

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Réseaux électriques

Présenté par

Bahi Ahmed Tedjani et Guezzoun Abdel Madjid

Thème

Application des algorithmes génétiques au dispatching
économique des réseaux électriques

Soutenu le 05/2016. Devant le jury composé de :

Mr. KHACHKHOUC ALI	Maitre de conférences	Président
Mr. GACEM ABDELMALEK	Maitre de conférences	Rapporteur
Mr. LABBI YACINE	Maitre de conférences	Examineur

Année Universitaire 2015/2016

Résumé

Habituellement, le calcul de la répartition optimale de la puissance ou l'écoulement de puissance optimal (OPF), au niveau d'un réseau électrique, emploie des techniques de programmation mathématique standard. Parfois ces techniques ne sont pas convenables pour traiter certaines considérations pratiques rencontrées dans les systèmes de puissance, telle que l'incertitude des contraintes de fonctionnement.

Les contraintes d'un système électrique réel peuvent être divisées en deux groupes : les limites physiques de commande et les limites de fonctionnement. Les limites physiques sur les variables de commande ne peuvent pas être dépassées. Par exemple, un générateur ne peut pas produire une puissance au-delà ses limites supérieures et inférieures (rigides). Donc on ne peut pas admettre une solution de l'OPF qui donne un dépassement de ce genre. Cependant, les limites de fonctionnement peuvent être considérées souples puisqu'elles sont imposées pour des considérations de sécurité et ne représentent nullement des limites physiques.

Elles peuvent être dépassées temporairement, si le besoin se fait sentir, pour obtenir des solutions pratiques. Pour bien prendre en compte ce type de contraintes, on propose dans ce travail l'application d'une méthode basée sur l'algorithme génétique, au problème de la répartition optimale des puissances, connue aussi par « l'écoulement de puissance optimal » (OPF). La méthode développée a été testée sur des réseaux électriques standard à moyenne échelle (6 J.D.B, 25 J.D.B et 30 J.D.B), et comparée avec d'autres méthodes. Les résultats numériques de test montrent que cette méthode est prometteuse et possède une grande flexibilité pour incertitudes dans certains systèmes de puissance pratique.

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier "**DIEU**" qui nous a aidé pour que ce modeste travail soit achevé et pour que nous avons réussi.

Nous tenons à remercier vivement tous ceux qui nous a orientées et nous a encouragées. Nous pensons en particulier à notre encadreur: **Gacem Abdel-Malek "LAZHAR"** d'avoir nous bien suivi et dirigé notre travail et de nous faire profités de son savoir, ainsi que les conseils, toute l'aide et les remarques constructive qui nous ont permis d'améliorer ce travail et qui grâce à lui nous avons pus réaliser notre objectif.

Nous précieux remerciements vont au président et membres de jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger ce travail.

Nous grands remercient aussi tous les enseignants qui ont contribué à notre formation à l'institut d'électrotechnique.

En fin, nous remercions nos amis pour leur aide, leur soutien et leur compréhension.

DEDICACE

Je dédie ce travail à :

- ✓ *Mes chers parents qui ont peiné pour
Mon éducation, mes études et à mon bien-
être. Que Dieu Allah les bénissent,*
- ✓ *Mon frère et mes sœurs,*
- ✓ *Toute ma famille,*
- ✓ *Et tout mes fidèles amis et "**Darin**".*

*Notre dédicace va également à ceux qui ont participer de près ou
de loin à l'aboutissements de nos efforts.*

Guezzoun Abdel Madjid.

DEDICACE

Je dédie ce simple travail à mes chers parents, mes grands-parents, mes frères, mes sœurs, mes amis et à tous la famille universitaire.

Et je veux que ce travail obtenu le consensus de tous le monde.

