

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Projet de Fin d'Études

présenté par

DJAZIRI FATIMA.ZOHRA

&

EL-HOUARI HOUCINE

pour l'obtention du diplôme Master en Electrotechnique option Machines Electriques

Thème

Compensation Optimale de l'Énergie Réactive dans les Réseaux Electriques par FACTS (SVC)

Proposé par : BELAZZOUG Messaoud & RAHMANI.M

Année Universitaire 2014-2015

Dédicace

A la mémoire de mon père et mère qui ont souhaité vivre pour longtemps juste pour nous voir Qu'est-ce que nous allons devenir.

Que dieu vous protège et vous garde pour nous

A celle qui m'a transmis la vie, l'amour, le courage, à toi chère tante SOUHILA toutes mes joies, mon amour et ma reconnaissance. Pour l'éducation que tu m'as prodigué; avec tous les moyens et au prix de toutes les sacrifices que tu as consentis à mon égard, pour le sens du devoir que tu m'as enseigné depuis mon enfance.

A mes précieuses sœurs Meriem, Hafsa et Soumia, les mots ne peuvent résumer ma reconnaissance et mon amour à votre égard

A mon frère Brahim, que j'aime tant

A mon mari Maamar qui m'a encouragé durant toutes mes études

A mon binôme Houcine et tous mes amis avec lesquels j'ai partagé mes moments de Joie et de bonheur

Que toute personne m'ayant aidé de près ou de loin, trouve ici l'expression de ma reconnaissance.

A tous mes collègues de la promotion 2015.

Fatima Zohra

Dédicace

*C'est avec profonde gratitude et sincères mots,
que je dédie ce modeste travail de fin d'études à
mes chers parents et ma chers tante, qui ont sacrifié leur vie
pour
ma réussite et m'ont éclairé le chemin par
leurs conseils .*

*J'espère qu'un jour,
je pourrai leurs rendre un peu de ce qu'ils ont
fait pour moi, que dieu les preserve et leurs donne une longue
vie pleine de bonheur et joie .*

*Je dédie aussi ce travaille à mon petit frère Mimo,
mes sœurs Naima, Rania, Asma, et ma grand mère et toute
ma famille, ainsi que mes amis,
Lokmane, Redha, Amine, Hamza Halawiyate,
Hayate, Shayma, Nesrine ,Hadjer,
et mon binôme Fatima Zahra et aux professeurs qu'ils m'ont
enseigné.*

Et à tous ce qu'ils sont chers pour moi .

Houcine

Remerciement

Tout d'abord on remercie dieu tout puissant pour la bonne santé, la volonté et de la patience qu'il nous a données tout au long de notre projet de fin d'études.

*Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur monsieur **M, BELAZZOUG**, pour nous avoir proposé ce sujet, et conseillé tout au long de notre travail, pour, ses orientations judicieuses, sa patience et diligence, et par ses suggestions qui ont grandement facilité ce travail.*

*Nous remercions **M, ZERROUK** et **M, RAHMANI** pour son aide*

Nous remercions très chaleureusement les autres membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'être rapporteurs de notre mémoire.

*Nous souhaitons aussi remercier tous les enseignants de l'université **SAAD DAHLEB DE BLIDA**, en particulier nos enseignants d'électrotechnique, pour l'enseignement qu'ils nous ont transmis, pour leur disponibilité et leur gentillesse, ainsi pour tous leurs sacrifices afin de nous offrir les meilleures conditions d'étude.*

Nous remercions vivement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ملخص:

للحد من خسائر الطاقة بسبب تيارات الفروع القوية و التحسين لتوتر شبكات التوزيع. الوسيلة الأكثر استعمالا هي وضع مكثفات. المشكل اذن هو ايجاد قيمة و مكان وضع هذه المكثفات للتقليل من المصروف
الهدف الرئيسي لهذه الاطروحة هو تطبيق طريقة لحل المشكلة الامثل من تدفق الطاقة الذي يعتبر مشكلة كبيرة غير الخطية مع القيود لتعظيم دالة الهدف.

Résumé :

Afin de réduire les pertes de puissance dues au transit de forts courants réactifs et améliorer le profil de la tension des lignes de distribution, le placement de batteries de condensateurs shunts est indiqué. Le problème est donc de trouver les puissances et les emplacements optimaux de ces batteries de sorte à réduire le cout.

L'objectif principal de ce travail est l'application d'une méthode déterministe « point intérieur » pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) qui est considéré comme un large problème d'optimisation non linéaire avec contraintes afin d'optimiser une fonction objectif.

Cette fonction objectif est la valeur absolue des batteries (SVC) à placer pour compenser la puissance réactive.

Mots clés : Ecoulement de puissance optimal (OPF)

Abstract :

To reduce power losses dues to the high level of the reactive currents transit and improve the voltage profile in distribution systems, shunt capacitor banks are widely used.

The problem to be solved is to find the capacitors optimal number, sizes and locations so that they maximize the cost reduction.

The main objective of this memory is the application of technical determinists « interior point » to solve the optimization problem of the power flow (OPF) is considered a large problem nonlinear optimization with constraints to optimize an objectif function.

Keywords : Optimal Power Flow (OPF)

SOMMAIRE

REMERCIEMENT

DEDICES

RESUME

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES ECRONYMES ET ABREVIATIONS

INTRODUCTION GENERALE1

Chapitre 1: GENERALITES

1.1 Introduction.....4

1.2 Le réseau électrique.....5

1.2.1 La production.....5

1.2.2 Le transport.....5

1.2.3 La distribution.....5

1.2.4 La consommation.....6

1.2.5 Equilibre du système électrique.....6

1.2.6 Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal.....7

1.3 Structures topologiques des réseaux électriques.....7

1.3.1	Réseau radial ou en étoile.....	7
1.3.2	Réseau en boucle.....	8
1.3.3	Réseau maillé.....	8
1.4	La puissance réactive dans les circuits électriques.....	9
1.5	La compensation.....	10
1.6	Moyens de compensation réactive.....	11
1.6.1	Compensateurs statiques de puissance réactive.....	11
1.7	Les systèmes de transmission flexibles en courant.....	11
1.7.1	Définition.....	12
1.7.2	Les différents types des systèmes FACTS	12
1.7.3	Les avantages de la technologie des dispositifs FACTS.....	14
1.7.4	Les inconvénients de la technologie des dispositifs FACTS	14
1.8	Structure des Principaux Dispositifs FACTS.....	14
1.8.1	Dispositifs de compensation dynamique shunts	14
a.	Compensateur statique de puissance réactive (SVC)	15
a.1	Définition.....	15
a.2	Principe de fonctionnement	15
1.9	Autres FACTS.....	17
1.9.1	Le STATCOM (Statice Compensator).....	17
1.9.2	La capacité série commande par thyristor (TCSC)	17
1.9.3	Compensateur statique série synchrone (SSSC)	17
1.9.4	Dispositifs de compensation dynamique hybrides "série - parallèle "	17
a.	Compensateur universel	17
1.10	Conclusion.....	17

Chapitre 2 : ECOULEMENT DE PUISSANCE

2.1	Introduction.....	18
2.2	Unité relative.....	19
2.3	Modélisation des éléments du réseau	20
2.3.1	Modèle de générateur	20

2.3.2	Modèle de Ligne	20
2.3.3	Modèle de Transformateur	21
2.3.4	Modèle de Charge	22
2.3.5	Modèle de l'élément shunt (SVC)	22
2.3.6	Modèle des nœuds du réseau.....	23
2.4	Problème de l'écoulement de puissance.....	25
2.5	Modélisation de l'écoulement de puissance.....	25
2.5.1	Réseaux en échelle	25
a	Puissance dans les branches	26
a.1	Puissance en fin de branche	26
a.2	Pertes de puissances dans une branche	27
a.3	Puissances en début de branche	27
b	Courants dans les branches	28
c	Tension d'un nœud	28
2.5.2	Ligne avec ramifications	28
a	La configuration de la ligne	29
b	Puissances dans les branches	31
b.1	Puissance et courant dans les branches	31
c	Tension d'un nœud.....	32
2.6	Méthode de solution.....	32
2.7	Organigramme de la méthode de l'écoulement de puissance	32
2.7.1	Ligne en échelle	33

2.7.2	Ligne avec ramifications.....	34
2.8	Application numériques et résultats	36
2.9	Discussion des résultats	42
	a- Réseau de 10 jeux de barres (Tableau 2.1).....	42
	b- Réseau de 33 jeux de barres (Tableau 2.2)	42
	c- Réseau de 69 jeux de barres (Tableau 2.3).....	42
2.10	Conclusion.....	43

Chapitre 3 : OPTIMISATION PAR LA METHODE DU POINT INTERIEUR

3.1	Introduction.....	44
3.2	Historique	44
3.3	Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation	45
3.4	Concepts de base et terminologie concernant l'optimisation	45
3.5	Méthodes d'optimisation déterministes	47
3.6	Les méthodes du point intérieur.....	48
3.6.1	Différents méthodes du point intérieur.....	48
3.6.2	Principe d'optimisation par les méthodes du point intérieur.....	49
3.6.3	Développement du Lagrangien, Gradient et Hessien.....	50
3.6.4	Algorithme de la méthode du point intérieur.....	53
3.7	Application de la méthode du point intérieur à un réseau électrique.....	54
3.8	Calcul des Eléments du gradient du lagrangien.....	57
3.9	Calcul du hessian	57
3.10	Le calcul du jacobian.....	57

3.11 Conclusion.....	58
----------------------	----

Chapitre 4 : TESTS ET VALIDATIONS

4.1 Introduction	59
4.2 Test et validations de la méthode	60
4.2.1 Tableaux des résultats	60
a. Premier cas	60
b. Deuxième cas	65
4.2.2 Emplacement des batteries	69
4.4 Discussions des valeurs après compensation	69
a. Réseau de 10 jeux de barres	69
b. Réseau de 69 jeux de barres	70
c. Réseau de 87 jeux de barres	71
4.5 Conclusion	71
CONCLUSION GENERALE	72

Annexes

Bibliographie

Conclusion générale

L'objectif de notre travail consistait essentiellement à présenter une récente méthode d'optimisation exploitée dans le domaine électrique, appelée est la méthode du point intérieur.

Cette étude nous a permis de découvrir cette méthode très robuste et fiable du point de vue coûts réduits, malgré que la méthode de point intérieur nécessite un temps de calcul plus important.

La mise en application de cette méthode à des réseaux de distribution de 10, 69, 87 nœuds avec contraintes, pour effectuer le calcul relatif à l'optimisation des pertes de puissances, a donné des résultats très satisfaisants. Cela nous encourage à faire des essais sur des réseaux à nombre plus élevé de nœuds, avec des contraintes plus compliquées. L'optimisation des réseaux électriques restera toujours une recherche à la portée des électrotechniciens et toute personne spécialisée dans le domaine génie électrique.

Liste des tableaux

Tableau 2.1	solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 10 jeux de barres
Tableau 2.2	solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 69 jeux de barres
Tableau 2.3	solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 87 jeux de barres
Tableau 3.1	Les variables de décision du problème
Tableau 4.1	Prix des batteries selon leurs tailles.
Tableau 4.2	Résultats, Réseau 10 jeux de barres.
Tableau 4.3	Résultats, Réseau 69 jeux de barres.
Tableau 4.4	Résultats, Réseau 87 jeux de barres.
Tableau 4.5	Résultats, Réseau 10 jeux de barres (cas2).
Tableau 4.6	Résultats, Réseau 69 jeux de barres (cas2).
Tableau 4.7	Résultats, Réseau 87 jeux de barres (cas2).
Tableau 4.8	Emplacement des batteries dans les réseaux de 10, 69, 87 jeux de barres.

Listes des acronymes et abréviations

ORPF	Optimal Réactive Power Flow
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission System
SVC	Compensateur Statique de l'énergie Réactive
K.K.T	Karuch-Kuhn-Tucker
$\frac{\Delta V}{V}$	Chute de tension dans un câble ou transformateur
R	Résistance des conducteurs ou des transformateurs
X	Réactance des câbles ou des transformateurs
RCT	Résistance Commandé par Thyristor
CCT	Condensateur Commandé par Thyristor
V_{\min}	Limite inférieur de tension
V_{\max}	Limite supérieur de tension
STATCOM	Statique compensator
TCSC	Thyristors Controlled Séries Compensator
SSSC	Compensateur statique série synchrone
UPFC	Unified Power Flow Controler
$S_{base}, P_{base}, Q_{base}$	Puissance apparente, active, réactive de base
I_{base}, V_{base}	Courant, tension de base
Z_{base}	Impédance de base
$S_{pu}, U_{pu}, I_{pu}, Z_{pu}$	Puissance apparente, tension composée, courant, impédance en

	Unités relatives
$P_{Gi \min}$	Puissance active minimale des générateurs
P_{Gi}	Puissance active des générateurs
$P_{Gi \max}$	Puissance active maximale des générateurs
$Q_{Gi \min}$	Puissance réactive minimale des générateurs
Q_{Gi}	Puissance réactive des générateurs
$Q_{Gi \max}$	Puissance réactive maximale des générateurs
Y_{ii}	Les éléments diagonaux de la matrice admittance
Y_{ij}	Les éléments non diagonaux de la matrice admittance
P_i et Q_i	Puissance active et réactive à la fin de branche « i »
P_{Li} et Q_{Li}	Puissances actives et réactives de la charge de la branche « i »
Q_{Ci}	Puissance de la batterie (SVC) branchée au nœud « i »
P_{di} et Q_{di}	Puissance active et réactive en début de la branche « i »
P_{lossi} et Q_{lossi}	Pertes de puissance active et réactive de la branche « i »
\bar{I}_i	Courant complexe circulant dans une branche « i »
\bar{S}_{di}^*	Conjugué de la puissance apparente complexe en début de branche
V_i	Tension à l'origine au nœud « i »
$n_j r_k$	Nombre de jeux de barre de chaque ramification k
$m(i, j)$	Matrice de la configuration des lignes de ramification
S	Variable d'écart
λ_g et λ_h	Vecteurs multiplicateurs du Lagrangien des contraintes d'égalités et d'inégalités
G_{ij}	Partie réelle de la matrice admittance
B_{ij}	Partie imaginaire de la matrice admittance
μ	Facteur de perturbation (contrôle)
H	Matrice hessienne

SPG	Variable d'écart pour la contrainte PG
SQG	Variable d'écart pour la contrainte QG
SV	Variable d'écart pour la contrainte VG

CHAPITRE 1

GENERALITES

1.1 Introduction :

L'objectif d'un gestionnaire de réseau de transport est d'optimiser l'exploitation de ses ouvrages et donc de maximiser la puissance active transmissible sur les lignes existantes ou à construire. Lorsqu'un réseau alternatif est fortement maillé et que les lignes de transport sont courtes, la contrainte qui limite le transit en puissance sur une ligne se confond généralement avec le dimensionnement en courant de l'ouvrage.

Toutefois lorsque la longueur des lignes de transport ou, d'une manière plus générale, la distance entre les centrales de production et les consommateurs, devient supérieure à quelques centaines de Kilomètres d'autres phénomènes électrotechniques peuvent réduire sensiblement la puissance maximale transmissible. Ces phénomènes sont liés d'une part à la chute de tension dans les lignes et à la nécessité de préserver la stabilité du réseau lors des perturbations les plus fréquentes comme par exemple les défauts d'isolement en ligne.

On regroupe sous le terme générique « moyens de compensation » l'ensemble des dispositifs qui ont pour objet de repousser les limites induites par les contraintes de tension et de stabilité angulaire afin de rapprocher la puissance maximale transmissible du dimensionnement de la ligne [1].

Les moyens classiques de contrôle ou l'amélioration du comportement d'un réseau électrique (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs)

pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes.

Il faudra vraisemblablement, dans l'avenir, compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) pour le contrôle des réseaux. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes. [2]

1.2 Le réseau électrique :

De façon très générique, un réseau électrique peut être dissocié selon quatre grandes parties [1] :

1.2.1 La production :

Elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produites sous la forme de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites « primaires ».

1.2.2 Le transport :

Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation. Les grandes centrales étant en général groupées autour des fleuves, des cours d'eau et des océans, le « grand transport » consiste à parcourir de longues distances en direction des extrémités des territoires nationaux. L'ordre de grandeur de ces distances impose, entre autre, le fait de véhiculer l'énergie électrique sous très haute tension (les pertes par effet joules sont inversement proportionnelles au carré de la tension pour une puissance et une charge identiques).

1.2.3 La distribution :

Elle consiste en un maillage fin du territoire permettant à chaque utilisateur d'être à proximité d'une liaison au réseau. C'est l'ultime ramification des lignes et des installations

qui permet également un passage progressif des très hautes tensions du transport aux basses tensions de la consommation.

1.2.4 La consommation :

Chaque récepteur électrique connecté au réseau consomme une puissance active et une puissance réactive.

La consommation domestique, qui est généralement majoritaire, est très ramifiée et se fait sous basse tension souvent monophasée (100 à 250 V). Certains « clients » industriels (grosses usines, ferroviaire, etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension. [3]

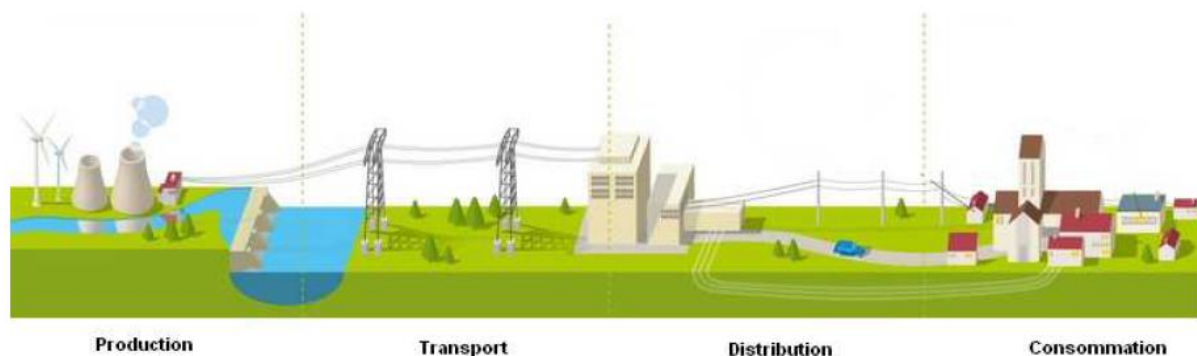


Figure 1.1 : Représentation générique d'un réseau électrique

Pour la conduite d'un réseau électrique, en alternatif, nous pouvons considérer qu'il existe trois paramètres clés à surveiller :

- La **tension**, qui doit être maintenue dans des limites contractuelles (généralement +/-5%).
- Le **courant** (niveau de charge) des ouvrages pour empêcher toute congestion durable qui pourrait remettre en cause la sécurité du système ou accélérer le vieillissement des équipements.
- La **fréquence**, dont les fluctuations sont l'image d'un écart entre production et consommation.

1.2.5 Equilibre du système électrique :

L'équilibre du système électrique est nécessaire parce qu'il faut que la puissance injectée (Production) soit égale à la puissance soutirée (consommation) plus les pertes générées sur le réseau. Ainsi, les systèmes électriques subissent-ils une forte contrainte d'équilibre en temps réel entre les injections et les soutirages. Cet équilibre production-consommation est

nécessaire tout d'abord car les systèmes électriques à courant alternatif fonctionnent comme une « grande » machine synchronisée. Le fonctionnement de cette machine est très complexe et particulièrement vulnérable aux instabilités. Ces instabilités se produisent principalement quand l'équilibre production-consommation n'est pas respecté [4].

1.2.6 Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal :

Les lignes électriques et les transformateurs ont des capacités de transport physiquement limitées. Ces limites sont principalement thermiques. Les limites thermiques sont liées à l'échauffement des lignes lors du passage du courant électrique. L'effet joule entraîne une transformation de puissance électrique en puissance thermique. Cette énergie thermique provoque une augmentation de la température de la ligne. Ce changement de température modifie les caractéristiques mécaniques de la ligne et provoque une dilatation des conducteurs [5].

1.3 Structures topologiques des réseaux électriques:

Le concept de réseau englobe la totalité des installations, notamment les lignes aériennes, les câbles, les transformateurs et les appareils avec leurs moyens de contrôle et de sécurité, les interrupteurs, etc., nécessaires au transport et à la distribution de l'énergie électrique. On distingue trois structures de réseau. D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui est ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux électriques.

1.3.1 Réseau radial ou en étoile :

Leur configuration est celle rencontrée dans l'exploitation des réseaux de distribution dont les sources de tension sont constituées d'un ou plusieurs transformateur(s) abaisseur(s).

Il représente le réseau sous sa forme la plus simple. Les lignes partent d'un point central, par exemple une station de transformation locale, et rayonnent depuis celui-ci. Si une perturbation se produit sur ce type de réseau, l'alimentation électrique de tous les clients rattachés à ce rayon défectueux est interrompue, jusqu'à ce que la panne soit réparée. La panne d'une station de transformation peut paralyser tout un quartier.

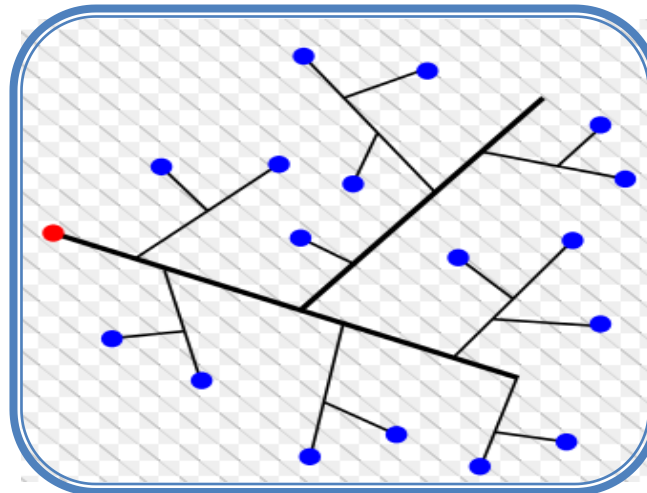


Figure 1.2 : Structure d'un réseau radial

1.3.2 Réseau en boucle :

Un réseau bouclé est un réseau maillé simplifié présentant un certain nombre de boucles fermées. Chacune de boucle contient un nombre limité de sources. L'assemblage en boucle des lignes permet de mettre hors circuit une partie de la ligne défectueuse grâce à ses points de séparation. L'alimentation électrique est interrompue uniquement dans cette partie jusqu'à la réparation de la panne ; le reste du réseau peut continuer à fonctionner.

