEE*, vol. 12, pp: 10-18, Mar. 1992.
- [22]- Jasmon et al "stability of load flow techniques for distribution system voltage stability analysis" *IEE proceedings C*, Vol. 138, N°6, pp. 479-484. Nov 1991.

- [23]- T.K. Abdul Rahman, G.B. Jasmon, "a new technique for voltage stability analysis in a power system and improved load flow algorithm for distribution network" *Transa IEEE*, pp.714-719.1995.
- [24]- Sterling, M. J. H, et al" voltage collapse proximity indicator behaviour and implications", *IEE Proceedings C*, Vol. 139, No. 3, pp. 241-252. May 1992.
- [25] -Smon I, Verbic G, Gubina F. Local voltage-stability index using Tellegen's theorem[J]. *IEEE Trans on Power Systems*, 21(3): 1276-1275. 2006.
- [26]- Haque M H. "Use of V-I characteristic as a tool to assess the static voltage stability limit of a power system". *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 151(1): 1-7. 2004.
- [27]- Milosevic B, Begovic M. "Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements". *IEEE Trans on Power Systems*, 18(1): pp.121-127. 2003.
- [28] -Wiszniewski A. "New criteria of voltage stability margin for the purpose of loading shedding". *IEEE Trans on Power Delivery*, 22(3): pp.1367-1371. 2007.
- [29]- Deng .Guiping, SUN. Yuanzhang , XU. Jia "A New Index of Voltage Stability Considering Distribution Network ", *IEEE* 2009.
- [30]- Vu K, Begovic MM, Novosel D, Saha MM. Use of local measurements to estimate voltage stability margin. *IEEE Trans Power Syst* , 14(3). pp.1029–1034. 1999.
- [31]- M. V. Suganyadevia , C .K . Babulalb, " Estimating of Loadability Margin of a Power System by comparing Voltage Stability Indices", international conference on "control, automation, communication and energy conservation, June, 2009.
- [32]- A. Parizad, A. Khazali, M. Kalantar. "Optimal Placement of Distributed Generation with Sensitivity Factors Considering Voltage Stability and Losses Indices". *Proceedings of ICEE*, May 2010.
- [33]- Ranjan et Venkatesh" voltage stability analysis of radial distribution networks" *electric power component and systems*, vol.31, pp.501-511. 2003.
- [34]- I. Musirin, T.K.A. Rahman "Novel Fast Voltage Stability Analysis In Power Transmission System"2002 student conference on Research and development proceeding, Shah Alam, Malasia, July 2002.

- [35]- Abdellatif. Hamouda, Nadia. Lakehal, Khaled, Zehar, "Heuristic method for reactive energy management in distribution feeders", *Energy Conversion and Management*, vol. 51, pp. 518-523. 2010.
- [36]- S.F. Mekhamer, M.E. El-Hawary, S.A. Soliman, M.A. Moustafa, and M.M. Mansor "New Heuristic Strategies For Reactive Power Compensation Of Radial Distribution Feeders", *IEEE Tans. On power Delivery*, vol.17, n°4, pp.1128-1135. Oct.2002.
- [37]- R. Seydel. "From Equilibrium to Chaos-Practical Bifurcation and Stability Analysis. Elsever", Amsterdam,1988.
- [38]- I. Dobson. "Observations on the geometry of saddle node bifurcation and voltage collapse in electrical power systems, " *IEEE Trans. on CASI*, vol. 39, pp. 240-243, Mar. 1992.
- [39] -Y. Mansour. "Industry practice in voltage stability analysis of power systems. In Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III–Voltage Stability and Security," Switzerland: ECC, Inc., 1994.
- [40] -Liu Zhuo. "The impedance analyses of heavy load node in voltage stability studies," *Proceedings of the CSEE*, vol. 20, pp: 35-39, Apr. 2000.
- [38] -M. Ismail and T. K. A. Rahman. "On-line voltage stability based contingency ranking using fast voltage stability index (FVSI)," in *Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution and Exhibition Conference*: pp: 1118-1123. 2002.
- [41]- Liu Baozhu, Li Bolong "A Novel Static Voltage Stability Index based on Equilibrium Solution Region of Branch Power Flow" , *DRPT*, pp.809-814; Nanjing China. 6-9 April. 2008.
- [42]- M.Moghavvemi, F.M.Omar "Technique for Contingency Monitoring and Voltage Collapse Prediction" *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 145, N6, pp. 634-640 November 1998.
- [43]- A.Mohamed, G.B.Jasmon, S.Yusoff "A Static Voltage Collapse Indicator using Line Stability Factors" *Journal of Industrial Technology*, Vol.7, N1, pp. 73-85, 1989.
- [44]- P. Kessel, H. Glavitsch "Estimating the Voltage Stability of a Power System" *IEEE, Transactions on Power Delivery*, Vol.PWRD-1, N3, July 1986.

[45]- Overbye TJ, De Marco CL. “Improved techniques for power system voltage stability assessment using energy methods” . IEEE Trans Power Syst, 6(4):1446–52. 1991.

[46]- C. A. Canizares, F. L. Alvarado, “Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems”, IEEE Trans, Power Syst. 8(1) (1993) 1-8.

[47]- Canizares CA. “On bifurcations, voltage collapse and load modelling”. IEEE Trans Power Syst, 10(1), pp.512–8. 1995.

Chapitre 3

*Optimisation de la Compensation
de l'Energie Réactive; Méthode Heuristique*

3.1 Introduction.

L'objectif fondamental des organismes distributeurs d'électricité est de fournir aux clients de l'énergie électrique avec une parfaite continuité, dans ce but, il est nécessaire de réaliser des modifications dans les réseaux ou dans les installations des clients, soit en modifiant leurs caractéristiques, soit en ajoutant des systèmes d'amélioration pour permettre le fonctionnement correct de tous les systèmes connectés. Le moyen le plus couramment utilisé pour réduire les perturbations de la tension et régler l'amplitude de cette dernière dans des réseaux qui sont de nature très inductive, est la compensation shunt. Ainsi, le but est de compenser les chutes de tension provoquées dans la ligne par le flux de puissance réactive, c'est-à-dire en réduisant ce flux par une production locale de l'énergie réactive demandée par les charges.

La circulation d'un fort courant de branche dans les réseaux de distribution induit des chutes de tensions et des pertes de puissance non négligeables qu'ils nécessaire de réduire au moyen de batteries de condensateurs de puissances appropriées. Ainsi le problème du placement de ces batteries devient un problème d'optimisation qui vise la détermination de leurs emplacements et puissances appropriées. Cette approche de la compensation de l'énergie réactive se justifie par le fait que dans les méthodes de planification modernes, en plus de l'aspect électrique du problème c'est-à-dire, la réduction des pertes de puissance, l'amélioration du profil de la tension et l'augmentation des capacités du réseau, le volet économique est pris en compte pour réduire le coût de l'énergie produite.

Les techniques de solution du problème de placement des batteries de condensateurs peuvent être classifiées en quatre catégories [1] : Les solutions analytiques, la programmation numérique, les méthodes heuristique, et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle (AI based). Les méthodes AI-based sont maintenant les méthodes les plus attrayantes. Elles incluent les algorithmes génétiques (GAs), les systèmes experts, les réseaux neuronaux artificiels, et la logique floue. Un aperçu de toutes les catégories du problème de placement des batteries de condensateurs et particulièrement les méthodes AI-based, ont été présenté dans [1]. Des exemples d'utilisation de la théorie des ensembles floue [2] et quelques autres techniques heuristiques récentes.

Afin de se fixer sur l'indice de stabilité le plus approprié pour déterminer les nœuds candidats pour recevoir les batteries de condensateurs, nous nous pencherons dans le présent chapitre sur le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution. Chacun des indices développés dans le chapitre deux sera programmé et inclus dans le programme d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive que nous mettrons au point. Les résultats qu'on obtiendra pour les divers indices seront comparés entre eux et ceux du meilleur d'entre eux seront comparés à ceux d'autres auteurs. Cependant, avant de passer à la modélisation du problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution nous passerons d'abord en revue les différents travaux réalisés sur le sujet cité.

3.2 Etat de l'art.

Le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution a fait l'objet d'une grande attention de la part des chercheurs et continu d'être l'une de leurs préoccupations. En effet, un nombre considérable de travaux ont été réalisés sur le sujet. Les premières méthodes proposées sont des méthodes analytiques et parmi les auteurs de ces méthodes on cite, Grainger[3], [4]. Une révolution dans cette catégorie de technique a été apportée par ce dernier et des coauteurs [3] qui les premiers ont proposé une solution analytique où les hypothèses simplificatrices habituellement considérées, ont été écartées en introduisant le concept de la ligne uniforme normalisée. Ils ont alors réduit les résistances des différentes branches de la ligne non-homogène à l'une d'entre elles. La solution analytique qu'ils ont proposé est cependant difficile à mettre en œuvre quand il s'agit de lignes ramifiées et de plus, la modélisation du problème est compliquée et difficile à comprendre.

Avec le développement de l'outil informatique, les méthodes numériques ont vu le jour et ont trouvé leurs applications dans les réseaux électriques en général et particulièrement dans la solution de la planification optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution. Parmi les nombreux auteurs qui se sont penchés sur ce dernier problème on cite entre autres :

Baran et ces coauteurs [5, 6] qui ont utilisés la programmation quadratique. Ils ont employé les formes de fonction objective données par Chin et autres dans [7], mais ont remplacé les pertes actives par les pertes réactives. Ils ont employé la logique floue pour déterminer les emplacements des condensateurs. Pour trouver les puissances optimales des condensateurs, ils ont employé la méthode analytique qui a été expliquée par Salama dans [8] avec comme fonction objective la réduction des pertes de puissance du réseau.

Bala et son équipe [9] quant à eux, pour réduire le nombre de nœuds candidats à recevoir des batteries de condensateurs, calculent le facteur de sensibilité de chaque nœuds 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, déterminées par applications successives de batteries standards 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.

Salama et Chikhani [10] présentent une stratégie heuristique pour réduire les pertes de puissance du système et où les nœuds dits sensibles sont déterminés en premier. Pour cela, les auteurs commencent par rechercher la branche de la ligne de plus grandes pertes de puissance. Une fois cette branche déterminée, ils cherchent parmi les charges ayant effet sur les pertes de puissance dans cette dernière, celle de plus grande puissance réactive. Le nœud portant cette charge est dit nœud le plus sensible. Il est alors choisi et une batterie de taille optimale, déterminée par différentiation de la fonction pertes totales de puissance dans la ligne par rapport au courant réactif généré par la batterie, est placée au nœud sensible.

Haque [11] propose une méthode pour réduire au minimum les pertes associées à la composante réactive des courants de branche par le placement des condensateurs optimaux aux endroits appropriés, La méthode proposée identifie d'abord les nœuds à compenser de façon séquentielle. Ces emplacements ou nœuds candidats, sont classés dans un ordre décroissant selon l'effet sur la réduction des pertes de puissance. Une fois que les endroits de condensateur sont identifiés, les tailles optimales des condensateurs sont déterminée en dérivant l'équation des pertes par rapport au courant généré par ces derniers.

Chis et Salama [12] modifient la méthode donnée par Chikhani et Salama dans [10]. Dans leur approche et afin de réduire les nœuds candidats, ils commencent par déterminer les nœuds sensibles. La sensibilité d'un nœud est déterminée sur la base de l'effet de la composante réactive du courant de la charge en ce point sur les pertes totales de puissance en ligne. Celui dont la contribution aux pertes est la plus grande est considéré comme étant le plus sensible. Une fois le nœud sensible déterminé, la taille optimale de la batterie à y placer est calculée analytiquement. Si la valeur trouvée pour cette dernière est commercialement non disponible, elle est remplacée par la plus proche batterie standard. Après quoi, l'écoulement de charge est exécuté afin de vérifier la non violation des contraintes sur la tension. Si violation il y a, la batterie en question est enlevée et le nœud sensible suivant est considéré.

Mekhamer et autre[13], exploitent l'idée développée par Chis [12] qu'ils expliquent et appliquent pour ensuite, donner deux voies de solution. Dans la première méthode proposée, ils définissent comme fonction objective, la fonction coût qui tient compte à la fois de la réduction des pertes de puissance et du prix du kVAr installé. Les nœuds composant la ligne sont tous candidats pour recevoir une batterie et ils calculent alors pour chacun d'eux pris seul, la taille optimale de la batterie qu'il pourrait recevoir et la réduction du coût qu'elle produit. Le nœud dont la batterie produit la plus grande réduction du coût est dit nœud le plus sensible. Il reçoit alors la plus proche batterie standard de la batterie optimale calculée. Une fois cette dernière installée, ils exécutent le load flow pour vérifier la non violation des contraintes imposées à la tension. Si violation il y a, la batterie est éliminée et le second nœud sensible est considéré. Le processus ci-

dessus décrit est répété tant que la puissance calculée pour la batterie, la réduction du coût et la réduction des pertes de puissance correspondante sont positives. Dans la seconde approche développée, Mekhamer et ses coauteurs considèrent comme fonction objective, la réduction des pertes de puissance. La stratégie de solution reste identique à celle déjà donnée avec cependant une procédure terminale dans la quelle ils procèdent à des retouches des tailles des batteries afin d'éviter toute surcompensation.

Hamouda et ses coauteurs [14] utilise le même modèle que Mekhamer [13] mais avec des contraintes différentes.

Das [15] présente une méthode hybride logique floue algorithme génétique pour une optimisation bi-objectifs. Les deux objectifs à savoir, maximiser la réduction du coût et la minimisation de la déviation de la tension des nœuds, sont d'abord fuzzifiés et ensuite pondérés pour être intégrés dans une fonction objective globale dont la solution optimale est déterminée par algorithme génétique.

K. Prakash et ses coauteurs [16] présentent une approche qui détermine l'emplacement et la taille optimale des condensateurs sur les systèmes de distribution pour améliorer le profil de tension et pour réduire les pertes de puissance active. Ils proposent une méthode hybride où les emplacements des batteries de condensateurs sont déterminés par des facteurs de sensibilité des pertes de puissance et les puissances optimales sont déterminées par la méthode d'optimisation par essaim particulaire (Particle Swarm Optimisation « PSO »). Ces facteurs sont déterminés en utilisant l'étude simple de l'écoulement de charge. Le concept est bien appliqué et s'est avéré très efficace dans les systèmes radiaux de distribution.

3.3 Réductions des pertes de puissance.

La réduction des pertes de puissance dans une ligne de distribution est égale à la différence entre les pertes avant et après compensation.

les pertes de puissance avant compensation dans une ligne de distribution de n tronçons sont données par :

$$P_{avk} = \sum_{j=1}^n r_j I_a^2 + \sum_{j=1}^n r_j I_r^2 \quad (3.1)$$

Si on place à un nœud donné noté « k » une batterie de condensateur shunt qui génère un courant I_{ck} , les pertes de puissance dans l'ensemble de la ligne dues à cette batterie sont données par :

$$P_{apk} = \sum_{j=1}^n r_j * I_a^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j (I_{rj} - I_{crk})^2 + \sum_{j=k+1}^n r_j I_{rj}^2 \quad (3.2)$$

Où : $S(k)$ est l'ensemble des nœuds compris entre le nœud k et le nœud source.

I_{crk} : est la composante réactive du courant généré par la batterie placé au nœud « k ».

Alors la réduction des pertes de puissance est donnée par :

$$\Delta P_k = P_{avk} - P_{apk}$$

On écrit aussi :

$$\Delta P_k = 2I_{crk} \sum_{j=1}^k r_j I_{rj} - I_{crk}^2 \sum_{j=1}^k r_j \quad (3.3)$$

3.4 Puissance d'une batterie.

Une batterie de condensateur par définition un élément produisant de l'énergie réactive. Si on suppose qu'elle est branchée à un nœud « k » dont la tension est \overline{V}_k , sa puissance apparente s'écrit :

$$\overline{S}_k = \overline{V}_k \overline{I}_{crk}^* \quad (3.4)$$

C'est-à-dire :

$$-jQ_{ck} = \overline{V}_k \overline{I}_{crk}^*$$

Qu'on écrit encore :

$$Q_{ck} = V_k I_{crk} \quad (3.5)$$

3.5 Fonction objective.

Afin de rationaliser le transit des forts courants réactifs dans une ligne de distribution d'énergie électrique donnée et par là, réduire les pertes de puissance et améliorer le profil de la tension tout en veillant à ce que le coût de cette opération ne soit pas négatif, une fonction objective est à définir.

Dans notre travail nous avons considéré la fonction dite « fonction retour économique » ou « réduction du coût » sur laquelle, la majorité des auteurs [14], [17] et [13] ayant traité le problème s'accordent. Cette fonction tient compte à la

fois de l'aspect électrique et économique du problème de placement des batteries de condensateurs shunts.

Du fait que dans la méthode proposée par [13] et [14] que nous allons utiliser les batteries de condensateurs sont installées l'une à la suite de l'autre, et la taille d'une batterie donnée ne dépend que de l'état précédent, nous considérerons comme fonction objective, la fonction retour économique définie pour une batterie « k » donnée comme il suit :

$$\Delta S_k = K_p \Delta P_k - K_{ck} Q_{ck} \quad (3.6)$$

Où :

K_p : le prix de revient du kW produit (\$/kW).

K_{ck} : le prix annuelle du kVAr installé. Il est déterminé pour une durée de vie égale à dix années.

Q_{ck} : la taille de la batterie installée au nœud « k ».

En remplaçant respectivement ΔP_k et Q_{ck} par leurs expressions données en (3.3) et (3.5), nous obtenons pour la fonction objective la formule suivante :

$$\Delta S_k = 2K_p I_{crk} \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j I_{rj} - K_p I_{crk}^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j - K_{ck} V_{ck} I_{crk} \quad (3.7)$$

Pour l'ensemble des batteries qui seraient installées sur la ligne la réduction du coût total est la somme des réductions dues à chacune des batteries installées sur la ligne. On écrit alors :

$$\Delta S_t = \sum_{k=1}^m \Delta S_k \quad (3.8)$$

3.6 Optimisation de la compensation de l'énergie réactive.

Optimiser l'écoulement de l'énergie réactive, dans un réseau de distribution, revient à déterminer les puissances optimales et les emplacements convenables des batteries de condensateurs à mettre sur ce réseau de sorte que la fonction objective soit maximale. Cependant, les batteries doivent répondre à un certain nombre de critères de faisabilité ou contraintes pour qu'elles soient acceptées comme solution ou on calculera les puissances qu'elles ne produisent aucune surcompensation.

3.6.1 Contraintes du problème.

Pour que chacune des solutions trouvées soient acceptées, il faut qu'elles soient faisables sur le plan pratique et qu'elles contribuent à améliorer la qualité de l'énergie produite et son prix de revient.

Les contraintes qu'on s'est fixé sont au nombre de huit. On distingue, les contraintes d'égalité et les contraintes d'inégalité.

3.6.1.1 Contraintes d'égalité.

la contrainte d'égalité dans le problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive est unique. Il s'agit des équations de l'écoulement de charge qui doivent être vérifiées à tout instant. On écrit alors :

$$g(V_i, I_{crk}) = 0$$

3.6.1.2 Contraintes d'inégalité.

Les contraintes d'inégalité sont au nombre de sept. Il s'agit de :

- La taille de la batterie installer doit être de taille positive.
- Avoir une taille disponible sur le marché.
- Avoir une taille comprise entre la plus petite batterie standard et celle de plus grande taille standard qui au plus est égale au total de la puissance réactive demandée.
- Produire une réduction des pertes de puissance positives.
- Produire une réduction du coût positives.
- Ne produire aucune surcompensation.
- Les emplacements optimaux doivent être des jeux de barres de la ligne.

3.6.2 Modélisation du problème.

Optimiser le transit de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution, revient à trouver les tailles et les emplacements des batteries de condensateurs de sorte que la fonction objective devienne maximale tout en respectant les contraintes du problème qu'on a énoncé au point (3.6.1). Cet objectif peut être transcrit en termes mathématiques comme il suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \Delta S_k(I_{crk}, h_k) \text{ sujet à} \\ g(V_i, I_{crk}) = 0 \\ Q_{c \min} \leq Q_{ck}(I_{crk}, h_k) \leq Q_{c \max} \\ \Delta P_k(I_{crk}, h_k) > 0 \\ \Delta S_k(I_{crk}, h_k) > 0 \\ I_r(I_{crk}, h_k) \geq 0 \end{array} \right.$$

Où I_{crk} et h_k sont respectivement le courant généré par la batterie et son emplacement.

Tel qu'il est posé, le problème est compliqué à résoudre du fait que pour n_k batteries à mettre en ligne le nombre de variables est de $2n_k$. De plus, l'introduction de l'emplacement dans la fonction objective compliquerait son expression et introduirait des calculs d'intégrales (voir Grainger[17]). Pour remédier à cette situation, le problème est simplifié en découplant le problème des emplacements de celui des tailles des batteries. C'est d'ailleurs ce qui fait l'intérêt de la méthode heuristique de solution que nous avons adoptée dans le cadre de ce mémoire de magister et que nous décrirons dans le point qui suit.

3.6.3 Méthode heuristique de solution.

La technique heuristique de solution du problème de placement de batteries de condensateurs sur une ligne de distribution pour réduire les pertes de puissance en ligne et par là améliorer le profil de tension est conduite en deux étapes. La première étape est consacrée à la détermination des emplacements convenables ou optimaux des batteries. Ces emplacements sont évidemment à chercher parmi les jeux de barres de charge de la ligne. Ils sont déterminés moyennant les indices de stabilité de la tension étudiés au chapitre 2 de ce mémoire dont le but est d'ailleurs de déterminer lequel d'entre eux donnerait les meilleurs résultats. La seconde phase de la méthode en question porte sur le calcul des tailles ou puissances optimales des batteries de condensateurs dont le modèle mathématique devient du fait du découplage du problème :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \Delta S_k(I_{crk}) \text{ sujet à} \\ g(V_i, I_{crk}) = 0 \\ Q_{c \min} \leq Q_{ck}(I_{crk}) \leq Q_{c \max} \\ \Delta P_k(I_{crk}) > 0 \\ \Delta S_k(I_{crk}) > 0 \\ I_r(I_{crk}) \geq 0 \end{array} \right.$$

Le calcul du courant généré par une batterie « k » de puissance optimale est donc obtenue en dérivant $\Delta S_k(I_{crk})$ par rapport à I_{crk} . Il faut cependant s'entendre que le courant ainsi calculé ne constitue qu'une valeur de départ qui nous permettra de trouver la puissance optimale de la batterie à placer au nœud « k ». la fonction ΔS_k dans ce cas est considérée comme étant une fonction continue de I_{crk} .

3.6.4 Calcul des tailles optimales des batteries.

La taille optimale initiale Q_{ck} qui rend la fonction objective ΔS_k maximale est déduite du courant I_{crk} qu'elle génère. Ce courant est obtenu en dérivant ΔS_k par rapport à I_{crk} . On écrit alors:

$$\frac{\delta \Delta S_k}{\delta I_{crk}} = 0 \tag{3.9}$$

Qui en remplaçant ΔS_k par son expression (3.7) conduit à la valeur suivante de I_{crk} .

$$I_{crk} = \frac{2K_p \sum_{j=1}^k r_j I_{rj} - (K_{ck} V_{ck})}{2K_p \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j} \tag{3.10}$$

La puissance optimale de la batterie sera calculée selon l'expression (3.5) :

La valeur maximale de la réduction du coût est donc :

$$\Delta S_{k \max} = \frac{\left[2K_p \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j I_{rj} - (K_{ck} V_{ck}) \right]^2}{4K_p \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j} \quad (3.11)$$

La réduction des pertes de puissance correspondante est dans ce cas :

$$\Delta P_{\Delta S_{k \max}} = \frac{4K_p^2 \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j I_{rj} \right)^2 - (K_{ck} V_{ck})^2}{4K_p^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \in S(k)}}^k r_j} \quad (3.12)$$

A voir l'équation (3.11) de la réduction maximale du coût, nous pouvons dire qu'elle est toujours positive. Alors que $\Delta P_{\Delta S_{k \max}}$ (3.12) peut être positive ou négative selon les deux termes du numérateur de l'expression. De ce fait, le nombre de contraintes sera réduit en écartant la contrainte sur la réduction du coût qui est toujours positive. Le problème devient donc :

$$\begin{cases} \max \Delta S_k(I_{crk}) \text{ sujet à} \\ g(V_i, I_{crk}) = 0 \\ Q_{c \min} \leq Q_{ck}(I_{crk}) \leq Q_{c \max} \\ \Delta P_k(I_{crk}) > 0 \\ I_r(I_{crk}) \geq 0 \end{cases} \quad (3.13)$$

3.7 Algorithme de calcul.

Pour résoudre le problème d'optimisation avec contraintes posés par le modèle mathématique (3.13) nous suggérons l'algorithme suivant :

Etape1. Lire les données de la ligne.

Etape2. Exécuter l'écoulement de puissance (load flow) de la ligne avant compensation afin de déterminer les pertes de puissance active, les répartitions des composantes active et réactive des courants de branches ainsi que les tensions aux différents nœuds et leurs phases à l'origine.

Etape3. Initialiser les réductions des pertes de puissance et du coût.

Etape4. Déterminer la sensibilité de chaque nœud en utilisant l'une des méthodes de calcul de l'indice de stabilité (cités dans le chapitre2).

Etape5. Selon la méthode de calcul des indices de stabilité, classer les nœuds dans l'ordre croissant ou décroissant.

Etape6. Considérer le nœud de plus faible rang, l'écartier s'il a déjà reçu une batterie.

Etape7. Calculer la taille optimale de la batterie à y placer ainsi que la réduction du coût et la réduction des pertes de puissance correspondante.

Etape8. Exécuter l'écoulement de charge pour déterminer les nouvelles valeurs des tensions et courants.

Etape9. Réajuster la taille de la batterie a cause de changement de la tension.

Etape10. Si la taille calculée est inférieure à la plus petite batterie standard ou supérieure au totale de la puissance réactive demandée ou bien, si la réduction des pertes de puissance est négative alors :

-Mettre $Q_{crk}=0$.

-donner aux tensions, leurs phases à l'origine et aux composantes des courants de branches leurs anciennes valeurs d'avant l'installation de la batterie.

Etape11. Sinon, prendre comme batterie optimal, celle standard de taille inférieure ou supérieure qui produit le plus de réduction du coût.

Etape12. Recalculer l'écoulement de puissance.

Etape13. Recalculer les réductions des pertes de puissance et du coût correspondantes sur la base du prix réel du KVAR.