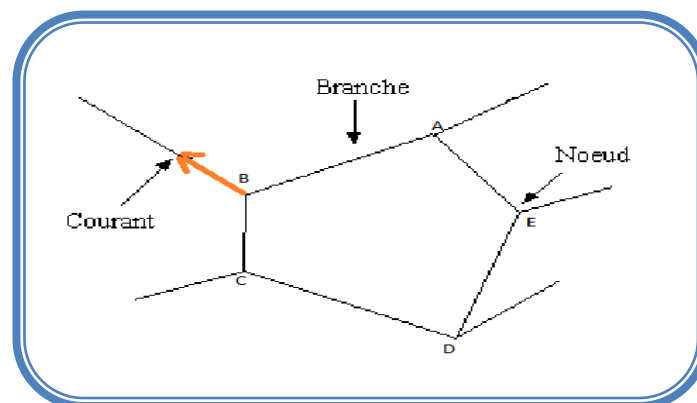


Figure 1.3: Structure d'un réseau bouclé

1.3.3 Réseau maillé :

Ce sont des réseaux dans lesquels les liaisons forment des boucles dont la majorité a des côtés communs, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet. Dans ces réseaux, les transits d'énergie dans les différentes branches peuvent facilement échapper à tout contrôle précis.

Cette structure est généralement utilisée pour le transport. Lorsque des lignes en boucle sont regroupées pour relier des points très éloignés les uns des autres, elles forment un réseau maillé. Les réseaux maillés sont surtout construits et exploités là où la sécurité d'approvisionnement d'un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, comme c'est particulièrement le cas pour les réseaux de transport et de distribution haute tension.

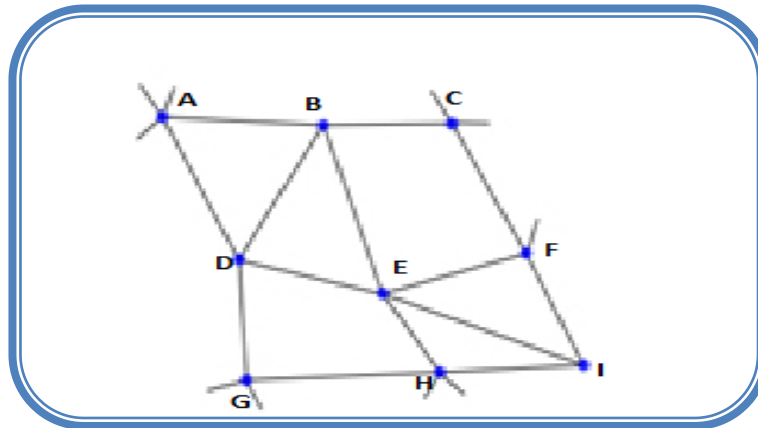


Figure 1.4 : Structure d'un réseau maillé

1.4. La puissance réactive dans les circuits électriques :

Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active.

A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, et pour l'amélioration de la marge de stabilité.

Actuellement, avec la complexité des réseaux électriques, la participation des générateurs dans la production de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Elle est générée en grande partie par les moyens de compensation existant dans les lignes de transport. Afin de garantir une bonne qualité d'énergie il est nécessaire de satisfaire l'équilibre offre demande de l'énergie réactive, de fournir une tension aussi régulière que possible et de respecter un certain nombre de contraintes techniques.

1.5. La compensation :

Les réseaux électriques à pour but de véhiculer de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente S à deux composantes :

la puissance P et la puissance Q liées par le déphasage.

$$S = P + jQ = UI [\cos\beta + j \sin\beta] \quad (1.1)$$

β : Angle de déphasage entre la puissance active et la puissance apparente, alors $\text{Tang } \beta = Q/P$

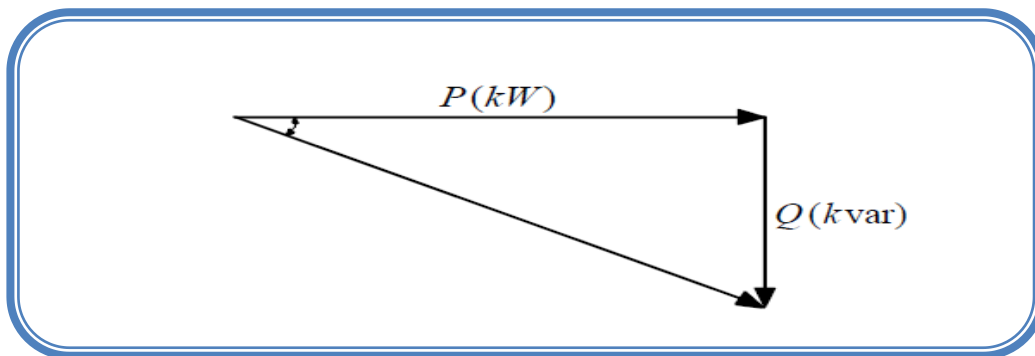


Figure 1.5 : Composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (1.2)$$

La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS) [6].

1.6. Moyens de compensation réactive :

Il existe plusieurs catégories de dispositifs de production de puissance réactive : compensateurs synchrones, les bancs de condensateurs et les compensateurs statiques de puissance réactive.

Nous nous intéressons dans ce mémoire des compensateurs statiques de puissance réactive.

1.6.1 Compensateurs statiques de puissance réactive :

Les compensateurs statiques de puissance réactive, ou FACTS (de l'anglais Flexible Alternative Current Transmission System) sont des dispositifs plus récents qui associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de régler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du nœud de connexion. Ces appareils ont un temps de réponse très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes.

1.7 Les systèmes de transmission flexibles en courant :

Avec le développement rapide de l'électronique de puissance, les Systèmes Flexibles de Transport AC ont été créés et implémentés dans les réseaux électriques [6-7]. Les FACTS peuvent être utilisés pour contrôler l'écoulement de puissance et améliorer la stabilité du système. Particulièrement, avec le nouveau système de dérégulation du marché de l'énergie, il y a une augmentation de l'intérêt accordé aux FACTS dans l'exploitation et le contrôle des réseaux électriques et ceci est dû aux nouvelles contraintes de charge et aux nouvelles contingences.

L'installation des FACTS est devenue indispensable pour augmenter la capacité et la contrôlabilité d'un réseau électrique.

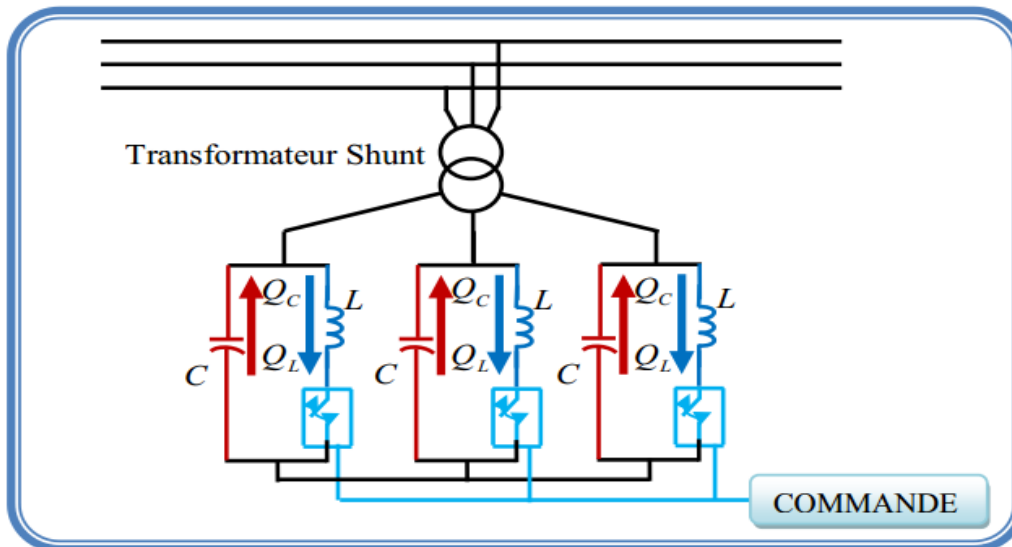


Figure 1.6 : Schéma de principe d'un FACTS

1.7.1 Définition :

Les systèmes de dispositifs FACTS sont employés pour le contrôle dynamique de tension, Impédance et angle de phase de tension afin d'améliorer le comportement dynamique des réseaux ainsi que la répartition et l'écoulement des puissances dans les réseaux. Selon *IEEE*, Les FACTS, sont définis comme suit [6]:

« Ce sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance » [8].

1.7.2 Les différents types des systèmes FACTS :

La technologie FACTS n'est pas limitée par un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble de paramètres du réseau: tension, impédance, déphasage ...etc. ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure **flexibilité du transfert d'énergie**. La figure 1.7 représente la classification des dispositifs de compensation FACTS [2]

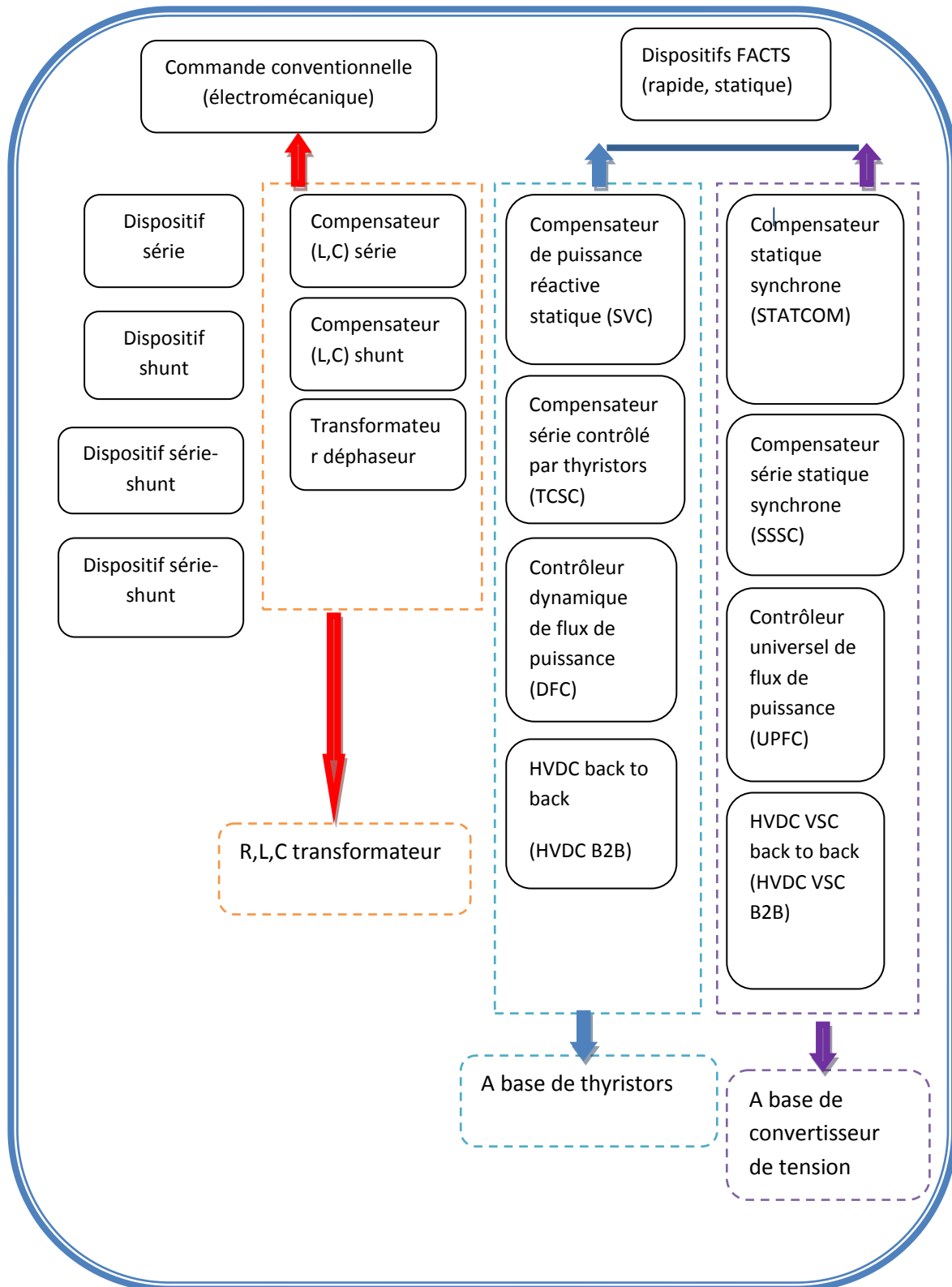


Figure 1.7 : Classification des dispositifs de compensation FACTS

1.7.3 Les avantages de la technologie des dispositifs FACTS :

- Contrôle de l'écoulement de puissance : c'est la fonction principale des FACTS.

L'utilisation du contrôle de l'écoulement de puissance peut satisfaire les demandes de charge, atteindre un fonctionnement optimal, et surmonter les conditions d'urgence.

- Amélioration de la stabilité dynamique. Cette fonction supplémentaire des FACTS comprend l'amélioration de la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations de puissance et le contrôle de stabilité de la tension.
- Augmenter la capacité de transport de lignes à leurs capacités thermiques, y compris les demandes à court terme et saisonnière.
- Fournir des connections sécurisées entre les compagnies de production et les régions par la diminution de la réserve de la puissance à générer requise par les deux zones.
- Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, ce qui permettra ainsi à la ligne de transporter plus de puissance active.
- Contrôle de la boucle de l'écoulement de puissance.

1.7.4 Les inconvénients de la technologie des dispositifs FACTS :

- Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes.
- Il y a également le coût élevé du SSSC.

1.8. Structure des Principaux Dispositifs FACTS:

1.8.1 Dispositifs de compensation dynamique shunts :

Vers la fin des années 60 plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permet de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne [2].

a. Compensateur statique de puissance réactive (SVC) :

a.1 Définition :

Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS). Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique. L'installation de SVC en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes. De surcroît, un compensateur statique sa puissance réactive peut atténuer les oscillations des amplitudes de tension [9].

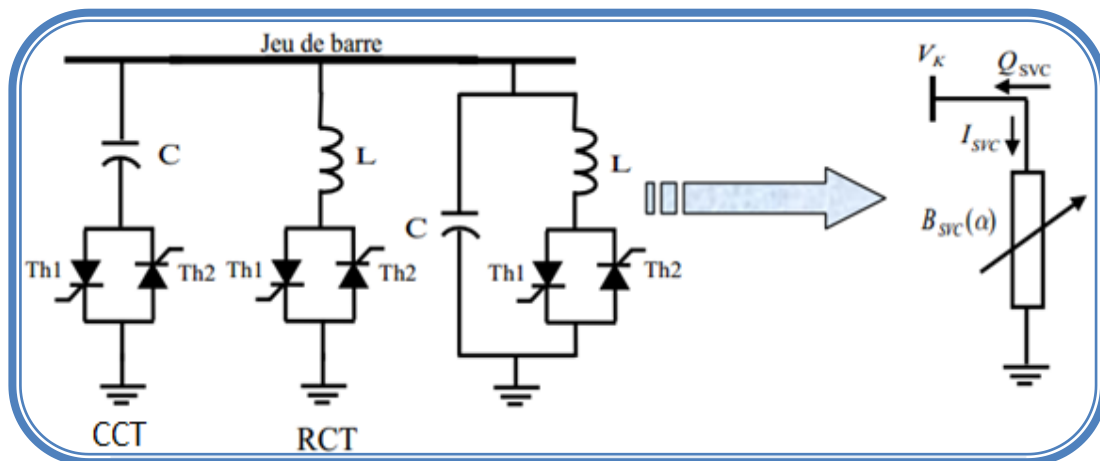


Figure 1.8 : Modèle mathématique de SVC

a.2 Principe de fonctionnement :

La figure. 1.8 donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive C et d'une bobine d'inductance avec la réactance L . Ce système utilise l'angle d'amorçage α des thyristors pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par cette méthode est rapide et d'une façon continue. Le RCT ne peut absorber que de l'énergie réactive, puisque il est constitué d'éléments inductifs. C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateur commandé par thyristor (CCT) qui fournit de

l'énergie réactive au réseau. Des thyristors fonctionnent cette fois en pleine conduction (une période complète de la pulsation du réseau). Le réglage de l'énergie absorbée par RCT, le bilan global est la somme de deux énergies.

Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le Compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont le premier dispositif à été installé en 1979 en Afrique du Sud.

La caractéristique statique de SVC est donnée par la figure. 1.9 Trois zones sont distinctes :

- Pour $V_{min} \leq V \leq V_{max}$: est une zone de réglage ou l'énergie réactive est une combinaison de CCT et RCT.
- Pour $V > V_{max}$: est une zone où le RCT donne son énergie maximale (bute de réglage). Les condensateurs sont déconnectés.
- Pour $V < V_{min}$: est une zone où les seules capacités sont connectées au réseau.

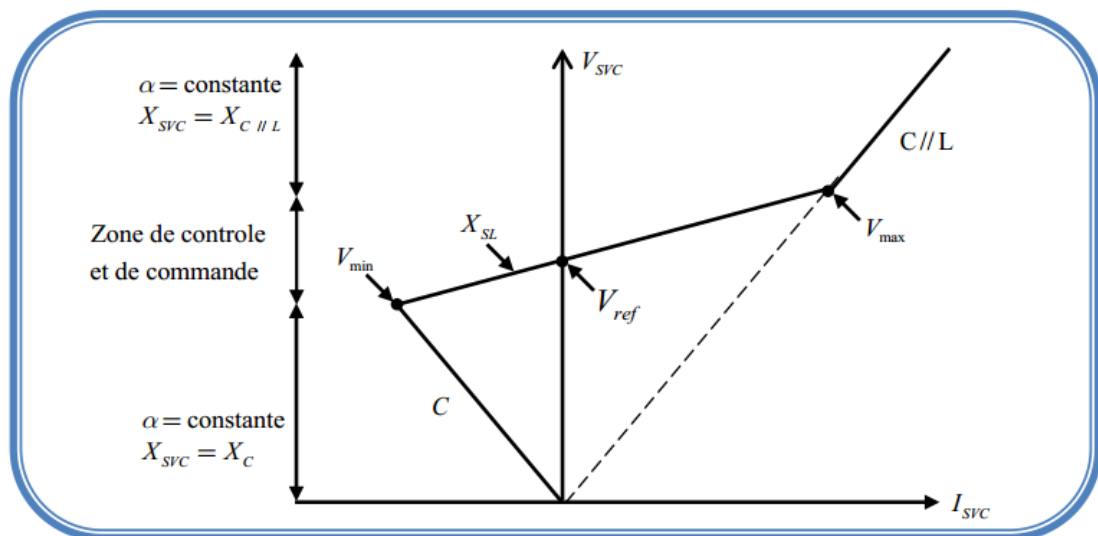


Figure 1.9 : Fonctionnement de compensateur statique

Le SVC présente plusieurs avantages :

- ✓ Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- ✓ Réduire les pertes de transmission.
- ✓ Augmenter la capacité de transmission.
- ✓ augmenter la limite de stabilité.

- ✓ Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- ✓ Atténuer les oscillations de puissance.

1.9 Autres FACTS:

1.9.1 Le STATCOM (Statice Compensator):

Un STATCOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude.

1.9.2 La capacité série commande par thyristor (TCSC) :

La capacité série commande par thyristor (TCSC: Thyristors Controlled Series Compensator) est un dispositif de compensation série, elle utilise l'électronique de puissance comme élément de base. Elle connecte en série avec le réseau pour contrôler le transit de puissance.

1.9.3 Compensateur statique série synchrone (SSSC) :

Le SSSC est un système d'électronique de puissance connecté en série qui injecte une tension en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur série.

1.9.4 Dispositifs de compensation dynamique hybrides "série - parallèle " :

a. Compensateur universel :

L'UPFC (Unified Power Flow Controller), est l'un des plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne.

1.10 Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présenté une introduction d'une manière générale sur les réseaux électriques aussi sur les techniques de compensation réactive (série et shunt), au même temps ce chapitre était une vue globale sur les nouveaux dispositifs de contrôle et de commande des systèmes énergétiques FACTS comme SVC, STATCOM, TCSC, SSSC, UPFC.

CHAPITRE 2

ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

2.1 Introduction :

L'étude de l'écoulement de puissance permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants sont déduisent.

Un grand nombre de mathématiciens, d'informaticiens et d'ingénieurs ont consacré des années de leur carrière à étudier les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance. Il n'y a qu'à voir le nombre de publications dans ce domaine pour apprécier l'effort qu'ils ont développé.

Avant 1929 [10], les calculs de l'écoulement de puissance appelé (Power Flow ou Load Flow) se faisaient à la main. En 1929, des calculateurs de réseaux (de Westing House) ou des analyseurs de réseaux (de General Electric) furent employés pour les calculs d'écoulement de puissance. Ce n'est qu'en 1956 que fut développée la première méthode adéquate par Ward et Hale [11].

Le but du calcul de l'écoulement de puissance est de déterminer, en régime permanent équilibré, les modules et phases des tensions en tout point du réseau en utilisant ces valeurs, on peut calculer les puissances actives et réactives transitant par les lignes de transport et les transformateurs ainsi que les pertes de transmission.

Nous allons présenter dans le présent chapitre la solution de l'écoulement de puissance en utilisant une méthode itérative.

2.2 Unité relative :

Le système « Per Unit » est un système de grandeurs réduites qui permet à l'ingénieur électricien d'avoir constamment à l'esprit des ordres de grandeurs relatifs de certains paramètres indépendamment des niveaux de tension et de puissance. De plus, l'utilisation de ce système simplifie certaines formules et schémas équivalents. En particulier, un bon choix initial permet de s'affranchir de la présence des transformateurs idéaux et la formulation se ramène à l'étude de circuits monophasés.

Ce système associe, à une variable quelconque « α », une valeur de base « α base » et la compare à sa valeur 'vraie' « α vraie » de manière à l'exprimer dans un système adimensionnel « pu » (ou en % de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus.