Etape14. Si la batterie standard ainsi obtenue produit une surcompensation:

Etape14.1. La remplacer par une batterie de taille standard immédiatement inférieure ne produisant pas de surcompensation.

Etape14.2. Vérifier si la batterie n'est pas inférieure à la plus petite batterie standard.

Etape14.3. Exécuter l'écoulement de puissance et recalculer les réductions du coût et des pertes de puissance.

Etape14.4. vérifier si la nouvelle réduction des pertes n'est pas négative.

Etape15. Prendre le noud sensible suivant et aller à l'étape 5 et au ce jusqu'à ce que la batterie installée ne produit pas de réduction des pertes.

Etape16. Ecrire les résultats.

3.8 Etude de quelques lignes de distribution.

Afin de tester le bon fonctionnement du programme d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive mis au point et valider la méthode proposée pour les différents indices de stabilité étudiés, deux exemples de lignes utilisés par la majorité des auteurs ayant traité le problème ont été considérés. Il s'agit des lignes, de 10 nœuds en échelle(voir Fig.2.6) et de 69 nœuds ramifiée(voir Fig.1.4) . Les données de ces lignes sont consignées respectivement dans les tableaux A.4 et A.3 sur l'annexe1. Le prix de revient du kW produit est $K_p=168\$$. Le problème étant étudié en considérant l'aspect économique du problème alors, le coût de l'investissement réalisé est à prendre en compte. De ce fait il est nécessaire de savoir que les batteries ne sont disponibles qu'en nombre fini et discret et que la valeur maximale de la batterie standard disponible est un multiple de la plus petite d'entre elles. Les tailles standards proposées sont telles que supposé par Mekhamer [13] et Hamouda[14] et sont données par le tableau3.1.

Tableau.3.1 : Prix des condensateurs selon les tailles.

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

Selon l'exemple de ligne étudié, le nombre de choix possibles et le prix du kVAr à installer en considérant que la durée de vie d'une batterie est de dix années, sont consignés dans les tableaux 3.2, et 3.3 ci-dessous donnés. Le nombre de batteries standards possibles dépend de la charge réactive totale de la ligne considérée.

Tableau.3.2 : Batteries standards possibles pour la ligne de 10 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	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 : Batteries possibles pour la ligne de 69 nœuds.

Nombre	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	0.253	0.220	0.276	0.183	0.228	0.170	0.207
Nombre	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	

Des tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 précédemment donnés, il ressort que pour la ligne de 10 nœuds 27 choix de batteries sont possibles, pour celle de 69 nœuds on a 17 possibilités.

3.9 Résultats.

3.9.1 Ligne de 10 jeux de barres.

En l'absence de toute compensation, l'exécution du programme de l'écoulement de puissance a donné, pour la ligne de 10 nœuds, des pertes de puissance active égale à 861.1371 kW dont 773.6203kW dus aux composantes actives des courants de branche et 87.5168kW aux composantes réactives. Les tensions aux différents

nœuds de la ligne, nœud source non compris, sont en valeurs normalisées comprises entre 0.831363 et 0.992874.

L'optimisation de la compensation de l'énergie réactive par la technique heuristique proposée en utilisant les différents indices de stabilité a conduit dans chaque cas aux résultats suivants :

3.9.1.1 Indice "L".

Pour le premier indice de stabilité (L), quatre batteries de condensateurs de puissances égales à 450 kVAr, 300 kVAr, 300 kVAr et 300 kVAr installées aux nœuds 3, 4, 8 et 9, sont nécessaires pour une compensation optimale (voir Fig.3.1). L'application aux emplacements indiqués de ces quatre batteries, produit une amélioration des tensions des nœuds dont les valeurs après compensation sont comprises entre 0.867892 et 0.996177 (voir Fig.3.2). Les distributions des composantes actives et réactives des courants de branches avant et après compensation sont données par les figures (Fig.3.3-a) pour les composantes actives et (Fig.3.3-b) pour composantes réactives. Les pertes de puissance active qui étaient de 861.1371 kW sont réduites à 753.7586 kW soit, une baisse totale de 107,3785kW. Cette baisse des pertes de puissance est d'une part, le résultat du changement des composantes réactives des courants de branche, suite à l'injection de puissance réactive aux nœuds 9, 8, 4 et 3 et d'autre part, celui du changement des composantes actives de ces courants sous l'effet de l'amélioration du profil de la tension. Les réductions des pertes de puissance active induites par la baisse des composantes actives et réactives des courants de branche sont respectivement de 24.2384kW et 83.6802 (voir Fig.3.4). La réduction totale du coût ainsi réalisée est de 17358 \$ dont 13286 \$ dus au changement des composantes réactives des courants de branche et 4072.1 \$ dus aux composantes actives de ces courants (voir Fig.3.5).

3.9.1.2 Indice "SI".

L'utilisation du deuxième indice de stabilité (SI) a donné six batteries de condensateurs de tailles optimales égales à 600 kVAr, 1950 kVAr, 750 kVAr, 300 kVAr, 300 kVAr et 300 kVAr installées respectivement aux nœuds 3, 4, 5, 6, 8 et 9 (voir Fig.3.1). Les tensions minimales et maximales des nœuds sont dans ce cas égales à 0.873174 et 0.996300 (voir Fig.3.2) et les composantes actives et

réactives des courants de branches sont telles que indiqué par Fig.3.3-a et Fig.3.3-b . Les pertes de puissance active passent dans ce cas de 861.1371 kW à 746.72711kW soit, une réduction totale de 114,41kW (voir Fig.3.4). Les réductions des pertes de puissance active induites par la baisse des composantes actives et réactives des courants de branche sont respectivement de 24.27984kW et 90.1297 (voir Fig3.4). La réduction totale du coût ainsi réalisée est de 18372 \$ dont 14292 \$ dus au changement des composantes réactives des courants de branche et 4079 \$ aux composantes actives de ces courants (voir Fig3.5).

3.9.1.3 Indice "Li".

Le troisième indice (Li) conduit à trois batteries installées aux nœuds 3, 5 et 8 et de tailles optimales égales à 2400kVAr, 1050kVAr et 600kVAr respectivement (voir Fig3.1). Les tensions des différents nœuds de la ligne ainsi compensée, sont ramenées à des valeurs comprises entre 0.867213 et 0.996174 (voir Fig3.2). Les distributions des composantes actives et réactives des courants de branche sont données par les figures (Fig3.3-a, Fig3.3-b). Les pertes de puissance active sont ramenées à 756.0641kW, c'est-à-dire, une réduction des pertes de puissance de 104,6545kW (voir Fig.3.4). Cette réduction des pertes de puissance active est à partager entre la baisse des composantes actives des courants de branche (23.7944kW) et la baisse des composantes réactives (80.8602kW) (voir Fig.3.4). La réduction totale du coût ainsi réalisée est de 16865 \$ dont 12868 \$ dus au changement de la composante réactive du courant de branche et 3997.5 \$ dus à la composante active de ce courant (voir Fig.3.5).

3.9.1.4 Indice Rapide de Stabilité de la Tension" FVSI".

L'utilisation de l'indice rapide de stabilité de la tension (FVSI) a conduit à une seule batterie de puissance optimale égale à 4050kVAr placée au nœud 3 (voir Fig3.1). Les tensions minimale et maximale sont alors égales à 0.852342 et 0.996148 (voir Fig.3.2). Les distributions des composantes des courants de branche sont montrés par les figures (Fig.3.3-a et Fig.3.3-b). La réduction totale des pertes de puissance est égale à 71,91kW (voir Fig.3.4) et la réduction totale du coût est de 11182\$ (voir Fig.3.5).

3.9.1.5 Sensibilité des pertes.

Les résultats des trois méthodes basées sur la sensibilité des pertes de puissance sont :

La première méthode basée sur la pondération de la puissance réactive de la charge à chaque jeu de barre a donné : deux batteries de puissance optimales égales à 450 kVAr, 3600 kVAr placées respectivement aux nœuds 3 et 4 (voir Fig.3.1) sont nécessaires pour la solution optimale du problème du transit de l'énergie réactive. Cette solution conduit à une tension minimale de 0.857182p.u et maximale de 0.996165p.u (voir Fig3.2). Les pertes de puissance active passent alors de 861.1371kW à 767.5007kW. Soit, une réduction des pertes de puissance de 90.9713kW d'où une réduction totale du coût de 14640\$. La part due à la baisse des composantes réactives des courants de branches est de 62.4679 kW pour la réduction des pertes de puissance et de 9851.8\$ pour celle du coût. Les distributions des composantes actives et réactives des courants de branches sont alors tel que montré par les figures (Fig3.3-a et Fig.3.3-b).

La deuxième méthode basée sur l'effet de la puissance optimale d'une batterie I_{crk} dans chaque nœud pris seul a conduit à trois batteries de puissance optimale égale à 450 kVAr, 1950 kVAr et 1650 kVAr placées respectivement aux nœuds 3, 4 et 5 (voir Fig3.1). Les tensions minimale et maximale sont alors égales à 0.863630 et 0.996176 (voir Fig.3.2). Les distributions des composantes des courants de branche sont montrés par les figures (Fig.3.3-a et Fig3.3-b). La réduction totale des pertes de puissance est égale à 104.8989kW (voir Fig.3.4) et la réduction totale du coût est de 16816\$ (voir Fig.3.5).

La troisième sensibilité des pertes de puissance basée sur l'effet de la composante réactive du courant de charge I_{rlk} donne les mêmes résultats que ceux de la méthode de pondération de la puissance réactive de la charge .

Pour comparer les différents indices de stabilité étudiés, les profils des tensions sont tracés (voir Fig.3.2). Cette figure montre clairement que le meilleur profil est obtenu par l'indice noté (SI). La comparaison des distributions des composantes actives et réactives des courants de branche (voir Fig3.3-a et Fig3.3-b) confirme les résultats de l'indice (SI). Le courant réactif de branche est plus petit comparé à ceux donnés par les autres indices. Ce courant est de 0.212217p.u

dans la branche qui reliée à la source. Il est y fois plus petit que de plus petit courant donné par l'indice (L). On note aussi de meilleures réductions des pertes de puissance (voir Fig.3.4) et du coût (voir Fig.3.5).

3.9.1.6 Etude comparative.

Les résultats auxquels a conduit l'indice de stabilité (SI) ont été comparés à ceux donnés par Mekhamer[13] et Hamouda[14] (voir Fig.3.6). Les réductions des pertes de puissance et du coût sont meilleurs que celles données par les références [13] et [14] et ce bien que le total de kVAr installé dans notre cas est plus grand (voir Fig.3.7). En effet le total de kVAr est dans notre cas de 4200kVAr alors qu'il n'est que de 3750kVAr dans le cas de Mekhamer [13] et de 4050kVAr pour Hamouda [14] (voir Fig3.7).

3.9.2 Ligne de 69 jeux de barres.

Dans le cas de la ligne ramifiée de 69 jeux de barres (voir Fig.1.4) et avant toute compensation, l'exécution de l'écoulement de charge a donnée une tension minimale de 0.909191 et une tension maximale de 0.999967. Les pertes totales de puissance sont de 224.9811kW, dont 153.1290kW sont dus à la composante active du courant de branche et 71.8522Kw dus à la composante réactive de ce dernier. Ces pertes de puissance sont de 223.44kW selon la référence [14]. L'application de la méthode heuristique proposée a donné :

3.9.2.1 Indice "L".

Pour l'indice de stabilité noté (L), le programme mis au point a donné cinq batteries de puissances optimales égales à 450 kVAr, 150 kVAr, 150 kVAr, 300 kVAr et 1200kVAr installées aux nœuds 5, 11, 13, 48, 56 (voir Fig.3.8). La tension minimale devient alors 0.923817 et la maximale 0.999984 (voir Fig.3.9). Les distributions des composantes actives et réactives des courants de branche avant et après compensation sont tel que indiqué par les figures Fig.3.10-a et Fig.3.10-b. Les pertes de puissance active qui étaient de 224.9811 kW sont réduites à 167.7182 soit, une baisse totale de 57,2629kW. La contribution des composantes réactive des courants de branche, suite à l'injection de puissance réactive aux nœuds 5, 11, 13, 48 et 56 est de 49.6313kW. Celles des composantes actives de ces courants de branche, sous l'effet de l'amélioration du profil de la tension est de 7.6308kW. La réduction totale du coût ainsi réalisée est de 9307.1

\$ dont 8025.1\$ dus au changement de la composante réactive du courant de branche et 1282\$ dus à la composante active (voir Fig.3.12).

3.9.2.2 Indice "SI".

L'optimisation de la compensation de l'énergie réactive lors de l'utilisation de l'indice (SI) a conduit à six batteries de condensateurs de puissances optimales égales à 150 kVAr, 150 kVAr, 150 kVAr, 150 kVAr, 900 kVAr, 150 kVAr installées respectivement aux nœuds 10, 11, 17, 58, 60 et 63 (voir Fig.3.8). L'application aux emplacements indiqués de ces six batteries, produit une amélioration des tensions des nœuds dont les valeurs après compensation sont comprises entre 0.930179 et 0.999980 (voir Fig.3.9) et une baisse des composantes actives et réactives du courant de branche (voir Fig.3.10-a et Fig.3.10-b). La réduction des pertes de puissance active ainsi réalisée est de 79.9223 kW, dont 8.3280kW sont dus aux composantes actives des courants de branche et 71.5944kW dus aux composantes réactives (voir Fig.3.11). La réduction totale du coût est de 12955 \$ dont 11556 \$ dus au changement de la composante réactive du courant de branche et 1399.1 \$ sont dus à la composante active de ce courant.