Nous définissons le système de grandeurs réduites « **Per Unit** » de la manière suivante :

$$S_{base} = P_{base} = Q_{base} = \sqrt{3} U_{base} I_{base} \quad (2.1)$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad (2.2)$$

$$Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2.3)$$

$$Y_{base} = \frac{1}{Z_{base}} \quad (2.4)$$

$$S_{pu} = \frac{S}{S_{base}} \quad (2.5)$$

$$U_{pu} = \frac{U}{U_{base}} \quad (2.6)$$

$$I_{pu} = \frac{I}{I_{base}} \quad (2.7)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} \quad (2.8)$$

2.3 Modélisation des éléments du réseau :

Un réseau de transport ou de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'on doit modéliser afin d'établir les équations qui gouvernent le système électrique. Dans les sections qui suivent, on va exposer quelques modèles algébriques de base relatifs aux composants du réseau qui sont nécessaires pour l'optimisation de la puissance.

2.3.1 Modèle de générateur :

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine – générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production, et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles [12].

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (2.9)$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad (2.10)$$

2.3.2 Modèle de Ligne :

Généralement la ligne de transport est modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir (Figure. 2.1).

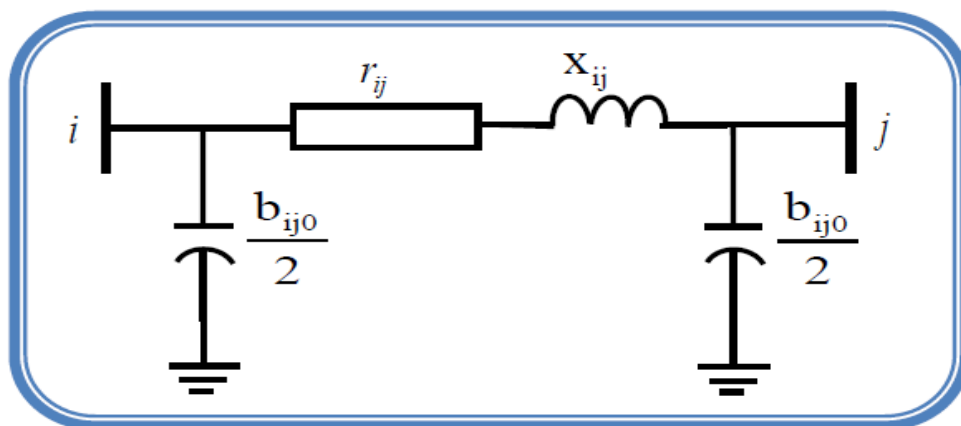


Figure2.1 : Modèle en π des lignes de transport

La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant un nœud i à un nœud k est donné par :

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

D'où :

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^n (y_{ij} + y_{ij}^{sh}) + y_{i0}^{sh} \quad (2.12)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} = -\frac{1}{z_{ij}} = -\frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (2.13)$$

Avec :

r_{ij} Résistance longitudinale ;

x_{ij} Réactance longitudinale.

2.3.3 Modèle de Transformateur :

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} , R sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a (Figure. 2.2).

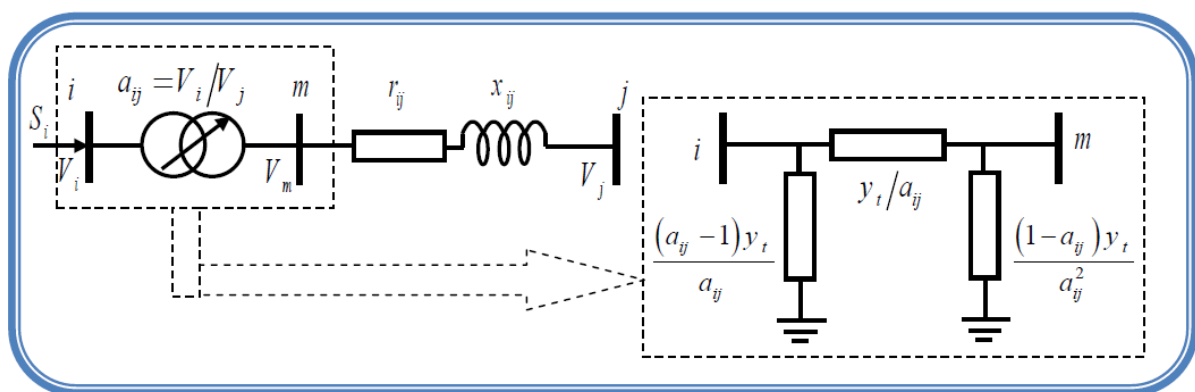


Figure. 2.2: Modèle des transformateurs

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i et un nœud k s'écrit :

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} \frac{y_{ij}}{a_{ij}^2} & \frac{-y_{ij}}{a} \\ \frac{-y_{ij}}{a} & y_{ij} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

2.3.4 Modèle de Charge :

Les charges représentent les consommateurs connectés au réseau. Elles correspondent à des injections négatives aux nœuds. Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale :

$$S_{Li} = P_{Li} + j Q_{Li} \quad (2.15)$$

Où S_{Li} est la puissance complexe de la charge, P_{Li} la puissance active et Q_{Li} la puissance réactive. La puissance réactive Q_{Li} peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive respectivement capacitive.

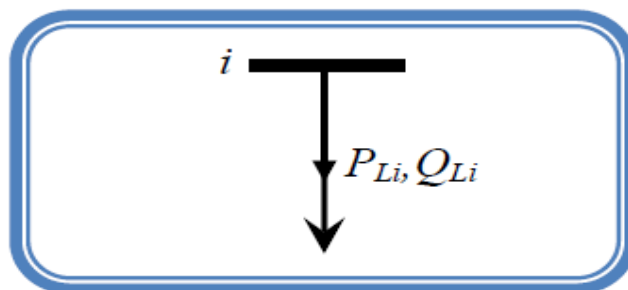


Figure 2.3 : modèle de charge.

2.3.5 Modèle de l'élément shunt (SVC) :

Dans la plupart des cas, les éléments shunt sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et la tenue de la tension, Chaque élément connecté au réseau sera modélisé, suivant le cas, par une admittance équivalente y de la forme :

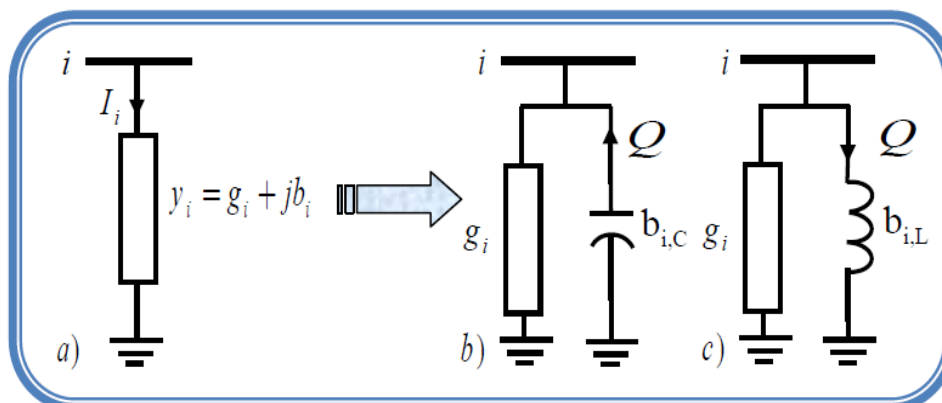


Figure 2.4 : Modèle des éléments shunt: a) symbole, b) élément inductif, c) élément capacitif.

2.3.6 Modèle des nœuds du réseau:

Définissant trois types de nœuds, sont généralement utilisées :

- Nœud de charge (PQ) : c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.
- Nœud générateur (PV) : c'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. la puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_g^{min} et Q_g^{max} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud (PQ).
- Nœud de référence (Slack bus) : c'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud de référence, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus [13].

La figure suivante schématise un réseau électrique à (5) nœuds

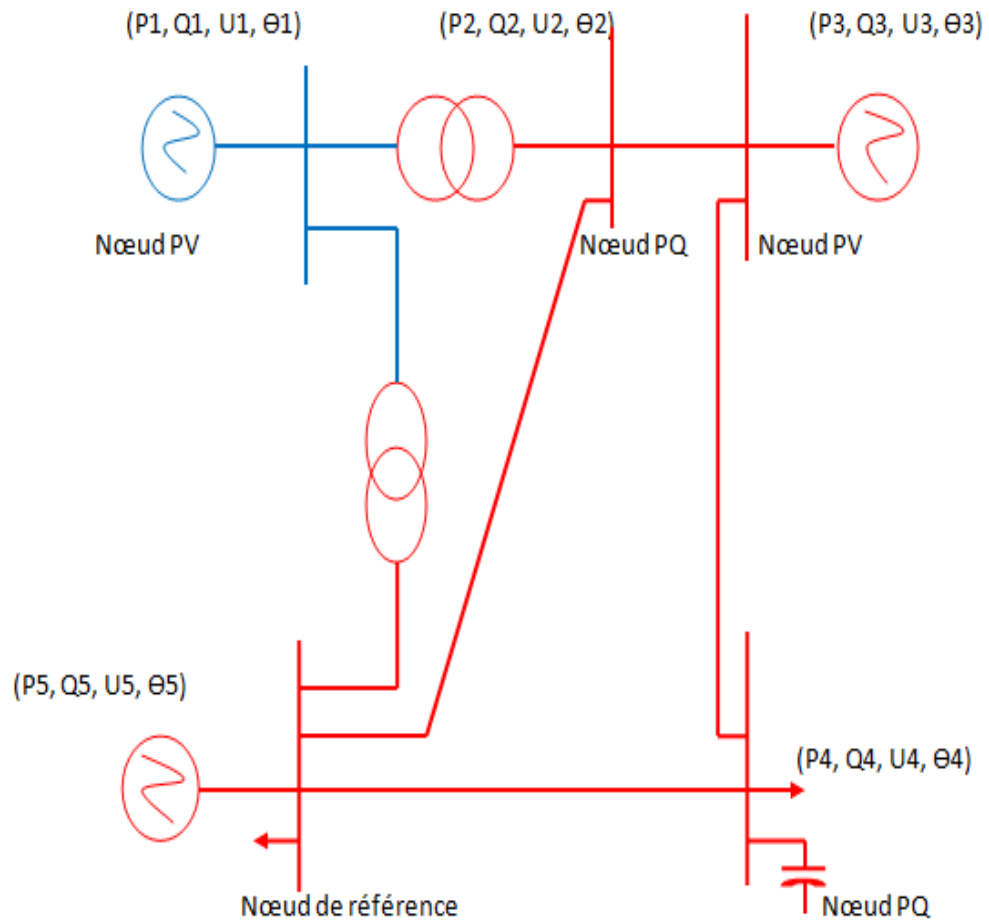


Figure 2.5 : Réseau à cinq (5) nœuds

Ce schéma à 5 nœuds contient :

- Des nœuds PV, PQ, slack bus (référence).
- Trois générateurs.
- Deux transformateurs.

2.4 Problème de l'écoulement de puissance :

Le calcul de répartition des puissances (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissances et des tensions dans le réseau pour un cas de charge donné. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système : les puissances active et réactive ainsi que le module et la phase de la tension. Seules deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminées lors du calcul.

L'objectif donc est de déterminer les tensions complexes des jeux de barres à partir desquelles toutes les autres grandeurs peuvent être définies.

2.5 Modélisation de l'écoulement de puissance:

Notre étude portera sur les réseaux de distribution qui sont caractérisées par une configuration radiale. Deux types de réseaux de distribution peuvent être considérés. Il s'agit des réseaux en échelle et des réseaux présentant des ramifications.[14]

2.5.1 Réseaux en échelle :

On considère le cas simple d'une branche principale radiale constituée de n tronçons ou branches dont le réseau de la figure Fig.2.6 est un parfait exemple

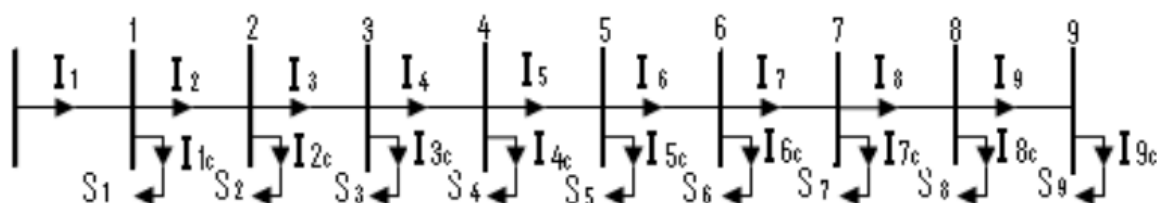


Figure 2.6 : schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres

a. Puissance dans les branches :

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

a.1 Puissance en fin de branche :

Deux types de branches sont possibles. La figure 2.7 représente les branches terminales et les branches non terminales.

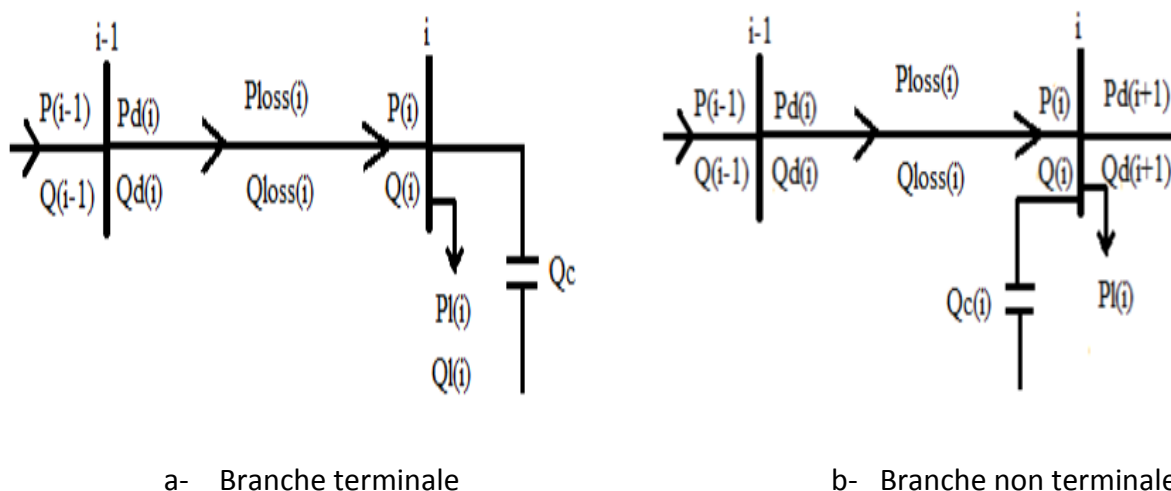


Figure 2.7 : Schéma équivalent d'une branche.

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

$$P_n = P_{Ln} \tag{2.16}$$

$$Q_n = Q_{Ln} - Q_{Cn} \tag{2.17}$$

Où :

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

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

$$P_i = P_{Li} + P_{di+1} \quad (2.18)$$

$$Q_i = Q_{Li} + Q_{di+1} - Q_{Ci} \quad (2.19)$$

Où :

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

a.2 Pertes de puissances dans une branche :

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

$$P_{loss\ i} = R_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (2.20)$$

$$Q_{loss\ i} = X_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (2.21)$$

a.3 Puissances en début de branche :

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

$$P_{di} = P_i + P_{loss\ i} \quad (2.22)$$

$$Q_{di} = Q_i + Q_{loss\ i} \quad (2.23)$$

b. Courants dans les branches :

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

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_{di}^*}{\bar{V}_{i-1}^*} \quad (2.24)$$

Où :

- \bar{S}_{di}^* est le conjugué de la puissance apparente complexe en début de branche. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\bar{S}_{di} = \bar{P}_{di} + j\bar{Q}_{di} \quad (2.25)$$

- V_{i-1} est la tension complexe du nœud source de la branche « i ».

c. Tension d'un nœud :

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

$$\bar{V}_i = \bar{V}_{i-1} - \bar{Z}_i * \bar{I}_i \quad (2.26)$$

2.5.2 Ligne avec ramifications :

Les réseaux de distribution les plus fréquents sont les réseaux ramifiés. Ils sont constitués d'une ligne principale à laquelle viennent se greffer des ramifications ayant chacune plusieurs nœuds. La ligne de 69 jeux de barres donnée par la figure (Figure.2.8) en est un

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

a. La configuration de la ligne :

Pour automatiser la reconnaissance de la configuration de toute ligne radial ramifiée, on construit une matrice notée « m » qui facilite le calcul des différentes puissances dans toute branche du réseau. Pour cela, on doit connaître les éléments suivants dont les valeurs ont été données pour le cas de la ligne de 69 jeux de barres pour en faciliter la compréhension.

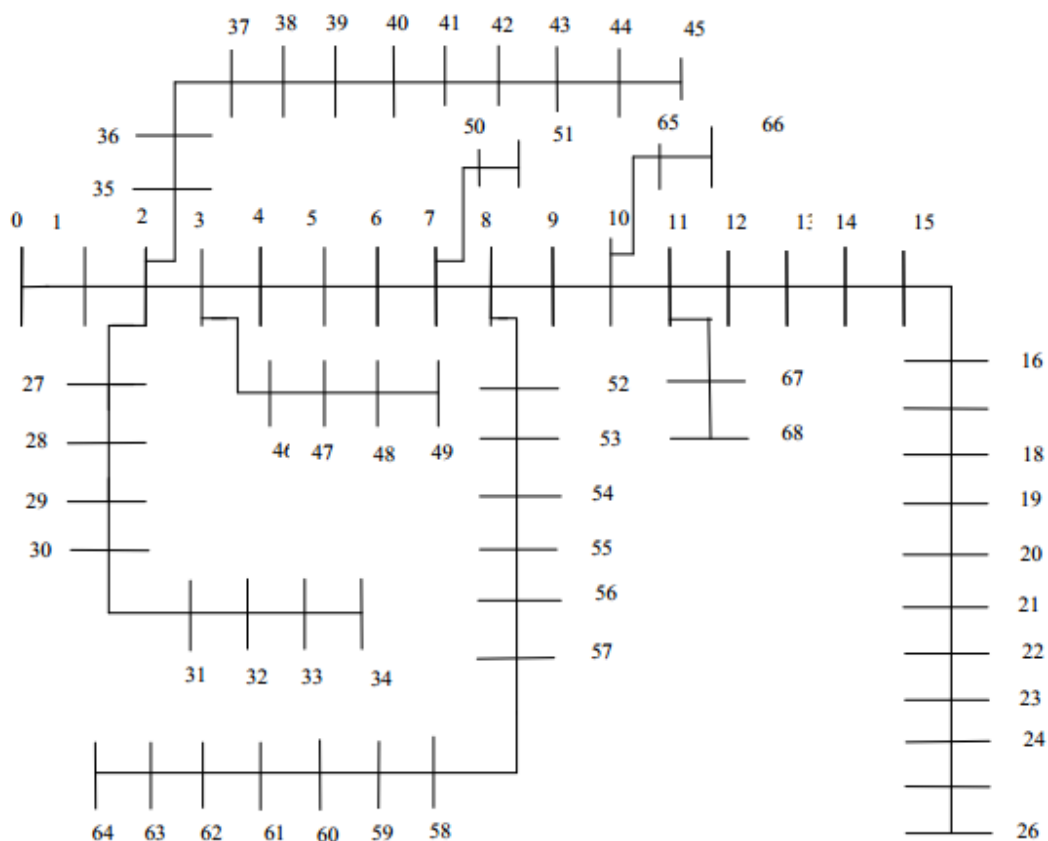


Figure 2.9 : Schéma unifilaire de la ligne de 69 jeux de barres.

Rfp=26 (est le numéro du nœud terminal de la branche principale).

Ra= [2 3 7 8 10 11] (est l'ensemble des nœuds d'où partent les ramifications).

Rd= [27 35 46 50 52 65 67] (est l'ensemble des nœuds têtes des ramifications).

Rf= [34 45 49 51 64 66 68] (est l'ensemble des nœuds terminaux des ramifications).

nmr = 7 (est le nombre de ramification).

Le nombre de jeux de barres de chaque ramification, nœud de connexion compris, noté « njr » est calculé comme il suit :

$$njr_i = Rf_i - Rd_i + 2 \quad \text{avec } i = (1 \text{ à } nmr) \quad (2.27)$$

Pour l'exemple de 69 jeux de barres le nombre de jeux de barres de la première ramification est :

$$njr_1 = 34 - 27 + 2 = 9$$

La matrice « m » est une matrice contenant les numéros des nœuds de chaque ramification. Le nombre de ligne de cette matrice est donc égal au nombre de ramification « nmr » et le nombre de colonnes est égale au nombre njr de la plus longue ramification. Les éléments de la matrice « m » sont donnés par [14]:

$$m(i, j) = \begin{cases} R_a(i) \dots \dots \dots i = 1, \dots, nmr \\ R_d(i) + j - 2 \dots \dots \dots i = 1, \dots, nmr \text{ pour } j = 2, \dots, njr_i \end{cases} \quad (2.28)$$

Pour l'exemple de 69 jeux de barres on obtient pour m la matrice suivante :

m = [

2	27	28	29	30	31	32	33	34	0	0	0	0	0
2	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	0	0
3	46	47	48	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	50	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
10	65	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	67	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0]

b. Puissances dans les branches :

Les puissances à déterminer sont les puissances en fin de branche, les pertes de puissance dans ces dernières et les puissances en début de branches. [14]

b.1 Puissance et courant dans les branches :

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

Le calcul des puissances actives et réactives des branches terminales se détermine selon (2.16 et 2.17) Pour une branche non-terminales non connectée à un nœud de ramification, le calcul des puissances actives et réactives en fin de branche se détermine selon les formules (2.18 et 2.19). Pour une branche alimentant des ramifications, les puissances actives et réactives en fin de branche sont, pour une branche notée « i », déterminées comme il suit :

$$P_i = P_{Li} + P_{di+1} + \sum_{k \in R(i)_a} P_d(R_{dk}) \quad (2.29)$$

$$Q_i = Q_{Li} + Q_{di+1} + \sum_{k \in R(i)_a} Q_d(R_{dk}) - Q_{Ci} \quad (2.30)$$

Où :

$\sum_{k \in R(i)_a} P_d(R_{dk})$ et $\sum_{k \in R(i)_a} Q_d(R_{dk})$ sont les puissances actives et réactives en début des premières branches des ramifications et nmr est le nombre de ramification.