3.9.2.3 Indice "Li".

Le troisième indice de stabilité noté (Li) donne quatre batteries de puissance optimales égales à 600kVAr, 150kVAr, 150kVAr et 1200kVAr dont les emplacements optimaux sont les nœuds 6, 9, 49 et 56 respectivement (voir Fig.3.8). Ces tensions minimales et maximales sont alors égales à 0.924317 et 0.999983. Les réductions des pertes de puissance et du coût réalisées sont de 56.9410 kW et 9058.2\$ (voir Fig.3.11 et Fig.3.12).

Dans le cas d'un réseau ramifié, la méthode de l'indice rapide de stabilité (FVSI) donne des résultats identiques à ceux obtenus par l'indice (Li).

3.9.2.4 Sensibilité des pertes de puissance.

Les résultats obtenus par les deux méthodes basées sur la sensibilité des pertes de puissance (la première basée sur la pondération de la puissance réactive de la charge à chaque jeu de barre et la troisième méthode basée sur l'effet de composante réactive du courant de charge I_{rLk}) sont identiques. Quatre batteries de puissances égales à 150 kVAr, 300 kVAr, 150 kVAr et 1050kVAr placées

respectivement aux nœuds 10, 11, 58 et 60 sont nécessaires pour une compensation optimale de l'énergie réactive. Les tensions des nœuds sont alors comprises entre 0.929917 et 0.999980. La réduction des pertes de puissance active est de 77.9843 kW qui est à partager entre les composantes actives (9.4398 kW) et réactives (68.5444 kW), dont les distributions du courant sont montrées par les figures (Fig.3.10-a et Fig.3.10-b). La réduction totale du coût réalisée dans ce cas est de 12930 \$ où 11344\$ sont dus au changement de la composante réactive du courant de branche et 1585.9 \$ à la composante active de ce dernier (voir Fig3.12).

L'optimisation de la compensation de l'énergie réactive lors de l'utilisation de la méthode de sensibilité des pertes de puissance basée sur l'effet du courant réactif optimal de condensateur a conduit à trois batteries de condensateurs de puissances optimales égales à 600 kVAr, 150 kVAr et 1050 kVAr installées respectivement aux nœuds 8, 58 et 60 (voir Fig.3.8) . L'application aux emplacements indiqués de ces trois batteries, produit une amélioration des tensions des nœuds dont les valeurs après compensation sont comprises entre 0.930144 et 0.999981 (voir Fig.3.9) et une baisse des composantes actives et réactives du courant de branche (voir Fig.3.10-a et Fig.3.10-b). La réduction des pertes de puissance active ainsi réalisée est de 74.7167 kW, dont 8.2633kW sont dus aux composantes actives des courants de branche et 66.4534kW dus aux composantes réactives (voir Fig3.11). La réduction totale du coût est de 12374 \$ dont 10985 \$ dus au changement de la composante réactive du courant de branche et 1388.2 \$ sont dus à la composante active de ce courant.

Comparé aux autres indices, l'indice de stabilité (SI) mène à de meilleurs résultats. Il donne de meilleurs réductions des pertes de puissance soit 79.9223kW (voir Fig.3.11) et du coût 12955\$ (voir Fig.3.12). Le profil de la tension après compensation est meilleur. La tension minimale (le nœud 64) est dans ce cas égale à 0.930179p.u (voir Fig3.9) et ce bien que les courants réactifs de branche après compensation sont légèrement plus élevés (voir Fig.3.10-b). Le courant réactif dans la branche reliée au nœud source est de 0.392745p.u.

3.9.2.5 Etude comparative.

Une étude comparant les résultats de l'indice noté (SI) à ceux obtenus par Hamouda [14], Das [15] et Prakash [16] a été réalisée.

On constate alors que la tension minimale est de 0.930179 dans notre cas alors qu'elle est de 0.930544 dans le cas de Hamouda [14] et de 0.93693 dans le cas de Das [15]. Aucune information n'est donnée par Prakash [16] quand à cette tension. Mais l'utilisation de notre programme du load flow a donné pour ce dernier une tension minimale de 0.909191p.u.

La réduction des pertes de puissance qui est de 79.9223kW dans notre cas est meilleure que celle dans le cas des références [14] (74.96kW), [15] (68.34kW) et [16] (72.52kW). Le total de kVar installés est de 1650kVA dans notre cas, 1800kVar dans le cas de Hamouda [14], 1600kVar dans le cas de Das [15] et 1621kVar dans le cas de Prakash [20].

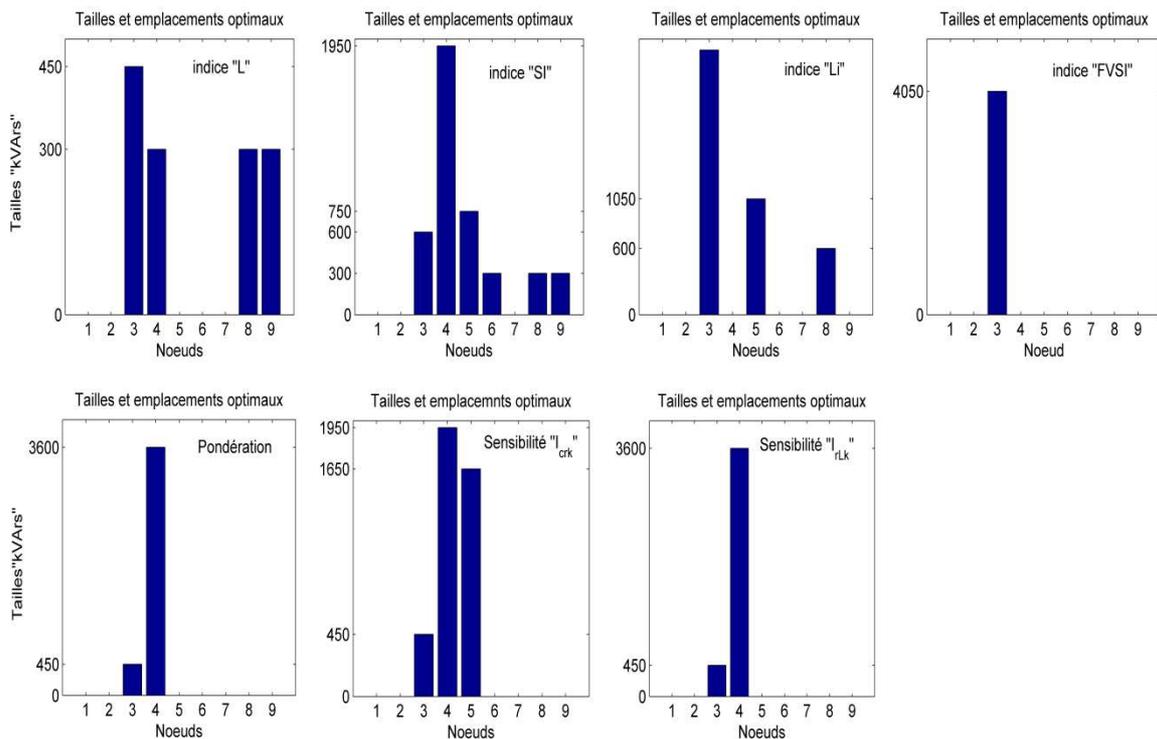


Fig.3.1 : Tailles et emplacements optimaux pour différents indices ; ligne de 10 nœuds.

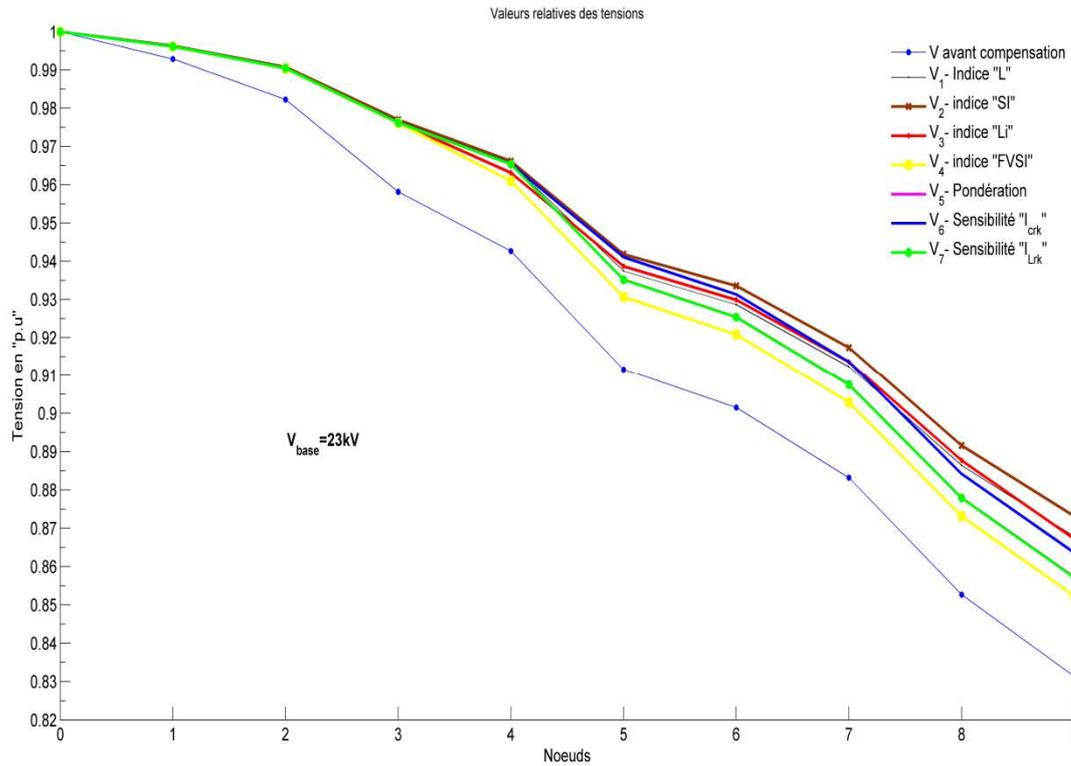


Fig.3.2 : Comparaison des tensions avant et après compensation pour différents indices; ligne de 10 nœuds.

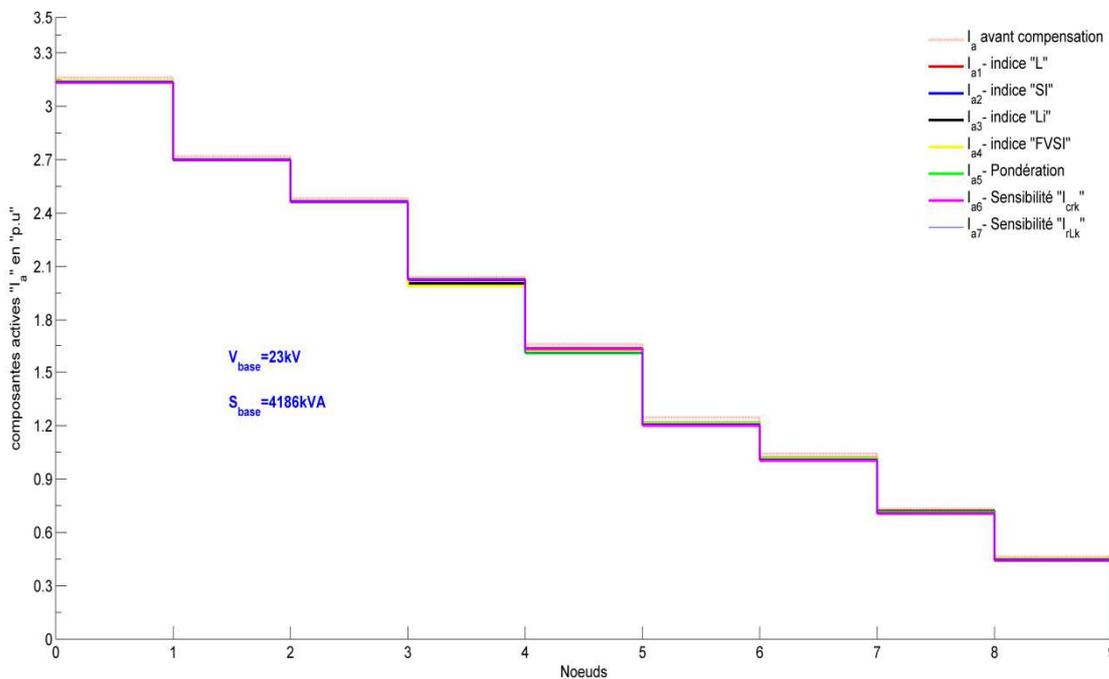


Fig.3.3-a : Graphe comparatif des distributions des composantes actives des courants de branche pour différents indices; ligne de 10 nœuds.

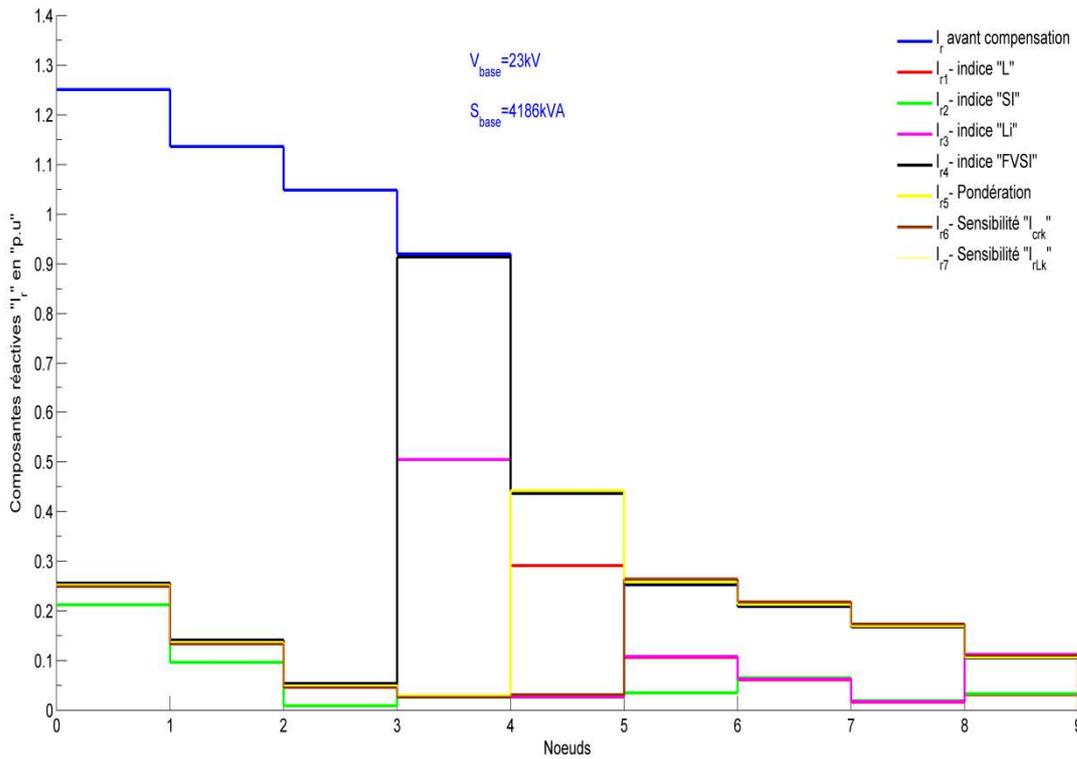


Fig.3.3-b : Graphe comparatif des distributions des composantes réactives des courants de branche pour différents indices; ligne de 10 nœuds.

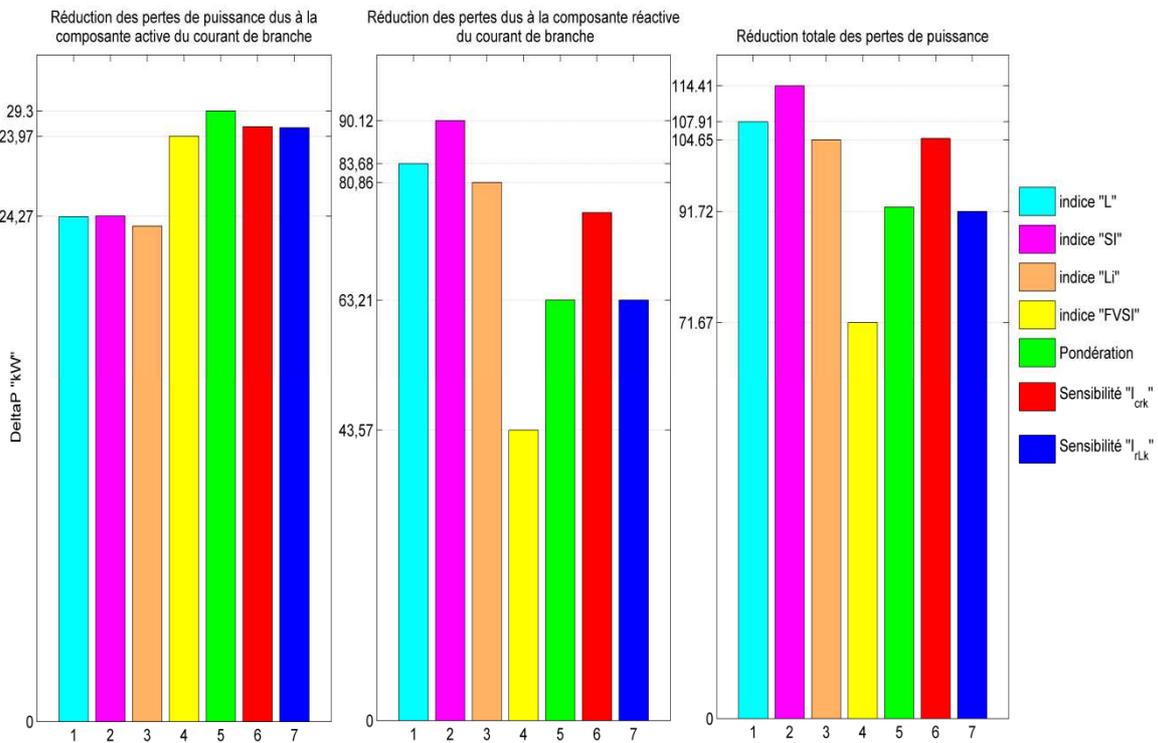


Fig.3.4 : Graphe comparatif des réductions des pertes de puissance active obtenus par les différents indices ; ligne de 10 nœuds.

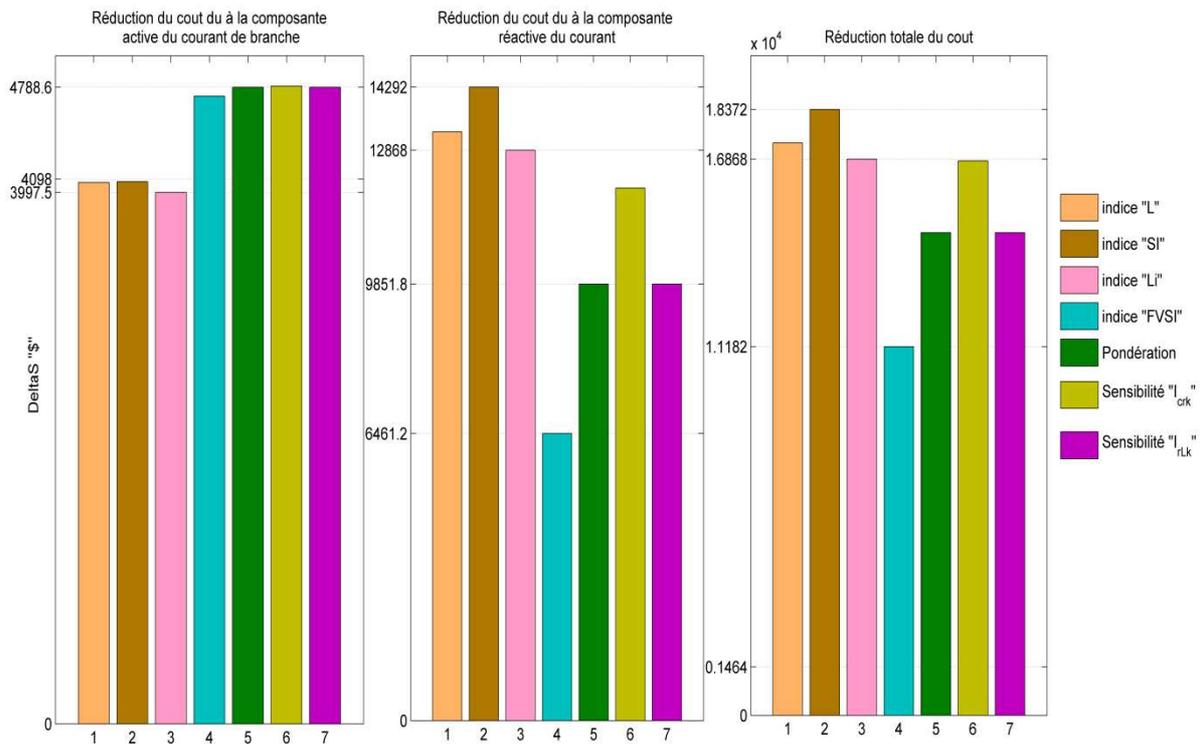


Fig.3.5 : Graphe comparatif des réductions du coût obtenus par les différents indices ; ligne de 10 nœuds.

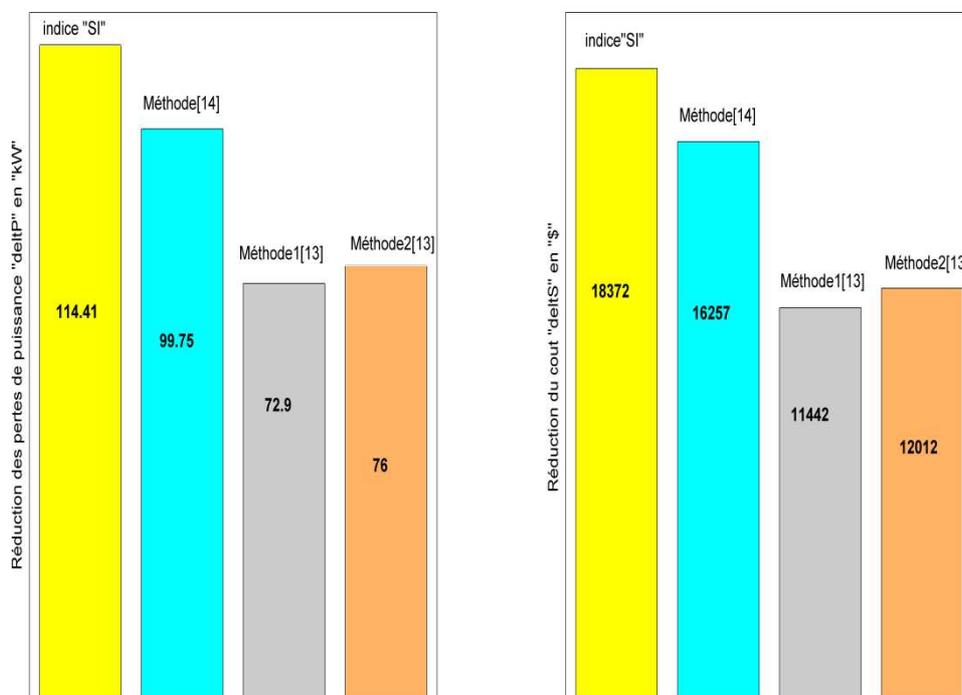


Fig.3.6 : Graphe comparatif des réductions des pertes de puissance et du coût ; ligne de 10 nœuds.

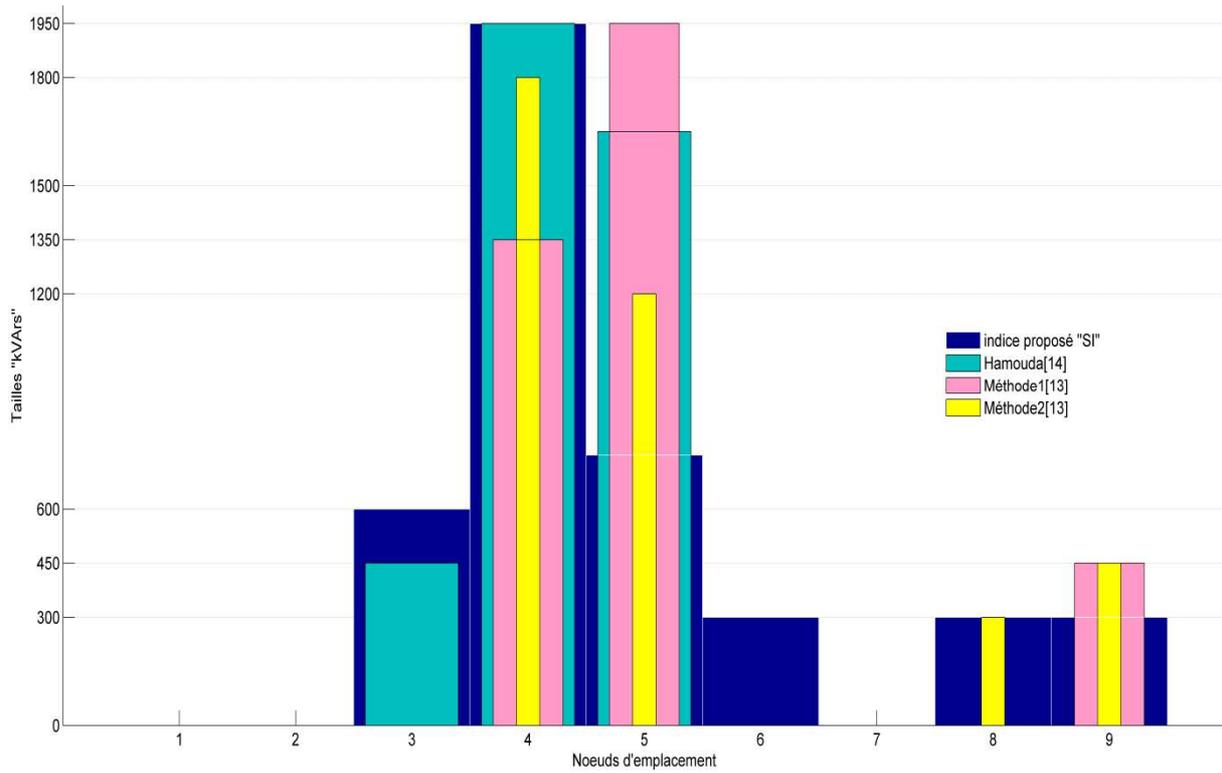


Fig.3.7 :Graphe comparatif des tailles et emplacements optimaux ; ligne de 10 nœuds.