Les pertes de puissance active et réactive sont données selon l'expression (2.20 et 2.21).

Les puissances actives et réactives en début de branche sont données par les expressions (2.22 et 2.23). Le calcul des courants de branche se détermine selon la formule (2.24).

c. Tension d'un nœud :

Les tensions complexes des nœuds de la ligne principale se calculent en utilisant l'expression (2.26) Les nœuds de ramifications, on utilise l'expression (2.31) suivante pour déterminer les tensions.

$$V(m(i, j)) = V(m(i, j)) - Z(m(i, j)) * I(m(i, j)) \quad (2.31)$$

Où :

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

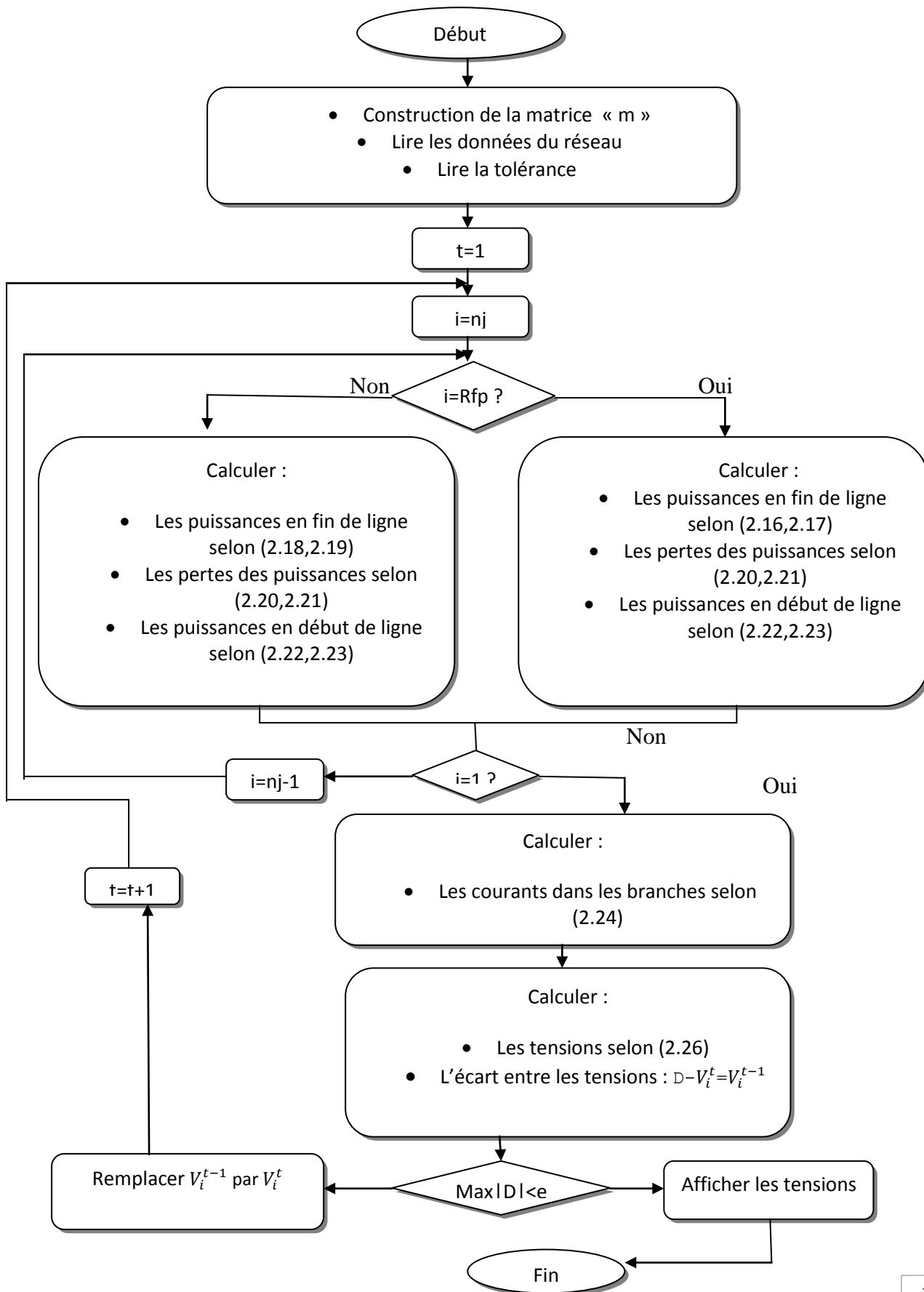
2.6 Méthode de solution :

La méthode de chute de tension est une méthode itérative. Son principe consiste à calculer en premier lieu et pour chaque tronçon de la ligne, les puissances en fin de branche, les pertes de puissances actives et réactives et les puissances en début de branche. De ces dernières, on détermine les courants des branches en remontant la ligne jusqu'à la source. Ces courants sont calculés à partir des valeurs estimées des tensions, des puissances en début de branche et des valeurs des impédances de chaque tronçon de ligne entre deux jeux de barres successifs. Les courants ainsi calculés vont nous servir pour déterminer les nouvelles valeurs des tensions aux différents nœuds qui à leur tour, vont être utilisées pour le calcul des courants et des puissances lors de la deuxième itération et ainsi de suite. Ce processus se déroulera jusqu'au moment où on obtient des tensions qui ne varient d'une itération à une autre que d'une petite différence fixée au préalable et qu'on appelle la précision ou la tolérance. A la différence de certains auteurs [14], dans notre étude on considérera dans le calcul de l'écoulement de charge, les pertes des puissances actives et réactives dans les différentes branches du réseau.

2.7 Organigramme de la méthode de l'écoulement de puissance

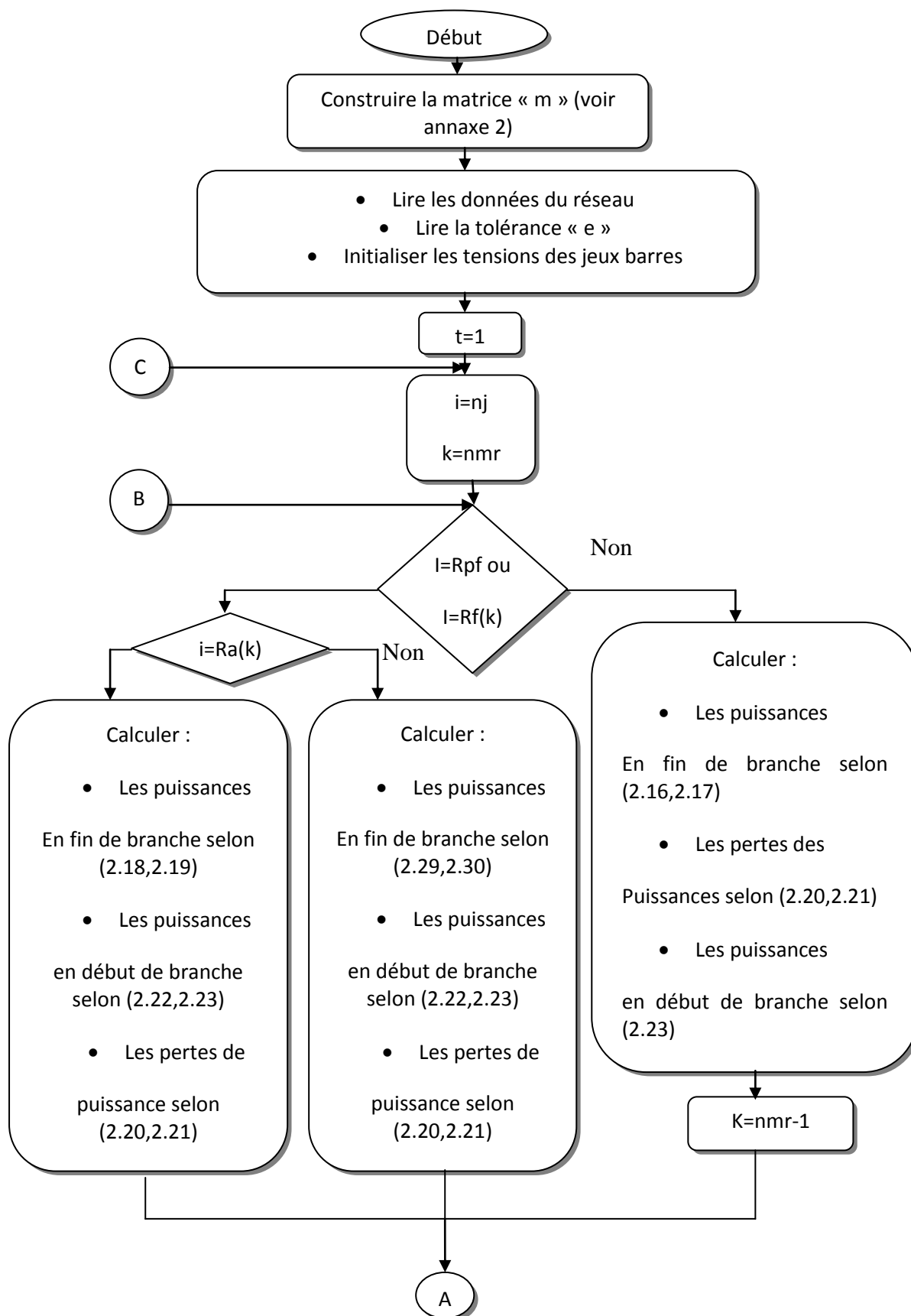
Nous avons prévu un organigramme de la méthode de l'écoulement de puissance pour les lignes en échelle et un autre pour les lignes ramifiées.

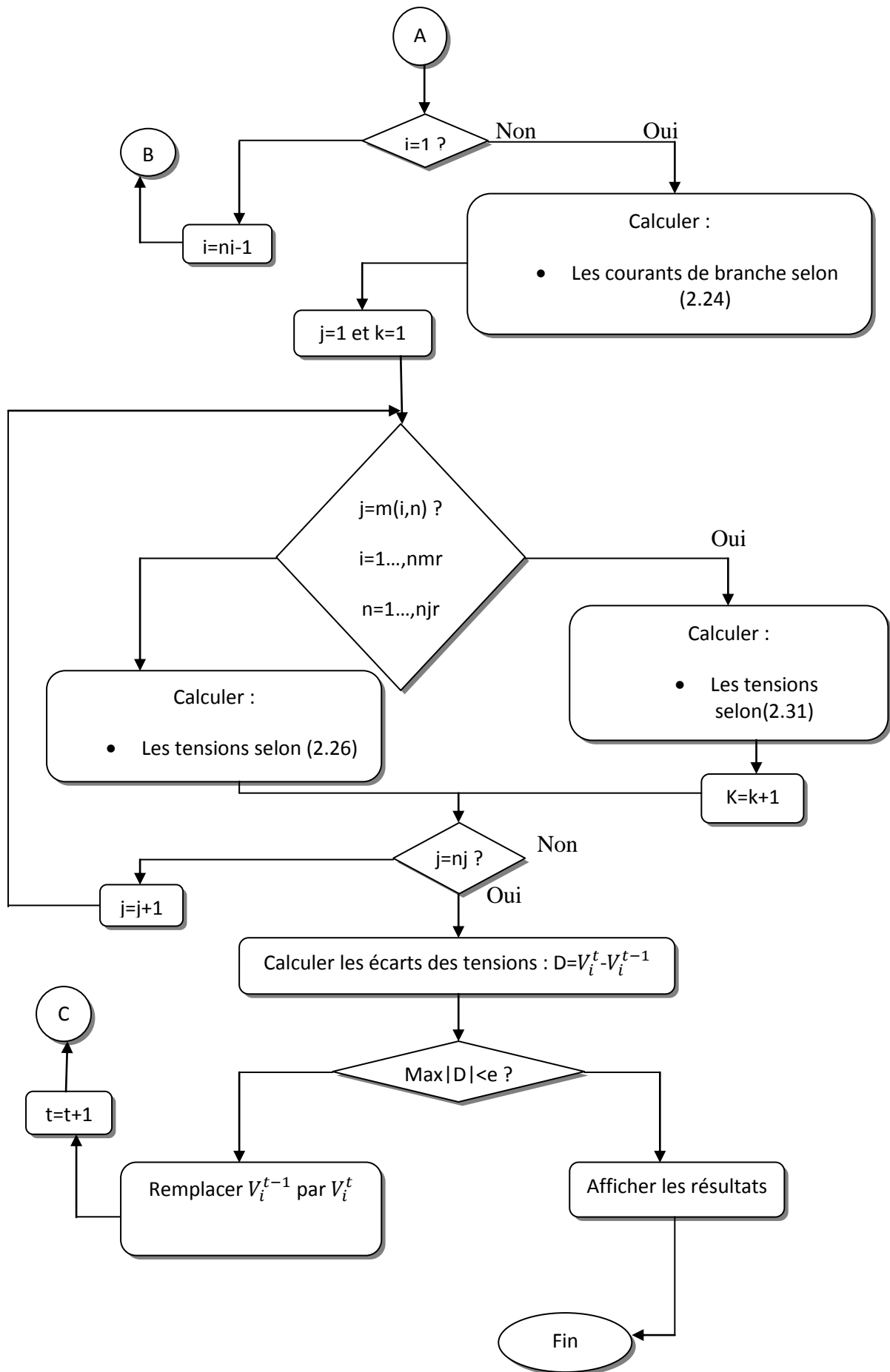
2.7.1 Ligne en échelle : L'organigramme de solution de l'écoulement de puissance dans une ligne en échelle est le suivant



2.7.2 Ligne avec ramifications

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





2.8 Application numériques et résultats :

Pour tester la méthode que nous avons développée et implémentée sous MATLAB, on a choisi trois réseaux radiaux. Il s'agit de la ligne en échelle de 10 nœuds donnée par la figure précédente (Figure 2.6), de la ligne de 69 jeux de barres présentant 7 ramifications montrée par la Figure 2.8 et en fin la ligne de 87 nœuds ayant 37 ramifications.

Les données de ces lignes sont consignées respectivement dans les tableaux **1, 2, 3** de l'annexe 1.

Le travail est fait en unités relatives et par conséquent on choisit les tensions estimées de tous les jeux de barres avec un module égal à 1 et un argument égale à 0. Les tensions de base et les puissances de base sont respectivement de 23kV et 4186kVA pour la première ligne, 12.66kV et 2667.8kVA pour la deuxième ligne et de 30kV et 6383.7kVA pour la troisième ligne. Pour chacun des trois systèmes une tolérance de 0.0001 pu a été considérée.

Les résultats obtenus dans chacun des trois cas sont présentés dans les tableaux 2.1, 2.2 et 2.3 ci-dessus données.

Nœuds	La tension V (pu)	La phase φ (deg)	Les pertes totales
0	1.0000	0.0000	
1	0.9929	-0.5252	Active
2	0.9823	-1.1609	
3	0.9582	-2.2355	861.0900 KW
4	0.9427	-2.5605	
5	0.9116	-3.6427	Réactive
6	0.9015	-4.0633	
			1049.700 KV Ar

7	0.8832	-4.5509	
8	0.8527	-5.3460	
9	0.8314	-5.9395	
Nombre d'itération	14		
Temps de calcul	0.006499 seconds		

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

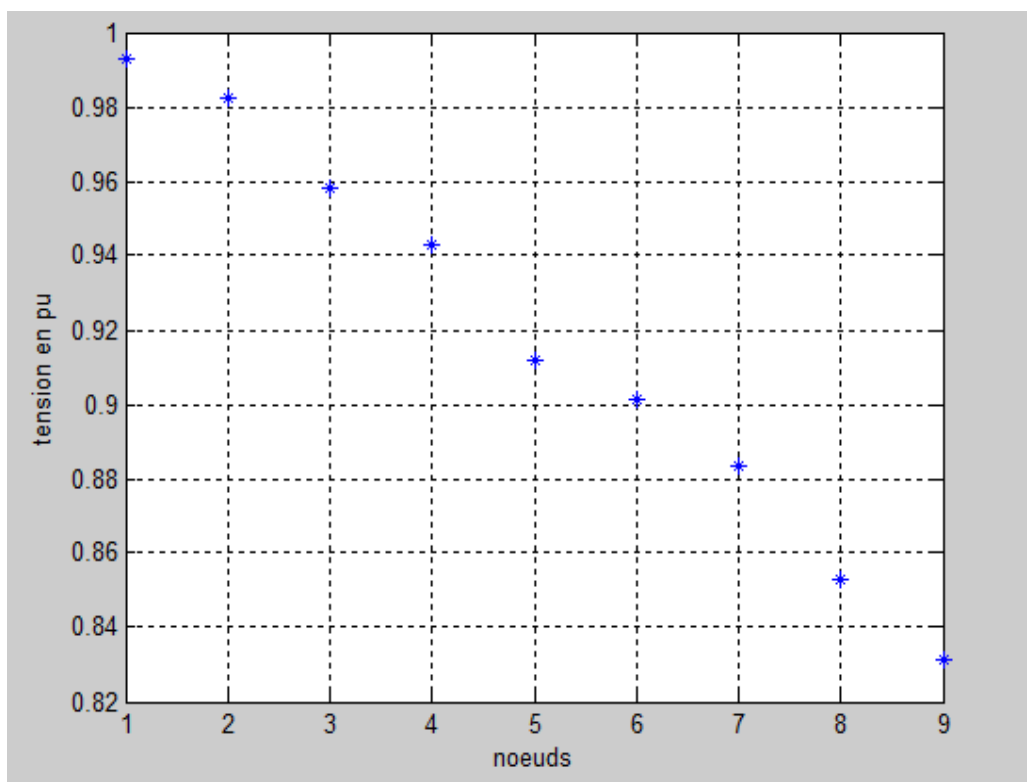


Figure 2.9 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 10 jeux de barre

JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)
0	1.0000	0.0000	23	0.9437	-0.8313	46	0.9997	0.0046
1	0.9999	0.0013	24	0.9435	-0.8332	47	0.9996	0.0030
2	0.9999	0.0025	25	0.9433	-0.8375	48	0.9996	0.0025
3	0.9905	0.0054	26	0.9999	-0.8426	49	0.9671	0.0021
4	0.9893	-0.0593	27	0.9987	0.0030	50	0.9671	-0.4325
5	0.9714	-0.0675	28	0.9987	-0.0185	51	0.9372	-0.4330
6	0.9674	-0.3600	29	0.9986	-0.0182	52	0.9326	-0.9492
7	0.9531	-0.4277	30	0.9985	-0.0152	53	0.9088	-0.9871
8	0.9489	-0.6711	31	0.9985	-0.0144	54	0.8970	-1.4200
9	0.9482	-0.7410	32	0.9985	-0.0141	55	0.9825	-1.6420
10	0.9471	-0.7540	33	0.9985	-0.0141	56	0.8872	-1.7308
11	0.9461	-0.7727	34	0.9969	-0.0140	57	0.8793	-1.8458
12	0.9457	-0.7857	35	0.9934	-0.0242	58	0.8790	-1.9218
13	0.9457	-0.7993	36	0.9929	0.0254	59	0.8785	-1.9251
14	0.9455	-0.7996	37	0.9928	0.0320	60	0.8763	-1.9296
15	0.9451	-0.8031	38	0.9915	0.0337	61	0.8753	-1.9513
16	0.9444	-0.8106	39	0.9915	0.0547	62	0.8753	-1.9608
17	0.9441	-0.8237	40	0.9915	0.0549	63	0.8753	-1.9622
18	0.9440	-0.8291	41	0.9902	0.0568	64	0.9482	-1.9622
19	0.9440	-0.8318	42	0.9861	0.1046	65	0.9480	-0.7540
20	0.9439	-0.8315	43	0.9855	0.2536	66	0.9471	-0.7572
21	0.9438	-0.8289	44	0.9854	0.2759	67	0.9471	-0.7736
22	0.9438	-0.8310	45	0.9998	0.2757	68	0.9471	-0.7737

Les pertes De puissances totales	Active : 338.1889 KW et Réactive : 133.2202 KV Ar							
Nombre d'itération	27							
Temps de calcul	0.095451 seconds							

Tableau 2.2 : solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 69 jeux de barres

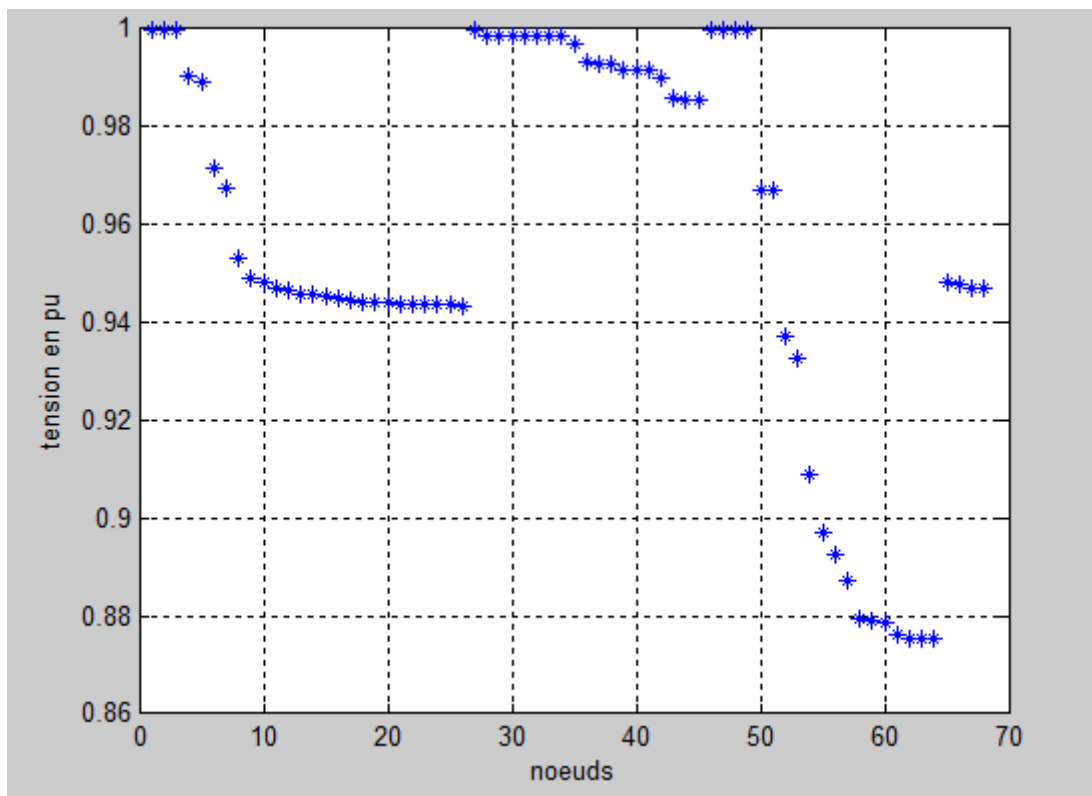


Figure 2.10 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 69 jeux de barres

JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)
0	1.0000	0.0000	29	0.9822	0.2063	58	0.9768	0.2926
1	0.9890	0.2028	30	0.9818	0.2032	59	0.9768	0.2923
2	0.9872	0.1909	31	0.9783	0.2724	60	0.9764	0.2898
3	0.9842	0.1704	32	0.9777	0.2735	61	0.9764	0.2898
4	0.9838	0.1767	33	0.9774	0.2742	62	0.9762	0.2882
5	0.9786	0.2750	34	0.9770	0.2749	63	0.9764	0.2904
6	0.9785	0.2748	35	0.9769	0.2751	64	0.9764	0.2903
7	0.9784	0.2738	36	0.9765	0.2715	65	0.9762	0.2895
8	0.9781	0.2718	37	0.9759	0.2673	66	0.9762	0.2889
9	0.9779	0.2761	38	0.9755	0.2680	67	0.9761	0.2888
10	0.9773	0.2870	39	0.9753	0.2684	68	0.9761	0.2887
11	0.9771	0.2901	40	0.9753	0.2685	69	0.9761	0.2888
12	0.9769	0.2933	41	0.9753	0.2685	70	0.9757	0.2858
13	0.9766	0.2913	42	0.9745	0.2636	71	0.9760	0.2879
14	0.9765	0.2901	43	0.9744	0.2627	72	0.9756	0.2853
15	0.9764	0.2899	44	0.9744	0.2625	73	0.9745	0.2635
16	0.9764	0.2898	45	0.9744	0.2625	74	0.9743	0.2618
17	0.9764	0.2904	46	0.9744	0.2624	75	0.9744	0.2624
18	0.9764	0.2903	47	0.9744	0.2623	76	0.9741	0.2604
19	0.9764	0.2903	48	0.9744	0.2623	77	0.9744	0.2624
20	0.9762	0.2895	49	0.9778	0.2759	78	0.9743	0.2620
21	0.9762	0.2891	50	0.9778	0.2754	79	0.9743	0.2620
22	0.9762	0.2889	51	0.9777	0.2753	80	0.9777	0.2753
23	0.9761	0.2884	52	0.9777	0.2753	81	0.9777	0.2753
24	0.9760	0.2879	53	0.9777	0.2753	82	0.9777	0.2753

25	0.9759	0.2869	54	0.9773	0.2870	83	0.9768	0.2925
26	0.9759	0.2869	55	0.9771	0.2900	84	0.9768	0.2923
27	0.9872	0.1908	56	0.9769	0.2931	85	0.9768	0.2925
28	0.9838	0.1763	57	0.9769	0.2928	86	0.9761	0.2885
Les pertes	Active : 271.4320 KW et Réactive : 217.3079 KV Ar							
De puissances totales								
Nombre d'itération	27							
Temps de calcul	0.129130 seconds							

Tableau 2.3 : solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 87 jeux de barres

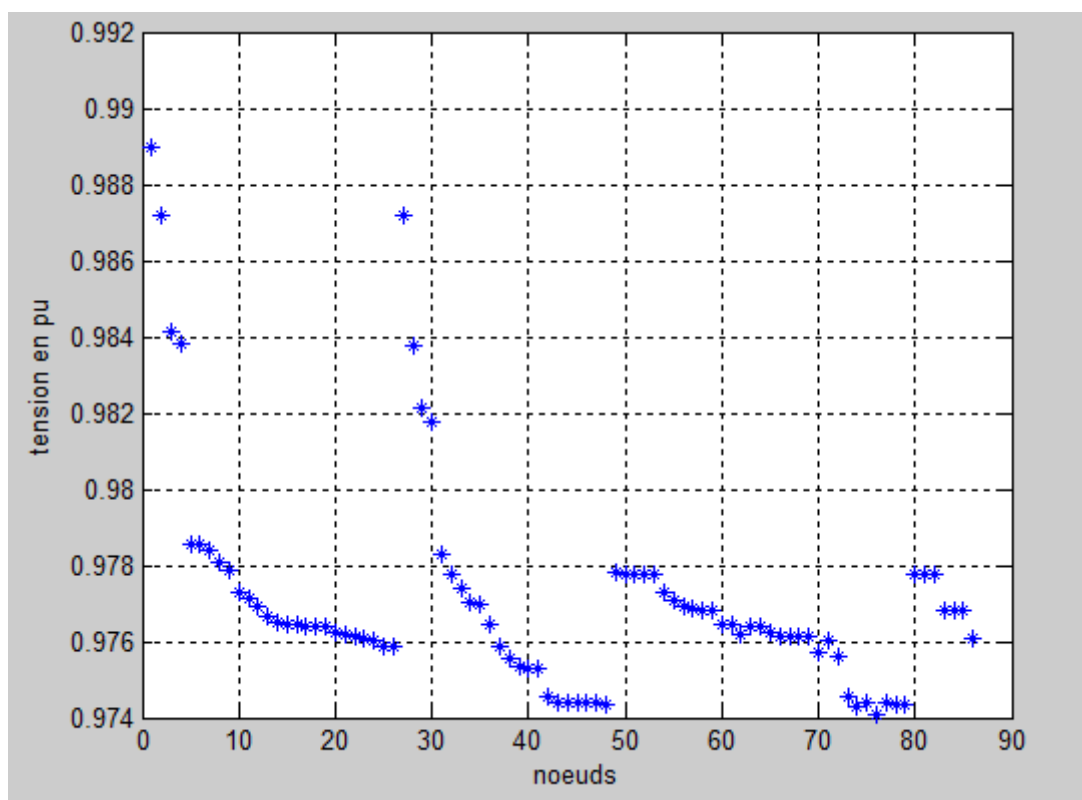


Figure 2.11 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 87 jeux de barres

2.9 Discussion des résultats :

Après exécution des programmes implémenter sous MATLAB, les résultats obtenus sont discutés réseau par réseau

a. Réseau de 10 jeux de barres (Tableau 2.1) :

On trouve que le tableau 2.1 montre les pertes de puissance active sont de l'ordre de 861.0900 KW et les pertes de puissance réactives sont 1049.700 KVAR, la méthode converge vers la solution à l'itération 14 en un temps de calcul 0.006499 secondes.

La plus grande valeur de puissance réactive se trouve dans la branche 1 et la plus petite valeur est dans la branche 9. La tension est comprise entre 1.0000 pu et 0.8314 pu.

b. Réseau de 69 jeux de barres (Tableau 2.2) :

Les pertes de puissance actives et réactives sont respectivement 338.1889 KW et 133.2202 KVAR, la méthode converge vers la solution à l'itération 27 en un temps de calcul 0.095451 secondes.

La plus grande valeur de perte de puissance réactive se trouve dans la branche 54. La valeur de tension maximale est 1.0000 pu et minimale est 0.8753 pu.

c. Réseau de 87 jeux de barres (Tableau 2.3) :

Les pertes de puissance actives et réactives sont respectivement 271.4320 KW et 217.3079 KV Ar, la méthode converge vers la solution à l'itération 27 en un temps de calcul 0.129130 secondes. La tension est comprise entre 1.0000 pu et 0.9741 pu.

2.10 Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté une méthode itérative de l'écoulement de puissance. Cette méthode est exécutée en deux phases. Un balayage en montée, pour calculer les puissances, les pertes de puissances et les courants dans les branches de la ligne, et un balayage en descente, pour déterminer les tensions des nœuds et leur phase à l'origine.

Cette méthode simple à implémenter, rapide et converge systématiquement dans le cas des réseaux de distribution. Elle a été testée sur une ligne en échelle à 10 jeux de barre et deux lignes ramifiées de 69 et 87 jeux de barres.

CHAPITRE 3

OPTIMISATION PAR LA METHODE DU POINT INTERIEUR

3.1 Introduction :

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place importante dans la communauté scientifique. Les problèmes peuvent être combinatoires (discrets) ou à variables continues ou bien mixtes, avec un seul ou plusieurs objectifs (optimisation mono-objectif ou multi-objectif). Dans ce chapitre et dans sa première partie nous allons présenter une introduction générale sur le problème de l'optimisation, des définitions de base sont expliquées, puis nous allons entamer l'étude de l'algorithme d'optimisation qui est la méthode du point intérieur, ensuite on va appliquer cette méthode sur des réseaux de distributions contient 10, 69, 87 jeux de barres.

3.2 Historique :

Avant 1984, tout problème d'optimisation linéaire se résolvait par la méthode du simplexe développé par Dantzig ou par une variante de celle-ci. Des recherches ont été menées pour mettre au point une autre méthode mais aucune de celles proposées n'améliorait celle du simplexe. Aussi, pendant une quarantaine d'années, cette méthode domina l'optimisation linéaire.

En 1979, Khachian proposa un algorithme de programmation linéaire appelé méthode des ellipses de Khachian. Cet algorithme convergait en pratique moins vite que le simplexe.

Toutefois, Khachian montra théoriquement l'existence d'algorithmes à convergence polynomiale. Il restait maintenant à trouver qui soient efficaces en pratiques. Ce que fit Karmarkar en 1984. [15]

Il proposa en effet un algorithme de points intérieurs pour résoudre des problèmes d'optimisation linéaire. Cela provoqua un regain d'intérêt pour les méthodes de points intérieurs, aussi bien en optimisation linéaire qu'en optimisation non linéaire. [16]

3.3 Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation :

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou maximum (optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquels les variables de la fonction à optimiser sont soumis à des contraintes qui évoluent dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes [17].

3.4 Concepts de base et terminologie concernant l'optimisation :

Tout d'abord, nous définirons les concepts communs à n'importe quelle méthode d'optimisation :

❖ **Fonction objectif** : équation mathématique qui représente ce qu'on désire améliorer dans un dispositif. Elle est aussi appelée *critère d'optimisation*, *fonction coût*, *fonction d'adaptation*, ou encore *performance* (fonction *fitness*);

➤ *Problème mono-objectif*

Un problème d'optimisation mono-objectif est présenté sous la forme suivante :

Minimiser $f(x, u)$ (fonction à optimiser)

➤ *Problème multi-objectif*

L'optimisation multi-objectif est une branche de l'optimisation discrète dont la particularité est de chercher à optimiser simultanément plusieurs objectifs d'un même problème.

Minimiser $f_i(x, u) \quad i=1, \dots, N_{obj}$ (N_{obj} nombre de fonction à optimiser)

- ❖ **Paramètres** : correspondent aux variables de la fonction objectif. Ils sont ajustés pendant le processus d'optimisation, pour obtenir les solutions optimales. On les appelle aussi *variables d'optimisation, variables de conception ou de projet*.
- ❖ **Espace de recherche** : défini par l'ensemble des combinaisons des valeurs des paramètres. Il correspond à l'espace des solutions. La dimension de l'espace de recherche est définie par le nombre de paramètres impliqués dans les solutions. On l'appelle aussi *espace des paramètres*;
- ❖ **Espace des objectifs** : ensemble de l'espace de recherche, déterminé par toutes les valeurs possibles des fonctions objectifs;
- ❖ **Les Contraintes** : sont définies comme des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent les satisfaire. Ces contraintes sont souvent des contraintes d'inégalité ou d'égalité et permettent en général de limiter notre espace de recherche.
 - ✓ $g(x, u) = 0$ Contraintes d'égalité.
 - ✓ $g(x, u) \leq 0$ Contraintes d'inégalité.
- ❖ **Domaine réalisable** : région de l'espace (des paramètres et/ou des objectifs) dans laquelle les contraintes sont respectées. On l'appelle aussi espace admissible.
- ❖ **Domaine non-réalisable** : région de l'espace où les contraintes sont violées.

La figure suivante représente le principe de base d'une méthodologie d'optimisation [20]

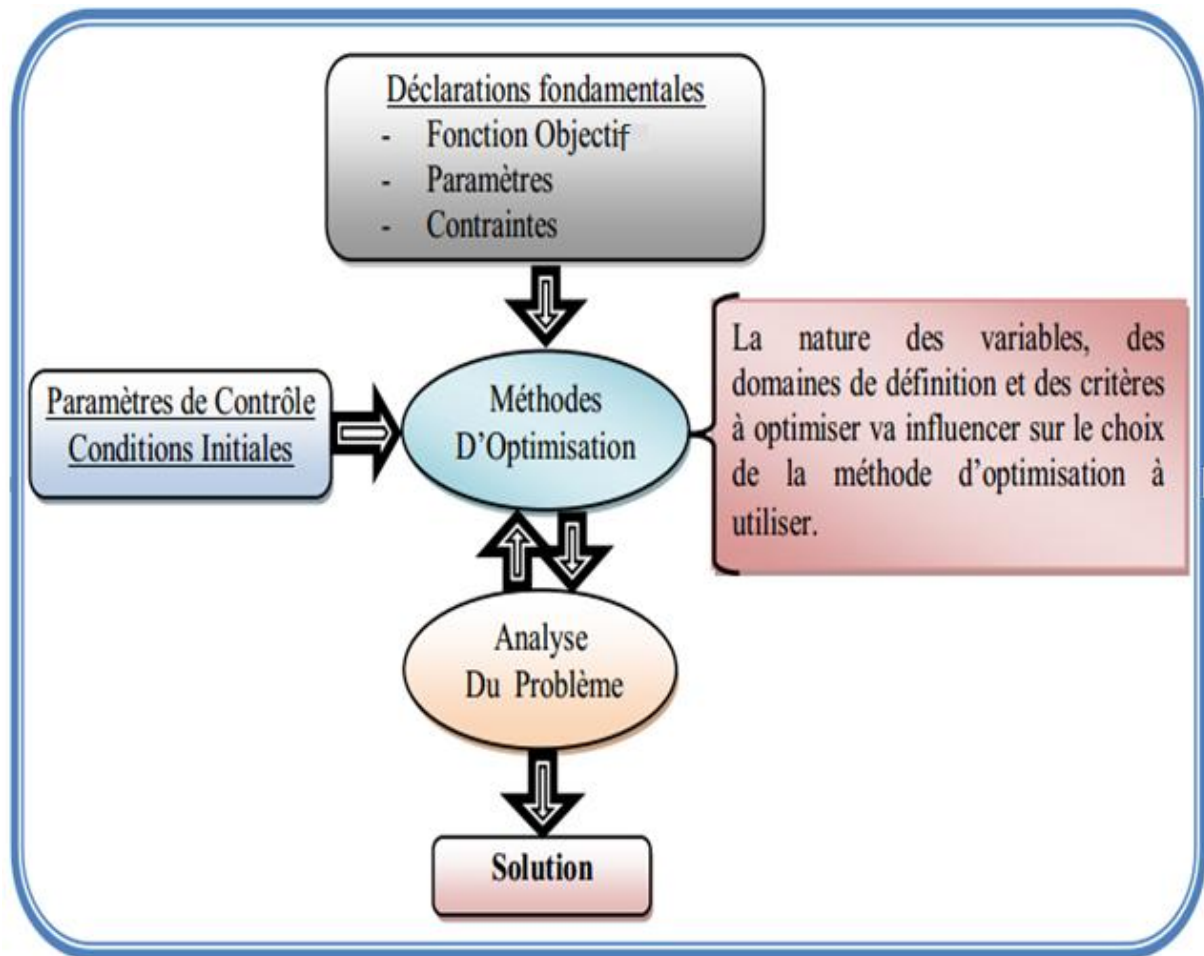


Figure 3.1 : Principe de base d'une méthodologie d'optimisation.

3.5 Méthodes d'optimisation déterministes

Dans la littérature, nous trouvons de nombreuses méthodes d'optimisation déterministes. On trouve la programmation linéaire et programmation non-linéaire. La première programmation traite de la résolution de problèmes parfaitement représentés par un système d'équations linéaires tandis que la programmation non-linéaire traite les problèmes non-linéaires. Les méthodes déterministes sont basées sur le calcul de la dérivée du problème, ou sur des approximations de cette dernière. Elles nécessitent donc quelques informations sur le vecteur gradient. La méthode de gradient, la méthode de Newton, la programmation quadratique, et la méthode de point intérieur ont été appliquées pour résoudre le problème d'optimisation liés à la planification et le control des réseaux électriques, en particulier l'optimisation de la puissance réactive. Ces méthodes ayant la

propriété de converger vers la solution mathématique exacte « réelle » tout en respectant certaines conditions liées au bon fonctionnement du processus envisagé, ces dernières appelées contraintes d'égalités et d'inégalités. [15]

3.6 Les méthodes de point intérieur :

Les méthodes de point intérieur, où les contraintes inégalités sont au départ converties en contraintes d'égalités par l'introduction des variables d'écarts est le passage de la forme canonique à la forme standard.

La fonction de Lagrange est formulée pour satisfaire les contraintes d'égalités.

Une caractéristique intéressante des méthodes du point intérieur est leur faculté à traiter les inégalités non linéaires sans recourir à une identification de l'ensemble des contraintes actives, comme dans les méthodes de Newton. L'expérience a montré que cette technique est efficace pour les problèmes de grande taille comme ceux de l'OPF cependant, si le pas n'est pas correctement choisi, le sous problème linéaire peut avoir une solution non réalisable dans le domaine non linéaire original. En plus, cette méthode présente une sensibilité aux conditions initiales et dans la plupart des cas, elle est incapable de résoudre les problèmes fortement non linéaires [18].

3.6.1 Différents méthodes du point intérieur :

On peut classer les méthodes du point intérieur selon le type d'algorithme qu'elles emploient. Donc on trouve :

- Méthode de mise à l'échelle affine.
- Méthode de suivi de chemin.
- Méthode de suivi de chemin à pas court.
- Méthode de suivi de chemin à prédiction-correction.
- Méthode de suivi de chemin à pas long.
- Méthode de réduction de potentiel.

Nous avons choisi l'application de l'une des méthodes appartenant à la série des méthodes de suivi de chemin à pas court ; c'est la méthode ***Pure Primal Dual Interior Point***.

3.6.2 Principe d'optimisation par les méthodes du point intérieur :

Les méthodes du point intérieur se déroulent comme suit : à partir d'une valeur initiale du paramètre de perturbation de la condition complémentarité du système μ , strictement positif, et d'un point initial x_0 strictement réalisable, on résout de manière approchée le problème barrière.

On calcule ensuite un nouveau paramètre de perturbation μ strictement positif et inférieur au précédent. On obtient alors un nouveau problème barrière à résoudre. On le résout de manière approchée à partir de la solution approchée du problème barrière précédent et ainsi de suite. On va donc résoudre, de manière approchée, une suite de problèmes barrières à μ fixé, la suite des paramètres de perturbation tendant vers 0, jusqu'à l'obtention d'une solution du problème initial.

$$\begin{cases} \min f(x) \\ h(x) = 0 \\ g(x) \leq 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

- **Variable d'écart :** Une variable d'écart c'est une variable introduite dans un problème d'optimisation afin de transformer une contrainte d'inégalité en une contrainte d'égalité. Une telle variable doit être positive ou nulle.

$$g(x) \leq 0 \quad \longleftrightarrow \quad g(x) + s = 0$$

Pour $\mu > 0$ l'équation (3.1) devient :

$$\begin{cases} \min f_\mu(x, s) = \min f(x) - \mu \sum_i \ln(s_i) \\ h(x) = 0 \\ g(x) + s = 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

3.6.3 Développement du Lagrangien, Gradient et Hessian :

Dans la majorité des applications, La méthode de résolution des systèmes d'équations non linéaires, est la méthode de Newton [19].

La solution de ce problème par la méthode de Newton requiert la création du Lagrangien :

$$L(Z) = f(x) + \lambda_h^T h(x) + \lambda_g^T g(x) \quad (3.3)$$

Où :

$$Z = [x, \lambda_h, \lambda_g]^T$$

Ainsi, on définit le Gradient qui représente le vecteur des premières dérivées partielles du Lagrangien:

$$\nabla L(Z) = \left[\frac{\partial L(Z)}{\partial Z_i} \right] \quad (3.4)$$

Et le Hessian qui représente la matrice des secondes dérivées partielles du Lagrangien:

$$H = \nabla^2 L(Z) = \left[\frac{\partial^2 L(Z)}{\partial Z_i \partial Z_j} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L(Z)}{\partial x_i \partial x_j} & \frac{\partial^2 L(Z)}{\partial x_i \partial \lambda_{h_j}} & \frac{\partial^2 L(Z)}{\partial x_i \partial \lambda_{g_j}} \\ \frac{\partial^2 L(Z)}{\partial \lambda_{h_i} \partial x_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 L(Z)}{\partial \lambda_{g_i} \partial x_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Les conditions de Karuch-Kuhn-Tucker (K.K.T) sont des conditions nécessaires d'optimalité valables dans le cas très général de l'optimisation non linéaire sous contraintes avec objectif différentiable.

L'application des conditions nécessaires d'optimalité K.K.T.dans les problèmes de programmation non linéaire, nous donne:

$$\nabla L(x, \lambda) = 0,$$

$$\lambda_{g,i} g_i(x) = 0 \quad \forall i, \tag{3.6}$$

$$\begin{cases} g(x) \leq 0, \\ h(x) = 0, \\ \lambda_{g,i} \geq 0. \end{cases}$$

Où :

$$\nabla_x L(x, \lambda_h, \lambda_g) = \nabla_x f(x) + \nabla_x h(x) \lambda_h + \nabla_x g(x) \lambda_g \tag{3.7}$$

La méthode du point intérieur propose la modification des conditions d'optimalité KKT.