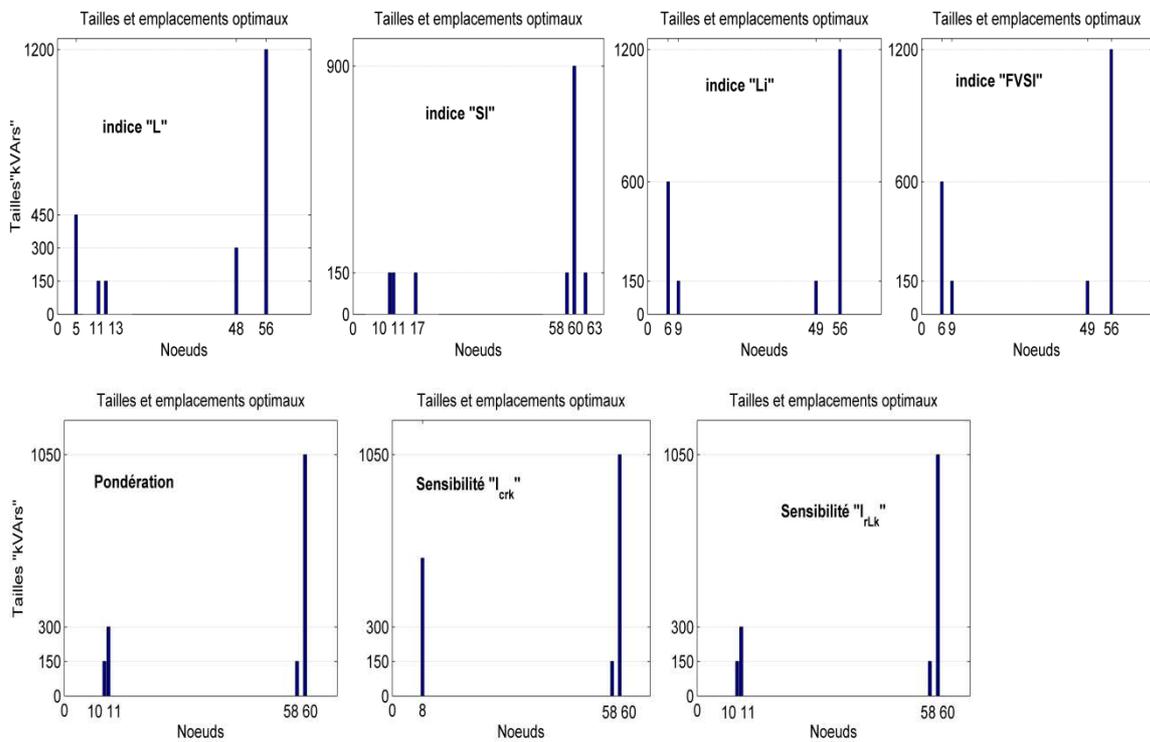


Fig.3.8 : Tailles et emplacements optimaux pour différents indices ; ligne de 69 nœuds.

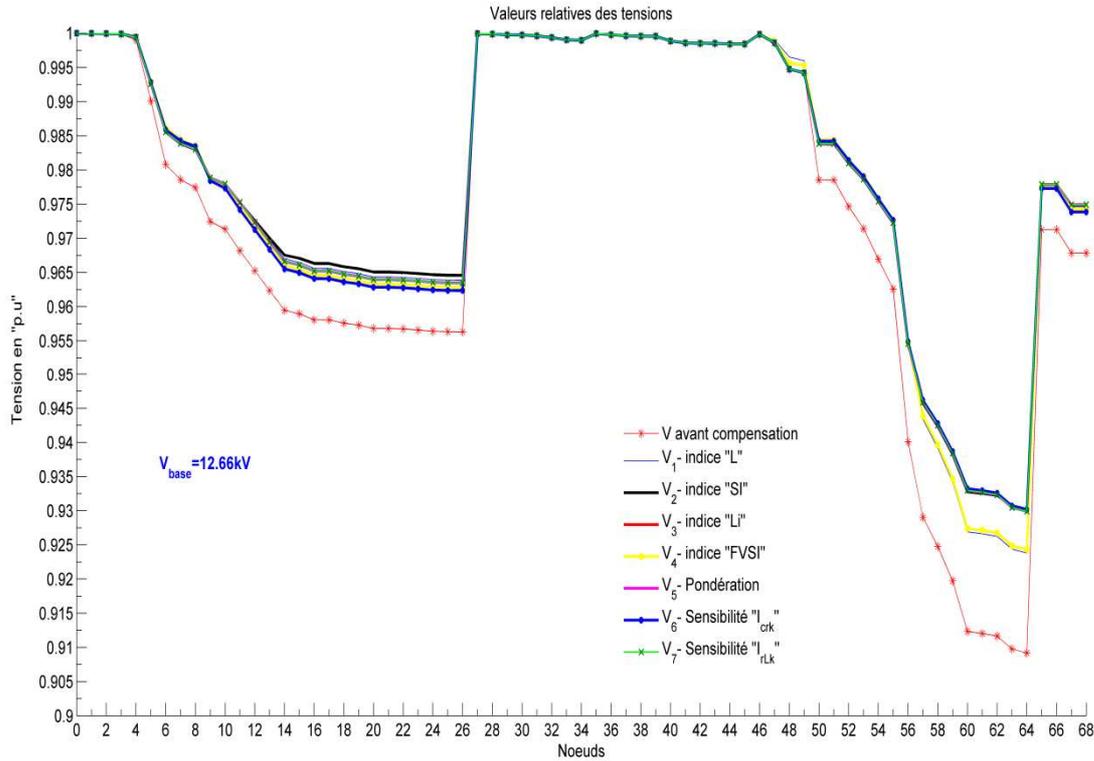


Fig.3.9: Graphe comparatif des tensions avant et après compensation par les différents indices; ligne de 69 nœuds.

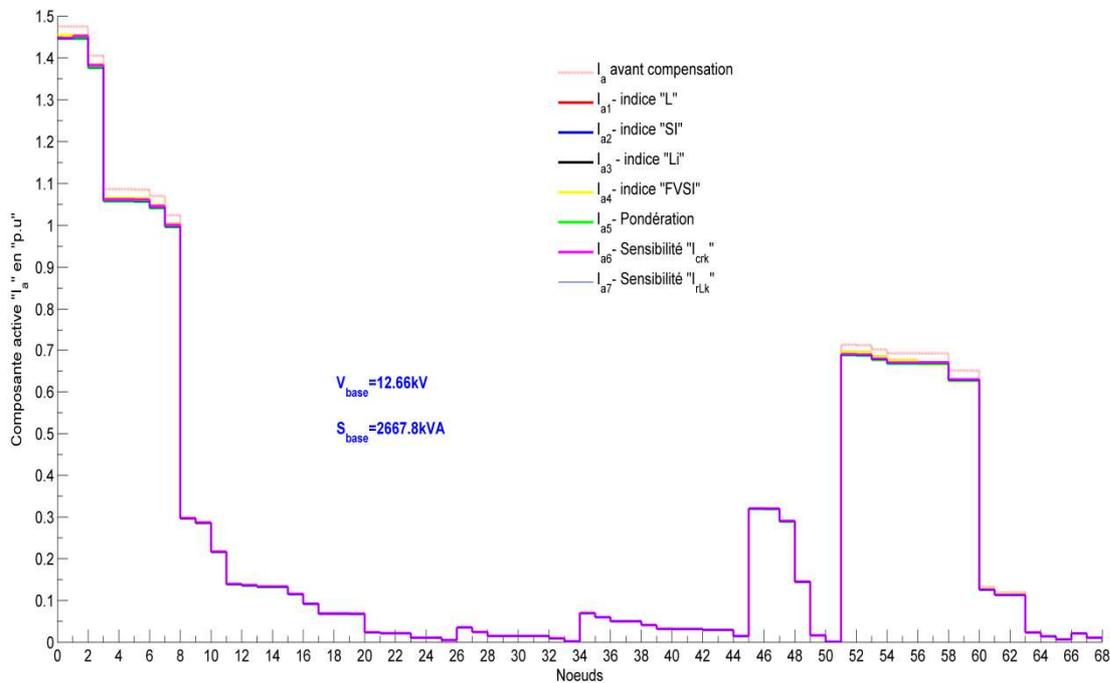


Fig.3.10-a : Graphe comparatif des distributions des composantes actives des courants de branche avant et après compensation par les différents indices; ligne de 69 nœuds.

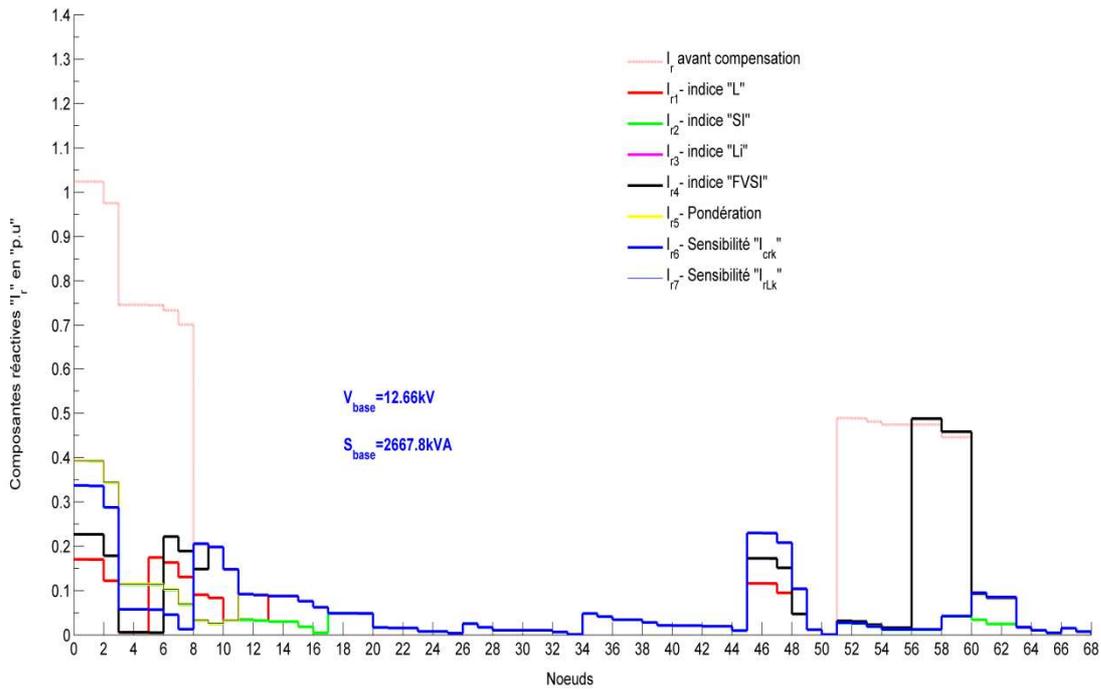


Fig.3.10-b : Graphe comparatif des distributions des composantes réactives des courants de branche avant et après compensation pour les différents indices ; ligne de 69 nœuds.

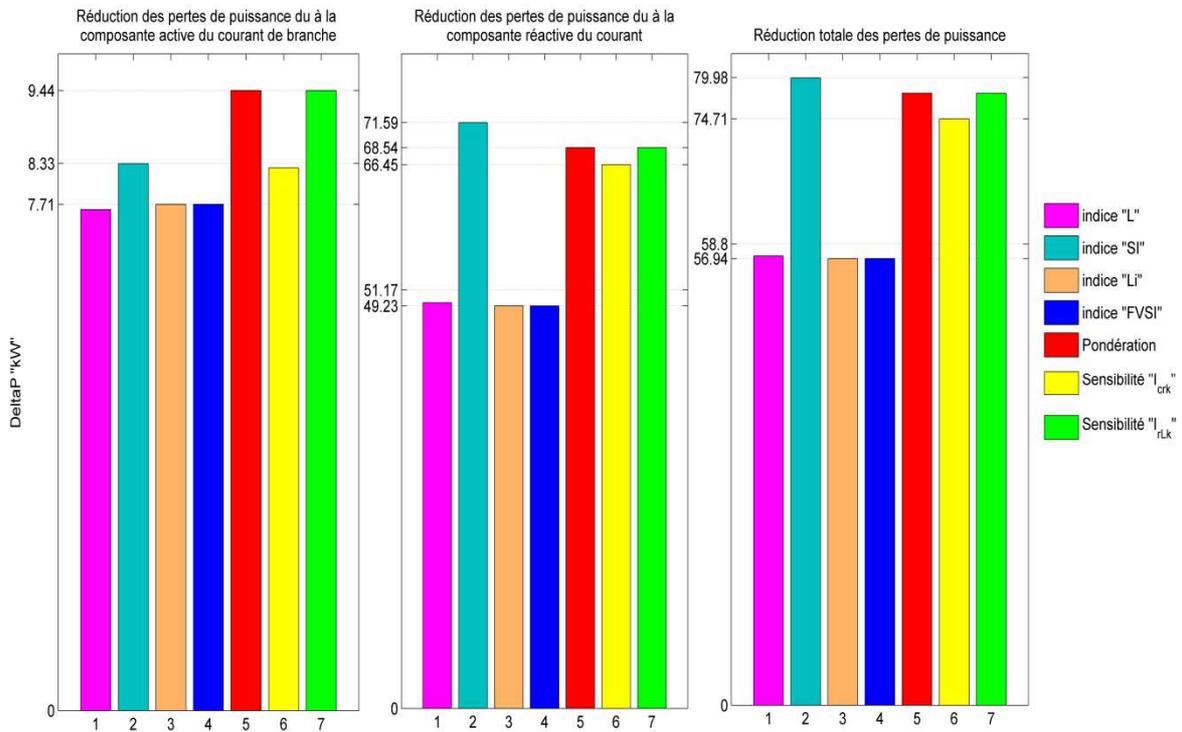


Fig.3.11 : Graphe comparatif des réductions des pertes de puissance active obtenus par les différents indices ; ligne de 69 nœuds.

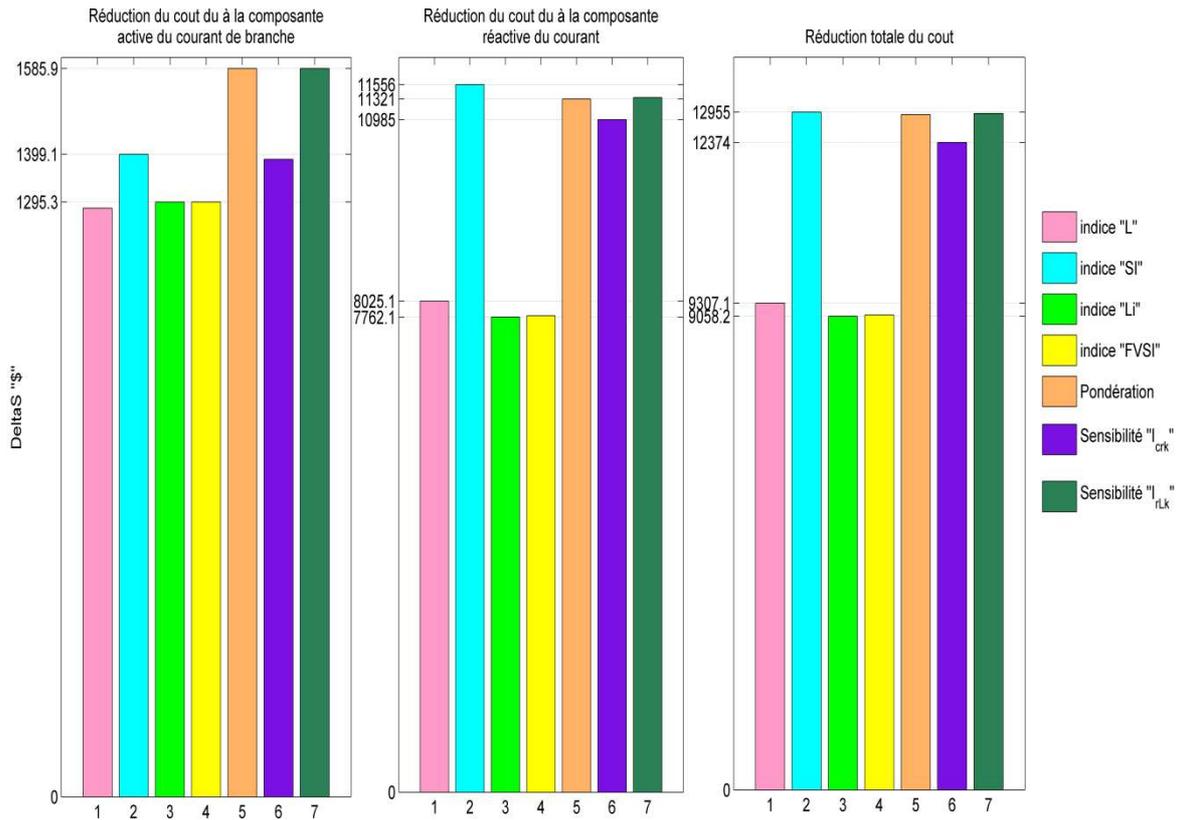


Fig.3.12 : Graphe comparatif des réductions du coût obtenus par les différents indices; ligne de 69 nœuds.

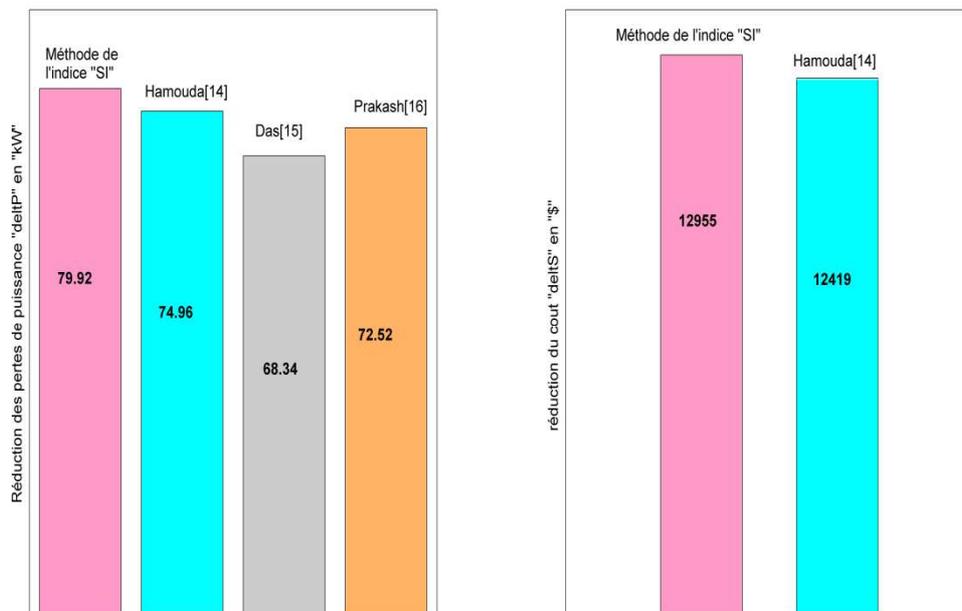


Fig.3.13 : Graphe comparatif des réductions des pertes de puissance et du coût ; ligne de 69 nœuds.

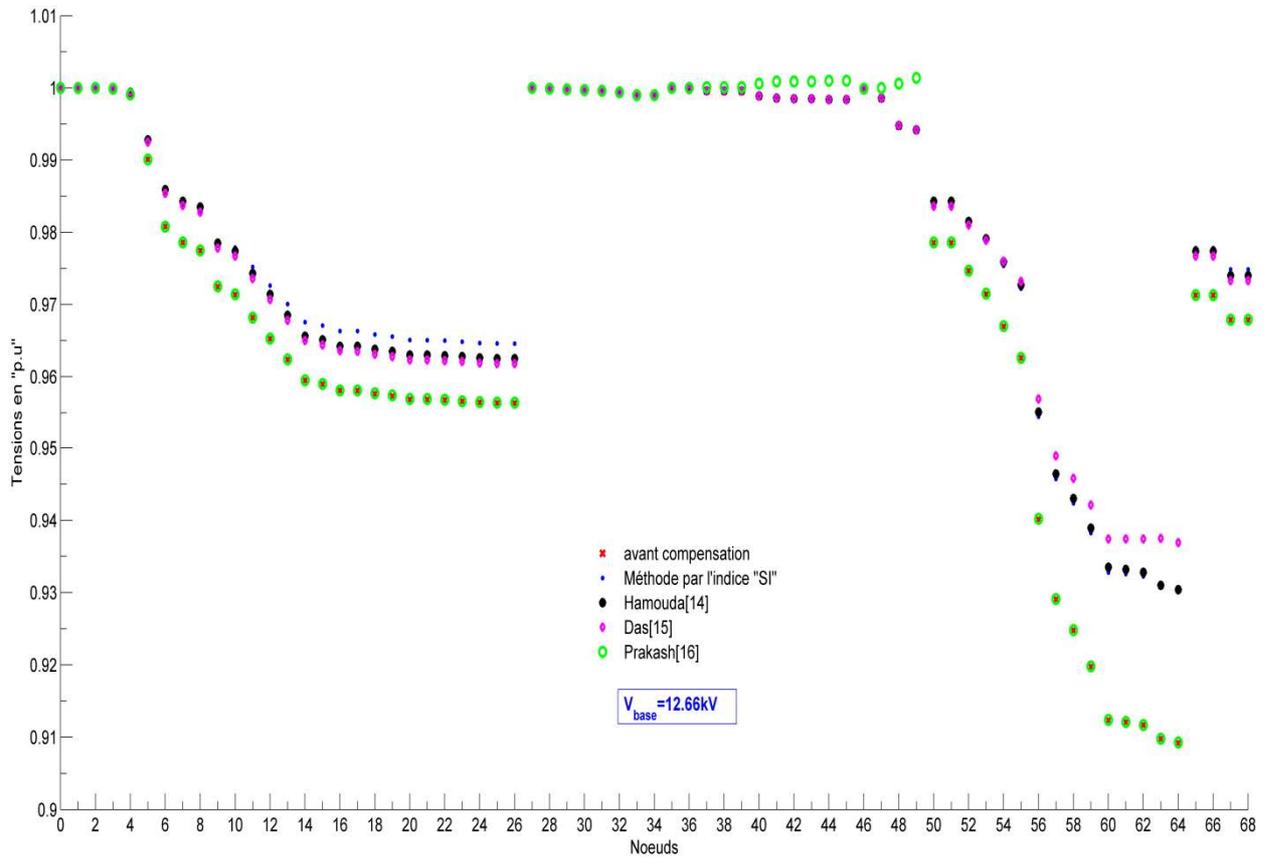


Fig.3.14 : Graphe comparatif des tensions des nœuds ; ligne de 69 nœuds.

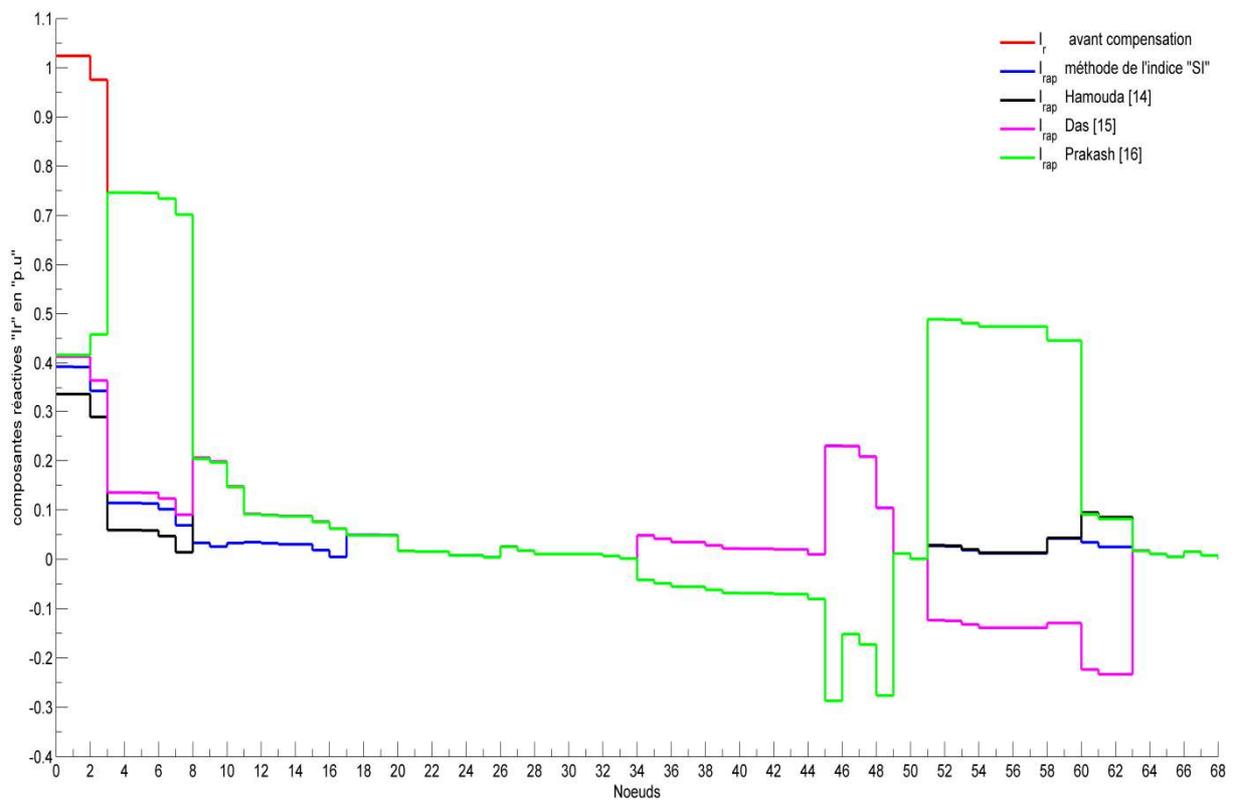


Fig.3.15 : Graphe comparatif des distributions des composantes réactives des courants de branches; ligne de 69 nœuds.

3.10 Conclusion :

Dans le présent chapitre une méthode heuristique a été proposée pour résoudre le problème de la détermination des emplacements et des puissances des batteries de condensateurs shunts à placer sur les lignes de distribution. Cette méthode où le problème de la détermination des emplacements a été découplé de celui de la détermination des puissances optimales des batteries est donc réalisée en deux étapes.