Les équations (3.6) sont converties en égalités à travers les variables slack $s > 0$ et le paramètre $\mu > 0$

Les équations suivantes sont obtenues :

$$F(x, s, \lambda_h, \lambda_g) = \begin{bmatrix} \nabla_x L(x, \lambda_h, \lambda_g) \\ h(x) \\ g(x) + s \\ s\lambda - \mu e \\ (s, \mu, \lambda_g) \geq 0 \end{bmatrix} = 0 \tag{3.8}$$

Avec $e =$ vecteur unitaire $= [1, \dots \dots \dots 1]^T$

$\mu_0 = 0.1$ la valeur initiale du facteur de contrôle

L'algorithme du point intérieur nécessite un point initial strictement admissible. Le système des équations non linéaire (3.8) est résolu itérativement par la méthode de newton pour réduire sa dimension.

Les variables Δs et Δx sont calculés, en résolvant le système d'équations linéaire suivant :

$$\begin{bmatrix} H & 0 & J_h^T & J_g^T \\ 0 & S & 0 & -S \\ J_h & 0 & I & 0 \\ J_g & -S & 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta S \\ -\Delta \lambda_g \\ -\Delta \lambda_h \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla L \\ s\lambda - \mu e \\ h \\ g + s \end{bmatrix} \tag{3.9}$$

Où :

- J_h Jacobien de la contrainte h.
- J_g Jacobien de la contrainte g.
- $S \text{ diag}(s)$

L'objectif est de linéariser les contraintes :

$$g(x) + J_g \Delta x + \Delta s = 0, \quad h(x) + J_h \Delta x = 0 \quad (3.10)$$

L'optimisation des variables x sera atteinte après un certain nombre d'itération ou μ représentera un facteur de contrôle qui tendra vers 0.

3.6.4 Algorithme de la méthode du point intérieur :

Nous représentons ci-dessous un simple organigramme qui schématise la méthode du point intérieur

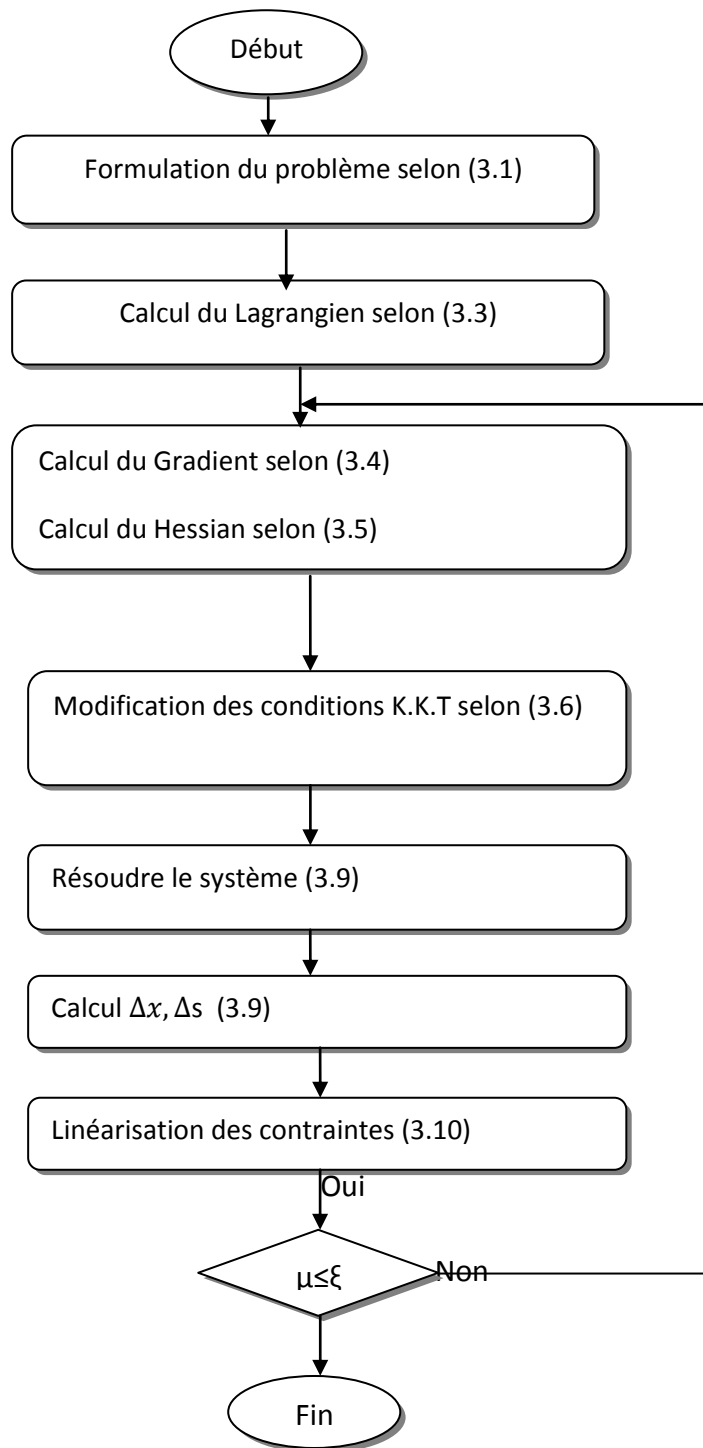


Figure 3.2 : Organigramme de la méthode de point intérieur.

3.7 Application de la méthode du point intérieur à l'optimisation de l'écoulement de puissance :

Tout d'abord, la fonction objectif $f(x)$ sera introduite. Elle reflétera le désir de minimiser les coûts du système. Puis, les contraintes d'égalité et d'inégalité seront discutées. Finalement, tous les termes dans le Lagrangien, Gradient, Hessian seront résumés.

Mathématiquement, le problème d'optimisation est généralement formulé comme un problème d'optimisation des contraintes non linéaire, constitué d'une fonction objectif scalaire et un ensemble de contraintes d'égalités et d'inégalités.

- **Variables d'état** : Le vecteur x des variables d'état est composé des tensions des jeux et leurs déphasages, de la puissance active et réactive du générateur de référence, et des puissances des SVC

Le vecteur d'état sera exprimé par :

$$x^T = [V_i, \theta_i, P_G, Q_G, Q_{ci}]^T \quad (3.11)$$

Où :

V_i La tension de tous les jeux de barres

θ_i Le déphasage des tensions

P_G, Q_G La puissance active et réactive de jeu de barre de référence

Q_{ci} Les puissances des SVC

- **Fonction objectif** : la fonction objectif représente le critère utilisé pour l'optimisation. Le problème est de minimiser le cout de la puissance totale générée par l'ensemble des centrales interconnectées. Dans ce mémoire, la fonction objectif $f(x)$ est définie comme suit :

$$f(x) = \sum_{i=0}^{Ng} f_i = \sum_{i=0}^{Ng} |Q_{ci}| \quad (3.12)$$

Où :

N_g : est le nombre de générateurs.

- **Contraintes d'égalité** : Ces contraintes sont traduites par les lois physiques gouvernant le système électrique. La puissance générée doit satisfaire la demande de charge plus les pertes de transmission. La forme des contraintes d'égalités est la suivante :

$$P_{Gi} - P_{Di} - P_i = 0 \quad (3.13)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_i = 0 \quad (3.14)$$

De l'équation (3.4) et (3.5) on obtient :

$$P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (3.15)$$

$$Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) - Q_{Gi} + Q_{Di} - Q_{Ci} V_i^2 \quad (3.16)$$

Où :

P_{Gi} et Q_{Gi} sont les puissances générées actives et réactives du nœud i .

P_{Di} et Q_{Di} sont les puissances demandées actives et réactives du nœud i .

- **Contraintes d'inégalités**: les contraintes d'inégalités représentent les limites des éléments physiques ainsi que les limites créées pour assurer de la sécurité du système, qui comprennent :

- limites de puissance active et réactive du générateur.

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (3.17)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (3.18)$$

- Tension limites de «sécurité» :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3.19)$$

- Les limites de puissance des lignes

$$0 \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \tag{3.20}$$

$$0 \leq S_{ji} \leq S_{ji}^{max} \tag{3.21}$$

➤ Les variables de décision du problème :

Variables de contrôle	Limite inférieure	Limite supérieure
Tension du jeu de barre	0.9 (PU)	1.1 (PU)
La puissance réactive généré par le SVC	0 (PU)	1 (PU)

Tableau 3.1 : Les variables de décision du problème

En se référant aux applications précédentes dans le calcul des réseaux électriques, on aura :

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \min \sum_{i=1}^n |Q_{Ci}| - \mu \sum_i \ln(s_i) \\
 P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) - P_{Gi} + P_{Di} \\
 Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) - Q_{Gi} + Q_{Di} - Q_{Ci} V_i^2 \\
 g(x) + S = 0 \Rightarrow \begin{cases}
 PG_i - PG_{i \min} + SPG_{i \min} = 0 & i = 1 \text{ à } Ng \\
 PG_{i \max} - PG_i + SPG_{i \max} = 0 & i = 1 \text{ à } Ng \\
 QG_i - QG_{i \min} + SQG_{i \min} = 0 & i = 1 \text{ à } Ng \\
 QG_{i \max} - QG_i + SQG_{i \max} = 0 & i = 1 \text{ à } Ng \\
 V_i - V_{i \min} + SV_{i \min} = 0 & i = Ng + 1 \text{ à } N \\
 V_{i \max} - V_i + SV_{i \max} = 0 & i = Ng + 1 \text{ à } N
 \end{cases}
 \end{array} \right.$$

3.8 Calcul des Eléments du gradient du lagrangien :

$$\nabla_x L(x, \lambda_h, \lambda_g) = 0$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P G_i} = 0 & i = 1 \text{ à } Ng \\ \frac{\partial L}{\partial Q G_i} = -\lambda_{pi} = 0 & i = 1 \text{ à } Ng \\ \frac{\partial L}{\partial V_i} = \sum_{k=1}^N (\lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial V_i} + \lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial V_i}) = 0 & i = Ng + 1 \text{ à } N \\ \frac{\partial L}{\partial \delta_i} = \sum_{k=1}^N (\lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} + \lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i}) = 0 & i = 2 \text{ à } N \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_{pi}} = P_i = 0 & i = 1 \text{ à } N \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_{qi}} = Q_i = 0 & i = 1 \text{ à } N \end{cases}$$

Le calcul des paramètres $\frac{\partial P_k}{\partial V_i}, \frac{\partial Q_k}{\partial V_i}, \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i}, \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i}$ est illustré en annexe

3.9 Calcul du hessian :

$$\nabla_{xx} L(x, \lambda_g, \lambda_h) = \nabla_{xx} f(x) + \nabla_{xx} h(x) + \nabla_{xx} g(x) \tag{3.22}$$

Le calcul des elements du hessian est illustré en annexe

3.10 Le calcul du jacobian :

Nous avons :

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_{pi}} = P_i \quad i=1 \text{ à } N$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_{qi}} = Q_i \quad i=1 \text{ à } N$$

Les éléments de la jacobienne sont calculés en annexe

Enfin, le problème (3.9) est résolu, ou les variables d'optimisation $\Delta V_i, \Delta \theta_i, \Delta P_i, \Delta Q_i, \Delta Q_{Ci}$

ainsi que les variations des multiplicateurs de Lagrange des équations de type égalité sont déterminées.

Un test est effectué sur μ , qui doit être inférieur à un certain ξ choisi par l'utilisateur, qui nous assure de l'approche de la solution vers la solution optimale, sinon le processus est répété itérativement.

Les valeurs des $V_i, \theta_i, P_G, Q_G, Q_{Ci}$ correspondants à ce μ final représenteront les valeurs optimales des tensions, teta, puissance générée active, puissance générée réactive, puissances des batteries (SVC).

3.11 Conclusion :

Dans ce chapitre, la méthode du point intérieur était expliquée en détails pour l'appliquée sur des réseaux de distributions dans le but d'optimiser le problème de l'écoulement de puissance.

CHAPITRE 4

TESTS ET VALIDATIONS

4.1 Introduction :

La demande de la puissance active étant incompressible, la réduction des pertes de puissance ne peut être qu'en agissant sur la composante réactive du courant transitant dans les lignes de distribution. Un des moyens les plus indiqués sont les batteries de condensateurs shunts (SVC). Cependant, il ne suffit pas d'installer des batteries de condensateurs pour dire qu'on est arrivé à bout du problème de l'important transit des courants réactives dans les branches de ces lignes. Le choix des puissances des batteries et leurs emplacements et même leurs temps de mise en service doit être fait de sorte que le retour économique attendu soit positif ou en d'autres termes, il faut que le coût de l'investissement réalisé soit inférieur aussi aux bénéfices tirés de l'opération de compensation. Ce concept de la compensation économique de l'énergie réactive est donc un problème type d'optimisation avec contraintes.

Dans ce chapitre nous présentons les résultats numériques relatifs à l'application de l'approche proposée à base de point intérieur, conçue pour optimiser l'écoulement de puissance, faite sur les réseaux test 10, 69 et 87 jeux de barres.

L'approche proposée a été développée sous environnement MATLAB version 7.8.0, à la résolution du problème de l'OPF par des méthodes déterministes comme celle du point intérieur.

On a utilisé un ordinateur doté d'un processeur Intel (R) Core (TM) i5-2430M CPU@2.40GHz et une mémoire installée (RAM) 4GB.

4.2 Test et validations de la méthode :

Pour valider la méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. On a travaillé sur la ligne de 10 nœuds et la ligne de 69 nœuds présentant 3 ramifications et une troisième ligne de 87 nœuds présentant 37 ramifications.

Les tailles standards disponibles dans le commerce celles proposées par Makhamar [14] sont représentées dans le tableau suivant :

Le prix de revient du KW produit est $K_p = 168$ \$

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

Tableau 4.1 : Prix des batteries selon leurs tailles.

4.2.1 Tableaux des résultats :

a. Premier cas :

Nous avons forcé le système pour que la tension du générateur (slackbus) soit égale à 1.000 pu et le déphasage égal à 0° (degré) pour régler les tensions (Régleur en charge) donc les augmenter.

Les résultats sont illustrés dans les tableaux suivants pour les réseaux 10, 69, 87 jeux de barres.

Nœuds	La tension V (pu)	La phase φ (deg)	Les puissances de générateur
0	1.0000	0.0000	Active
1	0.9950	-0.0100	
2	0.9875	-0.0225	13329.4798 KW
3	0.9699	-0.0452	
4	0.9578	-0.0548	Réactive
5	0.9364	-0.0851	
6	0.9307	-0.0976	2392.7176 KV Ar
7	0.9190	-0.1185	
8	0.9050	-0.1621	
9	0.9000	-0.2013	
Temps de calcul	0.22 secondes		

Tableau 4.2 : Résultats, Réseau 10 jeux de barres

JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)
0	1.0000	0.0000	23	0.9271	-0.0099	46	0.9982	0.0001
1	0.9998	-0.0001	24	0.9271	-0.0099	47	0.9961	0.0004
2	0.9996	-0.0002	25	0.9271	-0.0099	48	0.9898	0.0023
3	0.9994	-0.0003	26	0.9271	-0.0099	49	0.9889	0.0025
4	0.9862	-0.0035	27	0.9993	-0.0002	50	0.9463	-0.0114
5	0.9701	-0.0063	28	0.9988	-0.0003	51	0.9462	-0.0114
6	0.9501	-0.0106	29	0.9986	-0.0003	52	0.9396	-0.0134
7	0.9464	-0.0115	30	0.9985	-0.0003	53	0.9309	-0.0189
8	0.9397	-0.0133	31	0.9985	-0.0003	54	0.9276	-0.0210
9	0.9376	-0.0126	32	0.9985	-0.0003	55	0.9235	-0.0237
10	0.9366	-0.0123	33	0.9984	-0.0003	56	0.9183	-0.0285
11	0.9350	-0.0119	34	0.9984	-0.0003	57	0.9174	-0.0295
12	0.9341	-0.0116	35	0.9995	-0.0002	58	0.9159	-0.0308
13	0.9341	-0.0116	36	0.9995	-0.0002	59	0.9094	-0.0378
14	0.9337	-0.0119	37	0.9993	-0.0003	60	0.9000	-0.0482
15	0.9326	-0.0116	38	0.9987	-0.0008	61	0.9001	-0.0502
16	0.9324	-0.0115	39	0.9985	-0.0009	62	0.9001	-0.0502
17	0.9317	-0.0113	40	0.9985	-0.0009	63	0.9001	-0.0502
18	0.9305	-0.0109	41	0.9984	-0.0008	64	0.9001	-0.0515
19	0.9280	-0.0101	42	0.9982	-0.0008	65	0.9363	-0.0122
20	0.9279	-0.0101	43	0.9981	-0.0008	66	0.9363	-0.0122
21	0.9272	-0.0099	44	0.9979	-0.0008	67	0.9349	-0.0118
22	0.9272	-0.0099	45	0.9976	-0.0007	68	0.9349	-0.0118

Les puissances du générateur	Active : 4092.67198 KW et Réactive : 1170.09708 KV Ar							
Temps de calcul	0.05 secondes							

Tableau 4.3 : Résultats, Réseau 69 jeux de barres

JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)
0	1.0000	0.0000	29	0.9791	-0.0060	58	0.9735	-0.0056
1	0.9885	-0.0036	30	0.9791	-0.0060	59	0.9735	-0.0056
2	0.9867	-0.0035	31	0.9791	-0.0060	60	0.9727	-0.0055
3	0.9864	-0.0036	32	0.9790	-0.0061	61	0.9727	-0.0055
4	0.9794	-0.0059	33	0.9790	-0.0061	62	0.9719	0.0054
5	0.9792	-0.0060	34	0.9790	-0.0061	63	0.9714	-0.0054
6	0.9784	-0.0059	35	0.9790	-0.0061	64	0.9715	-0.0055
7	0.9780	-0.0059	36	0.9789	-0.0061	65	0.9884	-0.0036
8	0.9777	-0.0059	37	0.9789	-0.0061	66	0.9868	-0.0034
9	0.9766	-0.0057	38	0.9789	-0.0061	67	0.9868	-0.0034
10	0.9754	-0.0055	39	0.9789	-0.0061	68	0.9868	-0.0034
11	0.9746	-0.0056	40	0.9789	-0.0061	69	0.9867	-0.0034
12	0.9741	-0.0056	41	0.9789	-0.0061	70	0.9867	-0.0034
13	0.9736	-0.0056	42	0.9780	-0.0059	71	0.9867	-0.0034

14	0.9734	-0.0056	43	0.9780	-0.0059	72	0.9867	-0.0034
15	0.9727	-0.0055	44	0.9775	-0.0059	73	0.9780	-0.0059
16	0.9720	-0.0054	45	0.9775	-0.0059	74	0.9775	-0.0059
17	0.9716	-0.0054	46	0.9774	-0.0058	75	0.9775	-0.0059
18	0.9715	-0.0054	47	0.9774	-0.0058	76	0.9774	-0.0058
19	0.9715	-0.0054	48	0.9773	-0.0058	77	0.9772	-0.0058
20	0.9885	-0.0036	49	0.9766	-0.0057	78	0.9772	-0.0058
21	0.9868	-0.0034	50	0.9750	-0.0055	79	0.9773	-0.0058
22	0.9868	-0.0034	51	0.9750	-0.0055	80	0.9750	-0.0055
23	0.9867	-0.0034	52	0.9750	-0.0055	81	0.9750	-0.0055
24	0.9867	-0.0034	53	0.9749	-0.0055	82	0.9749	-0.0055
25	0.9867	-0.0034	54	0.9754	-0.0055	83	0.9735	-0.0056
26	0.9867	-0.0034	55	0.9746	-0.0056	84	0.9735	-0.0056
27	0.9867	-0.0035	56	0.9741	-0.0056	85	0.9734	-0.0056
28	0.9791	-0.0059	57	0.9735	-0.0056	86	0.9868	-0.0034
Les puissances du générateur	Active : 14878.48959 KW et Réactive : 7541.06481 KV Ar							
Temps de calcul	0.05 secondes							

Tableau 4.4 : Résultats, Réseau 87 jeux de barres

b. Deuxième cas :

Le système n'est pas forcé, les résultats sont représentés dans les tableaux suivants :

Nœuds	La tension V (pu)	La phase φ (deg)	Les puissances de générateur
0	1.0566	0	Active
1	1.0499	-0.0082	
2	1.0399	-0.0181	13115.9938 KW
3	1.0175	-0.0346	
4	1.0031	-0.0396	
5	0.9743	-0.0562	Réactive
6	0.9649	-0.0625	
7	0.9479	-0.0699	5098.9666 KV Ar
8	0.9197	-0.0820	
9	0.9000	-0.0908	
Temps de calcul	0.05 secondes		

Tableau 4.5 : Résultats, Réseau 10 jeux de barres (cas2)

JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)
0	1.0609	0.0000	23	0.9804	0.0218	46	1.0590	0.0002
1	1.0607	-0.0000	24	0.9804	0.0218	47	1.0571	0.0005
2	1.0604	-0.0001	25	0.9804	0.0218	48	1.0511	0.0022
3	1.0602	-0.0001	26	0.9804	0.0218	49	1.0503	0.0024
4	1.0424	0.0046	27	1.0602	-0.0000	50	0.9999	0.0166
5	1.0270	0.0088	28	1.0596	-0.0002	51	0.9999	0.0167
6	1.0043	0.0154	29	1.0595	-0.0002	52	0.9922	0.0188
7	1.0000	0.0166	30	1.0594	-0.0002	53	0.9811	0.0221
8	0.9924	0.0188	31	1.0594	-0.0002	54	0.9769	0.0234
9	0.9903	0.0194	32	1.0594	-0.0002	55	0.9717	0.0251
10	0.9894	0.0197	33	1.0593	-0.0002	56	0.9640	0.0263
11	0.9879	0.0201	34	1.0593	-0.0002	57	0.9626	0.0265
12	0.9870	0.0203	35	1.0604	-0.0001	58	0.9604	0.0268
13	0.9870	0.0203	36	1.0603	-0.0001	59	0.9503	0.0284
14	0.9867	0.0201	37	1.0602	-0.0002	60	0.9356	0.0307
15	0.9856	0.0204	38	1.0596	-0.0006	61	0.9351	0.0309
16	0.9854	0.0204	39	1.0594	-0.0007	62	0.9350	0.0309
17	0.9848	0.0206	40	1.0594	-0.0007	63	0.9350	0.0309
18	0.9836	0.0209	41	1.0593	-0.0006	64	0.9347	0.0310
19	0.9813	0.0217	42	1.0591	-0.0006	65	0.9891	0.0198
20	0.9812	0.0217	43	1.0590	-0.0006	66	0.9891	0.0198
21	0.9805	0.0219	44	1.0589	-0.0006	67	0.9878	0.0201
22	0.9805	0.0219	45	1.0586	-0.0005	68	0.9878	0.0201

Les puissances du générateur	Active : 4171.63886KW et Réactive : 2833.7316 KV Ar							
Temps de calcul	0.05 secondes							

Tableau 4.6 : Résultats, Réseau 69 jeux de barres (cas2).

JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)
0	1.0084	-0.0000	29	0.9877	-0.0059	58	0.9821	-0.0055
1	0.9970	-0.0035	30	0.9877	-0.0059	59	0.9821	-0.0055
2	0.9952	-0.0034	31	0.9876	-0.0059	60	0.9813	-0.0054
3	0.9949	-0.0035	32	0.9876	-0.0060	61	0.9813	-0.0054
4	0.9880	-0.0058	33	0.9876	-0.0060	62	0.9805	-0.0053
5	0.9877	-0.0059	34	0.9876	-0.0060	63	0.9800	-0.0053
6	0.9870	-0.0058	35	0.9875	-0.0060	64	0.9801	-0.0054
7	0.9866	-0.0058	36	0.9875	-0.0060	65	0.9969	-0.0035
8	0.9862	-0.0058	37	0.9875	-0.0060	66	0.9953	-0.0033
9	0.9852	-0.0056	38	0.9875	-0.0060	67	0.9953	-0.0034
10	0.9840	-0.0054	39	0.9874	-0.0060	68	0.9952	-0.0033
11	0.9832	-0.0055	40	0.9874	-0.0060	69	0.9952	-0.0033
12	0.9827	-0.0055	41	0.9874	-0.0060	70	0.9952	-0.0033

13	0.9822	-0.0055	42	0.9866	-0.0058	71	0.9952	-0.0033
14	0.9820	-0.0055	43	0.9865	-0.0058	72	0.9952	-0.0033
15	0.9813	-0.0054	44	0.9861	-0.0058	73	0.9866	-0.0058
16	0.9806	-0.0053	45	0.9860	-0.0058	74	0.9861	-0.0058
17	0.9802	-0.0054	46	0.9860	-0.0057	75	0.9860	-0.0058
18	0.9801	-0.0054	47	0.9859	-0.0057	76	0.9860	-0.0057
19	0.9801	-0.0054	48	0.9859	-0.0057	77	0.9857	-0.0057
20	0.9970	-0.0035	49	0.9851	-0.0056	78	0.9857	-0.0057
21	0.9953	-0.0033	50	0.9836	-0.0054	79	0.9859	-0.0057
22	0.9953	-0.0034	51	0.9836	-0.0054	80	0.9836	-0.0054
23	0.9952	-0.0033	52	0.9835	-0.0054	81	0.9836	-0.0054
24	0.9952	-0.0033	53	0.9835	-0.0054	82	0.9835	-0.0054
25	0.9952	-0.0033	54	0.9840	-0.0055	83	0.9821	-0.0055
26	0.9952	-0.0033	55	0.9832	-0.0055	84	0.9821	-0.0055
27	0.9952	-0.0034	56	0.9827	-0.0055	85	0.9820	-0.0055
28	0.9876	-0.0058	57	0.9821	-0.0055	86	0.9953	-0.0034
Les puissances du générateur	Active : 14872.74426 KW et Réactive : 7535.95785 KV Ar							
Temps de calcul	0.05 secondes							

Tableau 4.7 : Résultats, Réseau 87 jeux de barres (cas2).

- **Interprétation**

On voit que les tensions dans les 3 réseaux testés et dans les deux cas augmentent.

On remarque aussi qu'à chaque fois le nombre de ramification augmente les chutes de tension décroissent.

4.2.2 Emplacement des batteries :

Les batteries seront injectées dans le premier cas car on a forcé la tension du générateur à 1.0000 pu et l'angle à 0°. Dans le deuxième cas on n'injecte aucune batterie car le problème est résolu par l'écoulement de puissance

Réseau	10 jeux de barres	69 jeux de barres	87 jeux de barres
Emplacement des batteries	8 et 9	60, 61, 62, 63 et 64	17, 62, 63, 64
Taille des batteries (KVar)	600 et 3000	300, 600, 450, 300 et 300	750, 2100, 1800, 750
Taille des SVC standards à injectés	600, 1200//1200//600	300, 600, 450, 300, 300	450//300, 1200//900, 900//900, 450//300
Total (KVar)	3600	1950	5400

Tableau 4.8 : Emplacement des batteries dans les réseaux de 10, 69, 87 jeux de barres

4.4 Discussions des valeurs après compensation :

a. Réseau de 10 jeux de barres :

Les tensions relatives minimale et maximale passent de leurs valeurs de 0.8314 et 1.0000 à 0.9000 et 1.0000 pu, dans le premier cas à 0.90000 et 1.0566 pu.

c. Réseau de 87 jeux de barres :

Les tensions minimales et maximales sont respectivement 0.9714 et 1.0000 pu dans le premier cas, et dans le deuxième cas deviennent 0.9800 et 1.0084 pu.

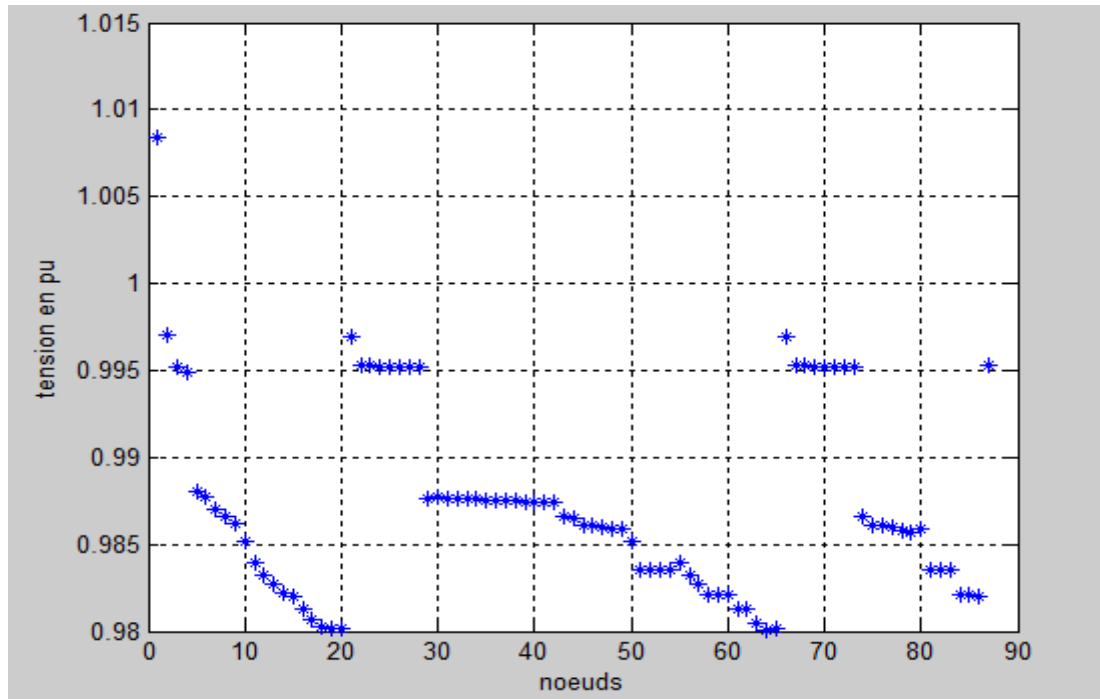


Figure 4.3 : les tensions après compensation du réseau de 87 Jeux de Barres

4.5 Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté les résultats de l'application de la méthode du point intérieur sur l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux électriques.

En effet, lorsqu'on place des batteries de condensateurs, on améliore la tension donc on a une compensation de puissance réactive.

On conclut aussi que la méthode de Newton est applicable sur les réseaux de distribution.

Sur le plan de l'efficacité de la méthode, les résultats auxquels on est arrivé montrent qu'elle conduit à des solutions applicables sur le plan pratique en un temps très petit.

Liste des figures

Figure 1.1 : Représentation générique d'un réseau électrique

Figure 1.2 : Structure d'un réseau radial

Figure 1.3 : Structure d'un réseau bouclé

Figure 1.4 : Structure d'un réseau maillé

Figure 1.5 : Composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente

Figure 1.6 : Schéma de principe d'un FACTS

Figure 1.7 : Classification des dispositifs de compensation FACTS

Figure 1.8 : Modèle mathématique de SVC

Figure 1.9 : Fonctionnement de compensateur statique

Figure 2.1 : Modèle en π des lignes de transport

Figure 2.2 : Modèle des transformateurs

Figure 2.3 : Modèle de charge

Figure 2.4 : Modèle des éléments shunt: a) symbole, b) élément inductif, c) élément capacitif

Figure 2.5 : Réseau à cinq (5) nœuds

Figure 2.6 : Schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres

Figure 2.7 : Schéma équivalent d'une branche

Figure 2.8 : Schéma unifilaire de la ligne de 69 jeux de barres

Figure 2.9 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 10 jeux de barre

Figure 2.10 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 69 jeux de barres

Figure 2.12 : Graphe comparatif des tensions : ligne de 87 jeux de barres

Figure 3.1 : Principe de base d'une méthodologie d'optimisation.

Figure 3.2 : Organigramme de la méthode de point intérieur.

Figure 4.1 : Les tensions après compensation du réseau de 10 Jeux de Barres.

Figure 4.2 : Les tensions après compensation du réseau de 69 Jeux de Barres.

Figure 4.3 : Les tensions après compensation du réseau de 87 Jeux de Barres

INTRODUCTION GENERALE

1. Introduction générale :

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répondeur représente jusqu'à 45% des énergies primaires dans la majorité des pays développés car elle est facilement transportable à un rendement élevé et un cout raisonnable.

Cette énergie est acheminée exclusivement par le réseau électrique qui est un ensemble d'infrastructures à partir des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Le premier réseau électrique a vu le jour aux Etats Unis en 1882 et a été conçu par Thomas Edison. C'était un réseau local à courant continu et servait à assurer l'éclairage de la région de Manhattan, La distribution de l'énergie était assurée par des câbles souterrains.

L'inconvénient majeur de transport d'énergie réactive est la production d'harmoniques donc des pertes d'énergie et des chutes de tension dans le réseau [1] qui nécessite un filtrage robuste et un système de compensation d'énergie réactive important.

En réalité le problème de l'optimisation de l'énergie réactive optimal(ORPF) dans les réseaux électriques ne peut être prend lieu que par une variation adéquate dite « optimale » de certains variables à savoir les tensions de jeux de barres de contrôle, rapports de transformateurs et procurer une meilleure compensation statique (batteries de compensation) ou dynamique (incorporation des systèmes FACTS) dont le but d'améliorer l'efficacité des réseaux électriques [2].

Les dispositifs FACTS peuvent être utilisés dans la compensation de l'énergie réactive, pour augmenter la capacité de transmission, améliorer la stabilité et le comportement dynamique, et assurer une meilleure qualité de puissance dans les systèmes de puissance moderne [2].

Dans ce mémoire intitulé Compensation Optimale de l'Energie Réactive dans les Réseaux Electriques par FACTS (SVC), Nous nous intéressons à la modélisation et l'intégration de dispositifs FACTS shunt (SVC) et d'appliquer une méthode des méthodes déterministes celle du point intérieur tout en améliorant le comportement du réseau électrique.

Nous aussi, aurons cette chance de nous approcher de ces récentes méthodes, pour bénéficier de leurs avantages et de leurs apports, et les exploiter dans le domaine des énergies électriques dans notre pays.

2. Objectif du mémoire :

L'objectif principal de ce travail est l'élaboration d'une procédure efficace capable de résoudre le problème de la compensation de l'énergie réactive, il s'agit de développer une approche basée sur une méthode déterministe (interior point). Cette méthode est testée avec succès sur différents cas de figure qui sont extrêmement difficile, en raison du problème non linéaire.

3. Plan de travail :

La rédaction de ce mémoire est structurée comme suit :

- Dans le premier chapitre, nous donnerons un aperçu global sur des réseaux électriques à savoir les différentes caractéristiques et structures ainsi une idée générale sur la compensation de l'énergie réactive et les dispositifs de compensation aussi une vue sur le compensateur statique de puissance réactive(SVC) et quelques FACTS
- Dans le deuxième chapitre, nous présenterons la modélisation des éléments du réseau et celle du problème de l'écoulement de puissance ensuite on déterminera la configuration de la ligne, enfin on appliquera la méthode de l'écoulement de puissance sur 3 réseaux de distribution comprenant 10, 69, 87 jeux de barres.

- Dans le troisième chapitre, une approche basée sur l'optimisation par point intérieur pour la solution de l'écoulement de puissance optimal sera présentée. Le principe général de la méthode du point intérieur est discuté au chapitre, à la fin de ce chapitre on applique la méthode sur un réseau électrique.
- Le quatrième chapitre sera dédié aux résultats de la simulation de la démarche proposée pour la compensation de l'énergie réactive. La validation de ces résultats est montrée et discutée à travers plusieurs études des réseaux.
- Enfin, nous clôturons le présent mémoire par une conclusion générale.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] M.BOUDOURE, A.HELLAL « Réseaux Electriques fondamentaux et concepts de base », copyright Eurl Pages Bleues Internationales 2010.
- [2] N.MANCER « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) », Mémoire de magister, Université Mohamed Khider – Biskra, janvier 2012.
- [3] Conférence Internationale des Réseaux de Distribution d'Electricité, Electricité Réseau Distribution France (www.erdf.com)
- [4] D. Benitez, Crampe C, « l'allocation des capacités de transport pour l'électricité », rapport réalisé pour la commission de Régulation de l'Energie, juillet 2003.
- [5] T.Bouktir ; Application de la programmation orientée objet à l'optimisation de l'écoulement de puissances, « Thèse de doctorat d'état. U-Batna, Algérie, Juin 2004.
- [6] Hingorani NG, Gygyi L. understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems .New York: IEEE Press; 1999.
- [7] B. Mahdad, Optimal Power Flow with Consideration of FACTS devices Using Genetic Algorithm: Application to the Algerian Network, Doctorat Thesis, Biskra University Algeria, 2010.
- [8] M.KARIM SEBAA "Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique", Thèse de doctorat, Université des sciences et technologie HOUARI BOUMEDIENE, septembre 2008.

- [9] B. Mahdad "Contribution to the improvement of power quality using multi hybrid model based Wind-Shunt FACTS," 10PthP IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, Italy, 2011.
- [10] Turan.G., Modern Power System Analysis. John Wiley & sons, 1988.
- [11] Ward, J.B and Hale, H.W., « Digital Computer Solution of Power Flow Problems ». Trans. Am. Inst. Elect. Eng. Part 3 75 398-404, 1956.
- [12] SAYAH Samir, " Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques Université Ferhat Abbas Sétif.
- [13] Mancner N, Aggouni Y" modélisation et intégration des dispositifs de compensation dynamique FACT", Mémoire de l'ingénieur d'état Juin 2007.
- [14] W.TEBANI « Compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution », Mémoire de Magister, Université FERHAT ABBAS SETIF, juin 2012.
- [15] Z. SEDDIKI « Optimisation de l'écoulement de puissance dans un système d'énergie électrique par la méthode du point intérieur », Mémoire de magister, Université HASSIBA BEN BOUALI de CHLEF, 2009.
- [16] P.SEGALAT. Méthodes de Points Intérieurs et de Quasi-Newton pour résoudre des problèmes de grandes tailles. ROADEF'2003. Université de Limoges, France. 26-28 Février 2003.
- [17] Yann Collette - Patrick Siarry, "Optimisation multi-objectif", éditions eyrolles 61, bld saint-germain 75240 Paris Cedex 05 www.editions-eyrolles.com.
- [18] Momoh JA, El-Hawary ME, Adapa R. "A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods" IEEE Trans Power System, 1999.
- [19] M.GLAVIC & L.WEHENKEL « Interior-Point Methods: A Survey, Short Survey of application to Power Systems, and research Opportunities. Electrical Engineering and

Computer Science Département. Université de Liège, Belgique Rapport Technique. Février 2004.

[20] S.L. AVILA, "Optimisation multi-objectif et analyse de sensibilité appliquées à la conception de dispositifs" Thèse de doctorat l'Université Fédérale de Santa Catarina (Brésil) 2006.

ANNEXES

Annexe. 1 :

Les données du réseau de 10 jeux de barres sont consignées dans le tableau A1.1. La tension de base $V_{base} = 23 \text{ KV}$ et la puissance de base $S_{base} = 4186 \text{ KV}$.

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

Tableau A1. 1 : données de la ligne de 10 jeux de barres

Les données du réseau de distribution de 69 jeux de barres consignées dans le tableau A1.2. La tension de base $V_{base} = 12.66 \text{ KV}$ et la puissance de base $S_{base} = 2667.8 \text{ KVA}$.

Numéro de la branche	Nœuds de départ	Nœuds d'arrivée	r (Ω)	x (Ω)	PI(KW)	QI (KVAr)
1	0	1	0.000500	0.001200	0.000000	0.000000
2	1	2	0.000500	0.001200	0.000000	0.000000
3	2	3	0.001500	0.003600	0.000000	0.000000
4	2	27	0.025100	0.029400	0.000000	0.000000
5	2	35	0.366000	0.186400	2.600000	2.200000
6	3	4	0.381100	0.194100	40.40000	30.00000
7	3	46	0.092200	0.047000	75.00000	54.00000
8	4	5	0.049300	0.025100	30.00000	22.00000

Annexes

9	5	6	0.819000	0.270700	28.00000	19.00000
10	6	7	0.187200	0.061900	145.00000	104.000000
11	7	8	0.711400	0.235100	145.000000	104.000000
12	7	50	1.030000	0.340000	8.000000	5.500000
13	8	9	1.044000	0.345000	8.000000	5.500000
14	8	52	1.058000	0.349600	0.000000	0.000000
15	9	10	0.196600	0.065000	45.50000	30.00000
16	10	11	0.374400	0.123800	60.00000	35.00000
17	10	65	0.004700	0.001600	60.00000	35.00000
18	11	12	0.327600	0.108300	0.000000	0.000000
19	11	67	0.210600	0.069600	1.000000	0.600000
20	12	13	0.341600	0.112900	114.00000	81.00000
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	1.2000000	1.000000
41	35	36	0.310000	0.362300	0.000000	0.000000
42	36	37	0.041000	0.047800	6.000000	4.300000
43	37	38	0.009200	0.011600	0.000000	0.000000
44	38	39	0.108900	0.137300	39.220000	26.300000
45	39	40	0.000900	0.001200	39.220000	26.300000
46	40	41	0.003400	0.008400	0.000000	0.000000
47	41	42	0.085100	0.208300	79.000000	56.400000
48	42	43	0.289800	0.709100	384.700000	274.500000
49	43	44	0.082200	0.201100	384.700000	274.500000
50	44	45	0.092800	0.047300	40.500000	28.300000
51	46	47	0.331900	0.111400	3.600000	2.700000
52	47	48	0.174000	0.088600	4.350000	3.500000
53	48	49	0.203000	0.103400	26.400000	19.000000
54	50	51	0.284200	0.144700	24.000000	17.200000
55	52	53	0.281300	0.143300	0.000000	0.000000
56	53	54	1.590000	0.533700	0.000000	0.000000
57	54	55	0.783700	0.263000	0.000000	0.000000
58	55	56	0.304200	0.100600	100.00000	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	28.000000	20.000000
67	65	66	0.739400	0.244400	28.000000	20.000000
68	67	68	0.004700	0.001600	28.000000	20.000000

Tableau A1.2 : Données de la ligne de 69 jeux de barres.