Dans la première étape, plusieurs indices de stabilité de la tension ont été utilisés pour déterminer les emplacements convenables des batteries. La seconde étape quand à elle a été consacrée à la détermination des tailles des batteries.

La comparaison des résultats obtenus par chacun des indices de stabilité considérés a montré que l'indice de stabilité noté SI donne de bien meilleurs résultats. En effet, le profil de la tension est meilleur et les réductions des pertes de puissance et du coût sont plus importantes. Les distributions des courants réactifs de branche montre que dans le cas de l'indice SI, les composantes réactives des courants de branche sont plus petites.

Ce dernier indice implique aussi des réductions des pertes de puissance et du coût plus importantes comparées à celles d'auteurs ayant utilisé des méthodes heuristiques et des méthodes utilisant la logique floue.

Bibliographie.

- [1] H. N. Ng, M. M. A. Salama, and A. Y. Chikhani, "Classification of capacitor allocation techniques," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 15, pp. 387–392, Jan. 2000.
- [2] H. N. Ng and M. M. A. Salama, "Fuzzy optimal capacitor sizing and placement," in *Proc. Canadian Conf. Elect. Comput. Eng.*, vol. 2, pp. 680–683. 1995.
- [3]- J.J et all : "proper placement of capacitors for losses reduction on distribution primary feeders." *Proceedings of the American Power Conference*, vol.42, n°11, pp. 593-603. 1980.
- [4] J.J. Grainger and S. Civanlar, "Volt/var control on Distribution systems with lateral branches using shunt capacitors as Voltage regulators-part I, II and III," *IEEE Trans. Power Apparatus and systems*, vol. PAS-104, no. 11, pp. 3278-3297, Nov. 1985.
- [5] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, pp. 735–743, Jan. 1989.
- [6]- M. E. Baran and F. F. Wu, "optimal capacitor placement on radial distribution systems" *IEEE Trans. On Power Delivery*, vol.4, pp. 725–734, Jan. 1989.
- [7] H. Chin and W. Lin, "Capacitor placement for distribution systems with fuzzy algorithm," in *Proc. IEEE Region 10's Ninth Annu. Int. Conf.*, vol. 2, pp. 1025–1029. 1994.
- [8] M. M. A. Salama and A. Y. Chikhani, "A simplified network approach to the VAR control problem for radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 8, pp. 1529–1535, July 1993.
- [9] J.L. Bala et al, "sensitivity based optimal capacitor placement on a radial distribution feeder," *IEEE Technical application Conference and Workshops Northcon95*, pp. 225–230. 10-12 Oct.1995.
- [10] T. S. A. Salama, A. Y. Chikhani, and R. Hackam, "A new technique for loss reduction using compensating capacitors applied to distribution systems with varying load condition," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, pp. 819–827, Apr. 1994.

- [11]- M.H. Haque “Capacitor Placement in Radial Distribution Systems for Loss Reduction”, IEE .Proc-Gener. Transm. Distrib, Vol. 146, N°.5, September 1999.
- [12]- M. Chis, M. M. A. Salama, and S. Jayaram, “Capacitor placement in distribution systems using Heuristic search strategies,” Proc. Inst. Elect. Eng., vol. 144, no. 3, pp. 225–230, 1997.
- [13]- S.F. Mekhamer et autres “ New Heuristic Strategies for Reactive Power Compensation of Radial Distribution Feeders” . IEEE Trans on Power Delivery, vol.17, pp.1128-1135, October 2002.
- [14]- Hamouda et autres, “ Heuristic method for reactive energy management in distribution feeders ”, Energy Conversion and Management, vol.51, pp. 518-523, 2010.
- [15]- D. Das, “ Optimal Placement of Capacitors in Radial Distribution System Using q Fuzzy-GA method”, Electrical Power and Energy Systems, vol.30, pp.361-367,2008.
- [16]- K. Prakash, M. Sydulu, “ Particle Swarm Optimization Based Capacitor Placement on Distribution Systems”, IEEE Trans, 2009.
- [17] J.J .Grainger and S.H Lee, “Capacitor release by shunt capacitor placement on Distribution Feeders: A new Voltage –Dependent Model,” IEEE Trans .PAS, pp 1236-1243 May 1982.
- [18] J. J. Grainger and S. H. Lee, “Optimal size and location of shunt capacitor for reduction of losses in distribution feeders,” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-100, pp. 1105–1118, Mar. 1981.
- [19] P. K. Dash, S. Saha, and P. K. Nanda, “Artificial Neural Net Approach for International forum on Applications of Neural Networks to Power Systems, pp. 247-250, 1991.
- [20]- S.F. Mekhamer et autres “ Application of Fuzzy Logic for Reactive Power Compensation of Radial Distribution Feeders” . IEEE Trans on Power Systems, vol.1, pp.206-213, February 2003.
- [21] N. I. Santoso, O. T. Tan, “Neural- Net Based Real- Time Control of Capacitors Installed on Distribution Systems,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. PAS-5, no.1, pp. 266-272, Jan. 1990.

Conclusion générale:

Le travail effectué dans ce mémoire a pour objet les applications liées à l'amélioration de la qualité de l'énergie via les compensateurs shunts connectés aux réseaux de distribution qui constitue une des préoccupations du laboratoire qualité de l'énergie dans les réseaux électriques « QUERE ».

Le travail présenté est une contribution à la solution du problème de la circulation des forts courants réactifs dans les réseaux de distribution équilibrés. La réduction de ces courants a été envisagée moyennant l'installation de batteries de condensateurs shunts pour lesquelles il faut trouver les meilleurs nœuds de placement ainsi que les puissances optimales. La technique de solution qui a été choisie pour résoudre ce problème est classé parmi les techniques heuristiques. Sept indices de stabilité ont alors été utilisés. Ils renseignent sur la proximité des tensions des nœuds de l'effondrement. Quatre de ces indices s'appuient sur les tensions des nœuds et leurs existence. Les trois autres, sont basés sur la sensibilité de la réduction des pertes de puissance active de la ligne étudiée. Dans ce modèle, emprunté aux auteurs ayant traité le problème de l'optimisation de l'énergie réactive par méthodes heuristiques, une méthode heuristique modifiée a été donnée. Dans cette méthode, la contrainte imposée à la tension a été substituée par une contrainte ne permettant aucune surcompensation de la ligne. Cette dernière impose aux composantes réactives des courants de branche d'être supérieures ou égales à zéro.

Les solutions obtenues pour les différents types de lignes considérées sont comparables à ceux d'autres auteurs voire meilleures lorsqu'on utilise la méthode par l'indice de stabilité "SI". En effet, l'utilisation de l'indice de stabilité noté SI mène à de meilleures réductions des pertes de puissance et du coût. Les composantes réactives des courants de branche sont plus petites. Le profil de la tension est comparable à celui de plusieurs auteurs avec cependant des courants réactifs de branche négatifs c'est-à-dire que les résultats auxquels on est arrivé sont obtenus sans aucune surcompensation.

Comme il n'est pas imaginable de séparer le problème de la compensation de l'énergie réactive de celui de l'écoulement de charge qui constitue d'ailleurs un préalable au premier, nous nous sommes aussi penché dans le cadre de ce

mémoire sur ce problème. Une méthode a été développée dans ce but et une technique propre à nous a été donnée pour reconnaître la configuration. Notre solution a été appliquée à de nombreuses lignes et les résultats auxquels nous sommes arrivé sont comparables à ceux des auteurs ayant développé des méthodes similaires de calcul de l'écoulement de charge dans les réseaux de distribution.

Pour clore le présent mémoire, une question nous vient à l'esprit quand à la suite à donner au présent travail. Vat-on s'arrêter à ce qui a été réalisé ici ou peut on continuer nos recherches sur ce thème. Si la réponse est affirmative, que doit-on faire dans la perspective de le développer. Il nous vient alors à l'esprit le problème de la compensation optimale adaptative ou bien l'optimisation de cette dernière en incluant la génération distribuée d'énergie électrique pour être en phase avec ce qui se fait à travers le monde en incluant dans les réseaux les petits producteurs d'énergies propres.

Annexes.

Annexe 1 :

Les données du réseau radial avec une seule branche à 12- jeux de barres sont consignées dans le tableau.1 :La tension de base est égale à 11kV, la puissance de base est de 405 MVA.

Tableau. A.1 : données de la ligne de 12 jeux de barres.

Numéro de la branche	Nœud De départ	Nœud D'arrivée	r (Ω)	x (Ω)	Pl (kW)	Ql (kVA)
1	0	1	1.093000	0.455000	60.000000	60.000000
2	1	2	1.184000	0.494000	40.000000	30.000000
3	2	3	2.095000	0.873000	55.000000	55.000000
4	3	4	3.188000	1.329000	30.000000	30.000000
5	4	5	1.093000	0.455000	20.000000	15.000000
6	5	6	1.002000	0.417000	55.000000	55.000000
7	6	7	4.403000	1.215000	45.000000	45.000000
8	7	8	5.642000	1.597000	40.000000	40.000000
9	8	9	2.890000	0.818000	35.000000	30.000000
10	9	10	1.514000	0.428000	40.000000	30.000000
11	10	11	1.238000	0.351000	15.000000	15.000000

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 est égale 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	Nœuds de départ	Nœuds 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 : La 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	Nœuds de départ	Nœuds D'arrivée	r (Ω)	x(Ω)	Pl (kW)	Ql (kVA)
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	40.400000	30.000000
7	3	46	0.092200	0.047000	75.000000	54.000000
8	4	5	0.049300	0.025100	30.000000	22.000000
9	5	6	0.819000	0.270700	28.000000	19.000000
10	6	7	0.187200	0.061900	145.000000	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	45.500000	30.000000
16	10	11	0.374400	0.123800	60.000000	35.000000

17	10	65	0.004700	0.001600	60.000000	35.000000
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	81.000000
21	13	14	0.014000	0.004600	5.300000	3.500000
22	14	15	0.159100	0.052600	0.000000	0.000000
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	1.200000	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

Annexe2 :

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

Tableau. A.4 : données de la ligne de 10 jeux de barres.

Numéro de la branche	Nœuds de départ	Nœuds D'arrivée	r (Ω)	x (Ω)	Pl (kW)	Ql (kVA)
1	0	1	0.123300	0.4127	1840	460
2	1	2	0.246700	0.6051	980	340
3	2	3	0.746300	1.2050	1790	446
4	3	4	0.698400	0.6084	1598	1840
5	4	5	1.983100	1.7276	1610	600
6	5	6	0.905300	0.7886	780	110
7	6	7	2.055200	1.1640	1150	60
8	7	8	4.795400	2.7160	980	130
9	8	9	5.343400	3.0264	1640	200

ملخص.

في العقود الأخيرة, تم منح اهتمام إلى شبكات التوزيع وتدفق التحميل الذي يحدث فيها. وما يبرر هذا الاهتمام هو تيارات الفروع القوية التي تنتشر والتي تسبب انخفاض التوتر وضياح الطاقة مما يستوجب تقليصه. والوسيلة الأكثر استعمالا في هذه الحالة هو وضع مكثفات التي يجب العثور على ساعاتها ومواقعها المثلى. لهذا طريقة هوريسنتية أعطيت أين المواقع المحتملة يتم تحديدها بواسطة مؤشرات استقرار التوتر البسيطة وسهلة الحساب. وقد أجريت دراسة مقارنة لهذه المؤشرات لتحديد الأنجع منها. ساعات البطاريات المثلى تحسب من خلال حل مشكلة التحسين غير الخطية المرغمة. كلمات-مفتاحية: نظم التوزيع, مؤشرات الاستقرار, تدفق الطاقة, ساعات المكثفات, التعويض المثالي.

Résumé.

Durant ces dernières décennies, un intérêt particulier a été accordé aux réseaux de distribution et à l'écoulement de charge qui s'y produit. Cet intérêt est justifié par les forts courants de branches qui y circulent et qui sont la cause de fortes chutes de tensions et de pertes de puissance non négligeables qu'il s'agit de réduire. Le moyen le plus indiqué dans ce cas est le placement de batteries de condensateurs shunts pour lesquelles il faut trouver les puissances et les emplacements optimaux. Pour cela une méthode heuristique a été donnée où les emplacements probables des batteries sont déterminés au moyen d'indices de stabilité de la tension simple et facile à calculer. Une étude comparative de ces derniers a été menée pour déterminer le plus efficace d'entre eux. Les puissances optimales des batteries sont déterminées en résolvant en problème d'optimisation non-linéaire avec contraintes.

Mots-clés : Réseaux de distribution, indices de stabilité, l'écoulement de puissance, batteries de condensateurs, optimisation de la compensation.

Abstract.

During these last decades, a particular interest has been given to distribution networks and the load flow of the later. This interest is justified by the high level of branch currents which cause a high voltage drops and non-negligible power losses that will be reduced. The more indicated means in this case is the placement of shunt capacitors for which it is necessary to find the optimal number, powers and locations. For this a heuristic method has been given where the suitable locations of the capacitors are determined using voltage stability indices which are fast and easy to calculate. Voltage stability indices have been compared to determine the most effective of them. The capacitors optimal sizes are determined by solving a constrained non-linear optimization problem.

Key-words: Distribution networks, stability indices, load flow, shunt capacitor, optimal compensation.