Les données du réseau de distribution de 87 jeux de barres sont consignées dans le tableau A1.3

La tension de base $V_{base} = 30 \text{ KV}$ et la puissance de base $S_{base} = 6383.7 \text{ KVA}$

Numéro de la branche	Nœuds de départ	Nœuds d'arrivée	$r (\Omega)$	$x (\Omega)$	PI(KW)	QI (KVar)
1	1	2	0.458388	0.449400	33.4164852	16.7082426
2	2	3	0.105380	0.038500	0.769692	0.384846
3	3	28	0.015000	0.005000	360	180
4	3	4	0.185852	0.067900	1125	562.5
5	4	5	0.017850	0.017500	1125	562.5
6	5	6	0.312732	0.306600	22.7981628	11.3990814
7	6	30	0.201705	0.197750	14.7042945	7.35214725
8	30	31	0.060000	0.020000	360	180
9	31	32	0.054000	0.018000	567	283.5
10	32	33	0.095680	0.052000	567	283.5
11	33	34	0.073600	0.040000	144	72
12	34	35	0.082800	0.045000	567	283.5
13	35	36	0.027600	0.015000	360	180
14	36	37	0.173240	0.061000	90	45
15	37	38	0.209876	0.073900	567	283.5
16	38	39	0.169280	0.092000	360	180
17	39	40	0.128800	0.070000	720	360
18	40	41	0.056120	0.030500	144	72
19	41	42	0.041032	0.022300	225	122.5
20	6	7	0.004790	0.001750	22.7981628	11.3990814
21	7	8	0.019160	0.007000	0.139944	0.69972
22	8	9	0.047900	0.017500	0.34986	0.17493
23	9	10	0.039270	0.038500	2.862783	1.4313915
24	10	11	0.107100	0.105000	2.862783	1.4313915
25	11	51	0.095800	0.035000	0.69972	0.34986
26	51	52	0.028740	0.010500	0.209916	0.104958
27	52	53	0.009580	0.003500	0.069972	0.034986

Annexes

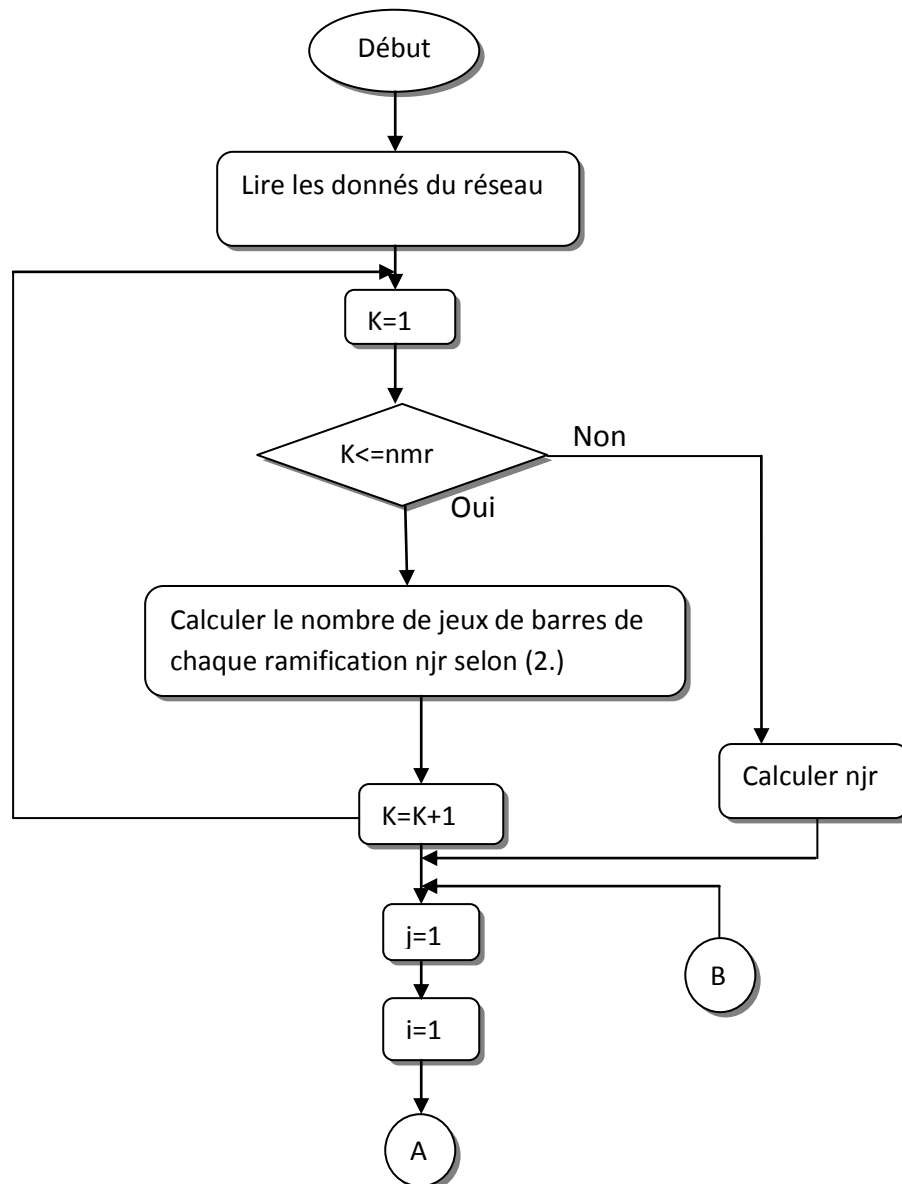
28	53	54	0.009580	0.003500	144	72
29	53	83	0.040236	0.014700	90	45
30	52	82	0.023950	0.008750	144	72
31	51	81	0.095800	0.035000	144	72
32	11	12	0.044625	0.043750	3.2531625	1.62658125
33	12	13	0.049980	0.049000	3.643542	1.821771
34	13	14	0.053550	0.052500	3.903795	1.9518975
35	14	15	0.119750	0.043750	0.87465	0.437325
36	15	16	0.129330	0.047250	0.944622	0.472311
37	16	17	0.023950	0.008750	0.17493	0.87465
38	17	18	0.019160	0.007000	0.139944	0.069972
39	18	19	0.047900	0.017500	0.34986	0.17493
40	19	20	0.019160	0.007000	90	45
41	19	65	0.015328	0.005600	144	72
42	18	64	0.047900	0.017500	144	72
43	17	63	0.479000	0.175000	360	180
44	16	61	0.110170	0.040250	90	45
45	16	62	0.095800	0.035000	144	72
46	14	58	0.047900	0.017500	0.34986	0.17493
47	58	59	0.095800	0.035000	0.69972	0.34986
48	59	60	0.162860	0.059500	144	72
49	59	86	0.074692	0.026300	90	45
50	58	84	0.047900	0.017500	567	283.5
51	58	85	0.533606	0.194950	90	45
52	13	57	0.114960	0.042000	144	72
53	12	56	0.124540	0.045500	90	45
54	11	55	0.009088	0.003200	567	283.5
55	10	50	0.095800	0.035000	225	112.5
56	9	45	0.009580	0.003500	0.034986	0.017493
57	45	46	0.004790	0.001750	0.034986	0.017493
58	46	47	0.006532	0.002300	0.321904	0.1609520
59	47	48	0.047900	0.017500	0.34986	0.17493
60	48	49	0.055564	0.020300	90	45
61	48	80	0.413856	0.151200	90	45
62	47	78	0.005680	0.002000	567	283.5
63	78	79	0.171820	0.060500	225	112.5
64	47	77	0.984824	0.359800	225	112.5
65	46	76	0.086220	0.031500	90	45
66	45	75	0.980034	0.358050	90	45
67	8	43	0.766400	0.280000	5.59776	2.79888
68	43	44	0.172440	0.063000	567	283.5
69	43	74	0.004790	0.001750	144	
70	5	29	0.526900	0.192500	90	
71	2	21	0.057480	0.021000	0.769692	0.384846
72	21	22	0.028740	0.010500	0.209916	0.104958
73	22	23	0.028740	0.010500	0.209916	0.104958
74	23	24	0.095800	0.035000	0.69972	0.34986
75	24	25	0.114960	0.042000	0.839664	0.419832
76	25	26	0.287400	0.105000	2.09916	0.104958
77	26	27	0.027782	0.010150	225	112.5

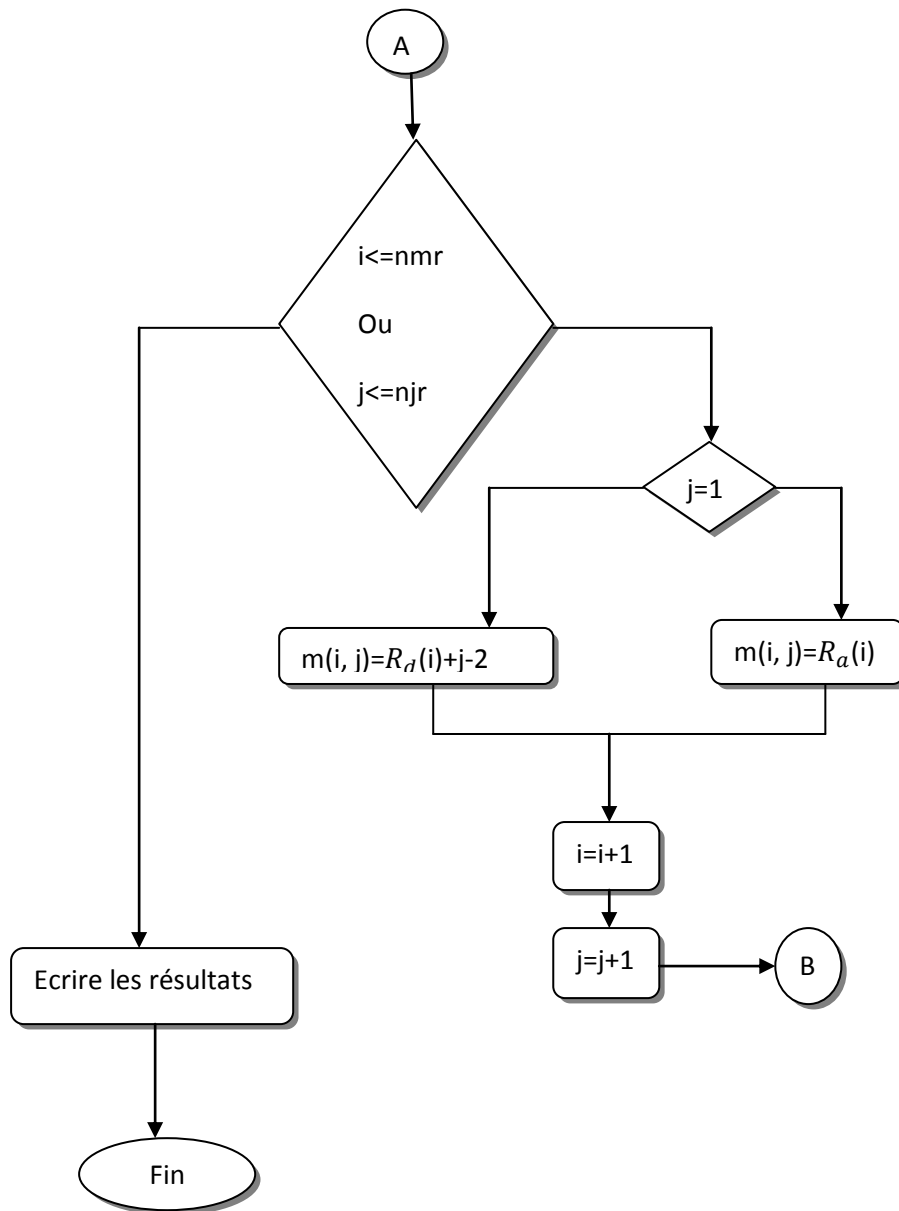
78	26	73	1.251148	0.457100	144	72
79	25	72	0.023950	0.008750	90	45
80	24	71	1.963900	0.717500	144	72
81	23	68	0.033530	0.012250	0.244902	0.122451
82	68	69	0.095800	0.035000	90	45
83	68	87	0.431100	0.157500	90	45
84	23	70	0.067060	0.024500	144	72
85	22	67	0.047900	0.017500	567	283.5
86	21	66	0.019160	0.007000	90	45

Tableau A1.3 : Données de la ligne de 87 jeux de barres

Annexe.2 :

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





Annexe.3 :

1. Résultats de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton :

a. Réseau de 10 jeux de barres :

Nœuds	La tension V (pu)	La phase φ (deg)	Les pertes totales
0	1.0000	0.0000	
1	0.993	-0.530	Active
2	0.982	-1.165	
3	0.958	-2.235	864.259 KW
4	0.943	-2.560	
5	0.911	-3.645	
6	0.901	-4.063	Réactive
7	0.883	-4.550	
8	0.852	-5.347	1051.02 KV Ar
9	0.831	-5.941	
Nombre d'itération	4		
Temps de calcul	0.06 seconds		

Tableau A3-1 : solution de l'écoulement de puissance par Newton ; Réseau de 10 jeux de barres

b. Réseau de 69 jeux de barres :

JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase φ (deg)
0	1.0000	0.0000	23	0.913	1.428	46	0.998	0.013
1	1.0000	- 0.003	24	0.913	1.427	47	0.996	0.031
2	0.9999	- 0.006	25	0.913	1.427	48	0.990	0.144
3	0.9999	- 0.009	26	0.913	1.427	49	0.989	0.152
4	0.980	0.298	27	0.999	- 0.003	50	0.934	1.085
5	0.963	0.574	28	0.999	-0.011	51	0.934	1.086
6	0.939	1.002	29	0.999	-0.010	52	0.926	1.230
7	0.934	1.083	30	0.998	-0.012	53	0.914	1.447
8	0.926	1.228	31	0.998	-0.012	54	0.909	1.533
9	0.924	1.268	32	0.998	-0.012	55	0.904	1.647
10	0.923	1.285	33	0.998	-0.013	56	0.895	1.722
11	0.921	1.313	34	0.998	-0.013	57	0.894	1.737
12	0.920	1.329	35	0.999	-0.005	58	0.891	1.761
13	0.920	1.327	36	0.999	- 0.005	59	0.881	1.864
14	0.920	1.311	37	0.999	- 0.013	60	0.865	2.020
15	0.919	1.330	38	0.999	- 0.037	61	0.864	2.033
16	0.919	1.333	39	0.998	- 0.043	62	0.864	2.033
17	0.918	1.345	40	0.998	- 0.042	63	0.864	2.032
18	0.917	1.368	41	0.998	- 0.042	64	0.864	2.040
19	0.914	1.417	42	0.998	- 0.039	65	0.923	1.290
20	0.914	1.416	43	0.998	- 0.038	66	0.922	1.291

21	0.913	1.431	44	0.998	- 0.037	67	0.921	1.315
22	0.913	1.430	45	0.997	-0.032	68	0.921	1.315
Les pertes De puissances totales	Active : 418.784 KW et Réactive : 155.41 KV Ar							
Nombre d'itération	4							
Temps de calcul	0.19 seconds							

Tableau A3-2 : solution de l'écoulement de puissance par Newton ; Réseau de **69** jeux de barres

c. Réseau de 87 jeux de barres :

JB	La tension V (pu)	Phase ϕ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase ϕ (deg)	JB	La tension V (pu)	Phase ϕ (deg)
0	1.000	0.0000	29	0.979	-0.346	58	0.974	-0.323
1	0.989	-0.206	30	0.979	-0.346	59	0.974	-0.323
2	0.987	-0.200	31	0.979	-0.346	60	0.973	-0.316
3	0.986	-0.206	32	0.979	-0.347	61	0.973	-0.316
4	0.979	-0.340	33	0.979	-0.347	62	0.972	-0.309
5	0.979	-0.346	34	0.979	-0.348	63	0.971	-0.310
6	0.978	-0.336	35	0.979	-0.347	64	0.971	-0.312
7	0.978	-0.336	36	0.979	-0.347	65	0.988	-0.206

8	0.978	-0.336	37	0.979	-0.347	66	0.987	-0.195
9	0.977	-0.325	38	0.979	-0.347	67	0.987	-0.195
10	0.975	-0.317	39	0.979	-0.348	68	0.987	-0.195
11	0.975	-0.320	40	0.979	-0.348	69	0.987	-0.195
12	0.974	-0.322	41	0.979	-0.348	70	0.987	-0.194
13	0.974	-0.322	42	0.978	-0.336	71	0.987	-0.194
14	0.973	-0.322	43	0.978	-0.336	72	0.987	-0.194
15	0.973	-0.316	44	0.978	-0.336	73	0.978	-0.336
16	0.972	-0.310	45	0.977	-0.335	74	0.978	-0.336
17	0.972	-0.312	46	0.977	-0.334	75	0.977	-0.335
18	0.972	-0.312	47	0.977	-0.334	76	0.977	-0.334
19	0.971	-0.312	48	0.977	-0.334	77	0.977	-0.333
20	0.988	-0.206	49	0.977	-0.325	78	0.977	-0.333
21	0.987	-0.195	50	0.975	-0.314	79	0.977	-0.334
22	0.987	-0.195	51	0.975	-0.314	80	0.975	-0.314
23	0.987	-0.194	52	0.975	-0.314	81	0.975	-0.314
24	0.987	-0.194	53	0.975	-0.314	82	0.975	-0.315
25	0.987	-0.194	54	0.975	-0.318	83	0.974	-0.323
26	0.987	-0.194	55	0.975	-0.320	84	0.974	-0.323
27	0.987	-0.200	56	0.974	-0.322	85	0.973	-0.322
28	0.979	-0.338	57	0.974	-0.323	86	0.987	-0.195
Les pertes	Active : 307.725 KW et Réactive : 255.57 KV Ar							
De puissances totales								
Nombre								

d'itération	3
Temps de calcul	0.17 seconds

Tableau A3-3 : solution de l'écoulement de puissance par Newton ; Réseau de **87** jeux de barres.

On voit qu'avec la méthode de newton on obtient les mêmes résultats des tensions et de déphasage avec des pertes de puissances un peu plus élevées. La convergence est assurée avec un nombre plus petit d'itérations par rapport à la méthode présentée dans le chapitre 2

Annexe.4 : [15]

- Calcul des paramètres : $\frac{\partial P_k}{\partial V_i}, \frac{\partial Q_k}{\partial V_i}, \frac{\partial P_k}{\partial \delta_i}, \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i}$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_i} = \begin{cases} = 2 \cdot y_u \cdot V_u + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m [\rho_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_m \cdot \sin(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = V_k [\rho_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i) + \beta_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_i} = \begin{cases} = -2 \cdot \beta_u \cdot V_u + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \cdot [\rho_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = V_k [\rho_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i) - \beta_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} = \begin{cases} = -V_i \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \cdot [\rho_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = V_k \cdot V_i \cdot [\rho_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i) - \beta_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} = \begin{cases} = V_i \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \cdot [\rho_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = -V_k \cdot V_i \cdot [\rho_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i) + \beta_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

- Calcul des elements du Hessian :

$$\frac{\partial^2 L}{\partial PG_j \partial PG_i} = \begin{cases} = 2 \cdot c_i & \text{si } i = j \\ = 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial QGj \partial PGi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial Vj \partial PGi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \delta j \partial PGi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{qj} \partial PG_i} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{pj} \partial PGi} = \begin{cases} = -1 & \text{si } i = j \\ = 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial PGj \partial QGi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial QGj \partial QGi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial Vj \partial QGi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \delta j \partial QGi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{pj} \partial QG_i} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{qj} \partial QGi} = \begin{cases} = -1 & \text{si } i = j \\ = 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial PGj \partial Vi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial QGj \partial Vi} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial V_i} = \begin{cases} = 2 \cdot \sigma_{ii} \cdot \lambda_{pi} - 2 \cdot \beta_{ii} \cdot \lambda_{qi} & \text{si } i = j \\ = \lambda_{pi} \cdot [\sigma_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \beta_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] + \lambda_{qj} \cdot [\sigma_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + \beta_{ji} \sin(\delta_j - \delta_i)] + \\ + \lambda_{qi} \cdot [\sigma_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \beta_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] + \lambda_{pj} \cdot [\sigma_{ji} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - \beta_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \delta_j \partial V_i} = \begin{cases} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N [-\lambda_{pi} \cdot V_m \cdot [\sigma_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m)] + \lambda_{qm} \cdot V_m \cdot [\sigma_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m)]] + \\ + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N [\lambda_{pk} \cdot V_k \cdot [\sigma_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i) - \beta_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i)] - \lambda_{qk} \cdot V_k \cdot [\sigma_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i) + \beta_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i)]] & \text{si } i = j \\ = \lambda_{pi} \cdot V_j \cdot [\sigma_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \beta_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - \lambda_{qi} \cdot V_j \cdot [\sigma_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \beta_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] - \\ - \lambda_{pj} \cdot V_i \cdot [\sigma_{ji} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - \beta_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] + \lambda_{qj} \cdot V_i \cdot [\sigma_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + \beta_{ji} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{qi} \partial V_i} = \frac{\partial Q_j}{\partial V_i}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{pj} \partial V_i} = \frac{\partial P_j}{\partial V_i}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial P G_j \partial \delta_i} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial Q G_j \partial \delta_i} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial V_j \partial \delta_i} = \begin{cases} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N [-\lambda_{pi} \cdot V_m \cdot [\sigma_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m)] + \lambda_{qi} \cdot V_m \cdot [\sigma_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m)]] + \\ + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N [\lambda_{pk} \cdot V_k \cdot [\sigma_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i) - \beta_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i)] - \lambda_{qk} \cdot V_k \cdot [\sigma_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i) + \beta_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i)]] & \text{si } i = j \\ = -\lambda_{pi} \cdot V_i \cdot [\sigma_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \beta_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] + \lambda_{qi} \cdot V_i \cdot [\sigma_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \beta_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] + \\ + \lambda_{pj} \cdot V_j \cdot [\sigma_{ji} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - \beta_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] - \lambda_{qj} \cdot V_j \cdot [\sigma_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + \beta_{ji} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \delta_j \partial \delta_i} = \begin{cases} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N [-\lambda_{pi} \cdot V_i \cdot V_m \cdot [\sigma_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m)] - \lambda_{qi} \cdot V_i \cdot V_m \cdot [\sigma_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m)]] - \\ - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N [\lambda_{pk} \cdot V_k \cdot V_i \cdot [\sigma_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i) + \beta_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i)] - \lambda_{qk} \cdot V_k \cdot V_i \cdot [\sigma_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i) - \beta_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i)]] \\ = \lambda_{pi} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [\sigma_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \beta_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] + \lambda_{qi} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [\sigma_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \beta_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] + \\ + \lambda_{pj} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [\sigma_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + \beta_{ji} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] + \lambda_{qj} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [\sigma_{ji} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - \beta_{ji} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{qi} \partial \delta_i} = \frac{\partial Q_j}{\partial \delta_i}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{pj} \partial \delta_i} = \frac{\partial P_j}{\partial \delta_i}$$

- Calcul des éléments du Jacobien :

$$\frac{\partial^2 L}{\partial PG_j \partial \lambda_{pi}} = \begin{cases} = -1 & \text{si } i = j \\ = 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial QG_j \partial \lambda_{pi}} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial V_j \partial \lambda_{pi}} = \begin{cases} = 2 \cdot \gamma_{ii} \cdot V_{ii} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m [\rho_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = V_k [\rho_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i) + \beta_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \delta_j \partial \lambda_{pi}} = \begin{cases} = -V_i \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \cdot [\rho_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = V_i \cdot V_i \cdot [\rho_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i) - \beta_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial PG_j \partial \lambda_{qi}} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial QG_j \partial \lambda_{qi}} = \begin{cases} = -1 & \text{si } i = j \\ = 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial V_j \partial \lambda_{qi}} = \begin{cases} = -2 \cdot \beta_{ii} \cdot V_i + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \cdot [\rho_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = V_k \cdot [\rho_{ki} \cdot \sin(\delta_k - \delta_i) - \beta_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \delta_i \partial \lambda_{qi}} = \begin{cases} = V_i \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \cdot [\rho_{im} \cdot \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \cdot \sin(\delta_i - \delta_m)] & \text{si } i = j \\ = -V_k \cdot V_i \cdot [\rho_{ki} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i) + \beta_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i)] & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{pj} \partial \lambda_{pi}} = 0$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_{qj} \partial \lambda_{qi}} = 0$$