Bahi Ahmed Tedjani

Sommaire

• Résumé	
• Remerciements	
• Dédicace	
• Sommaire.....	I
• Liste des Figures.....	IV
• Liste des Tableaux.....	VI
• Liste des Symboles et Acronymes.....	VII
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I

REPARTITION DE CHARGE

I-1 Introduction	4
I-2 Formulation du problème	4
I-3 Constitution d'un réseau.....	4
I-3-1 Machine synchrone	4
I-3-2 Modèle du transformateur	5
I-3-3 Charge électrique.....	5
I-3-4 Ligne de transport.....	5
I-3-5 Élément shunt.....	6
I-4 Bilans de puissances	6
I-5 Classification des variables des équations de R.C.....	7
I-5-1 Variables de perturbation (Variables non contrôlées).....	7
I-5-2 Variables d'états.....	7
I-5-3 Variables de contrôle.....	7
I-6 Les équations de l'écoulement de puissance	8
I-6-1 les équation de performance du réseau électrique.....	8
I-6-2 Les équations aux J.d.B de charge	8
I-6-3 Exemple d'un système à deux J.d.B.....	9
I-6-4 Calcul de la puissance au niveau de J.d.B.....	11
I-6-5 Les équations d'écoulement dans les lignes.....	12
I-6-6 Les pertes de puissance dans lignes	12
I-7 Résolution des Equations de l'écoulement de puissances.....	13
I-7-1 La Méthode itérative de Gauss-Seidel	13
I-7-1-1 Principe de la méthode Gauss-Seidel.....	13

I-7-1-2 la méthode de Gauss-Seidel, appliqué aux équations de l'écoulement de puissance	14
I-7-1-3 Organigramme de la méthode de Gauss-Seidel	16
I-7-2 La Méthode itérative de Newton-Raphson	17
I-7-2-1 Principe de la méthode N-R	17
I-7-2-2 Application de la Méthode de Newton-Raphson, au problème de l'écoulement de puissance	18
I-7-2-3 Détermination des sous matrice de la Jacobienne J	20
I-7-2-4 Remarques	21
I-7-2-5 Organigramme de la Méthode de Newton-Raphson	22
I-8 Exemple d'application	23
I-8-1 Résolution par Newton-Raphson	23
I-8-2 Résolution par Gauss-Seidel	24
I-8-3 Comparaison entre Gauss-Seidel et Newton-Raphson	25
I-9 Conclusion	26

CHAPITRE II

REPARTITION OPTIMAL DES CHARGES

II-1 Introduction	28
II-2 Architecture des réseaux électriques	28
II-3 Stratégie du fonctionnement des Centrales électriques	29
II-3-1 Unités de charge de base	29
II-3-2 Unités intermédiaires	30
II-3-3 Unités de pointe	30
II-3-4 Unités de réserve	30
II-4 Le dispatching économique	30
II-4-1 l'objectif du dispatching économique	30
II-4-2 La fonction de coût et le coût incrémental	30
II-4-3 les contraintes	32
II-4-3-1 les contraintes d'égalités	32
II-4-3-2 les contraintes d'inégalités	33
II-5 Formulation mathématique du Dispatching Economique	33
II-5-1 Dispatching Economique Sans Pertes	33
II-5-1-1 Méthode analytique de lagrangien	33
II-5-1-2 Méthode graphique	35
II-5-2 Dispatching économique avec pertes	36
II-5-2-1 Calcule les pertes	36
II-5-2-2 Incrémentation des pertes de transmission	37
II-5-2-3 la résolution du problème	37
II-5-3 la méthode itérative de lambda	40

II-6 Conclusion.....	41
----------------------	----

CHAPITRE III

L'ALGORITHME GENETIQUE

III-1 Introduction.....	43
III-2 Historique.....	43
III-3 Définition	43
III-4 Principe des algorithmes génétiques	44
III-5 Description ds algorithmes génétiques	45
III-5-1 Le codage	45
III-5-1-1 Le codage binaire	45
III-5-1-2 Le codage réelle	46
III-5-1-3 Le codage binaire classique.....	46
III-5-2 Sélection	46
III-5-2-1 Méthode de roulette de loterie.....	47
III-5-2-2 Méthode du tournoi	47
III-5-3 Recombinaison	48
III-5-3-1 Croisement	48
III-5-3-2 Mutation	49
III-5-4 Critère d'arrêt	50
III-6 Réglage des paramètres d'un AG	50
III-7 Les étapes de calcule de l'AG	51
III-8 Organigramme de l'AG	52
III-9 Les avantages des algorithmes génétiques.....	53
III-10 Conclusion	53

CHAPITRE IV

APPLICATION ET SIMULATION

IV-1 Introduction.....	55
IV-2 L'objectif de chapitre	55
IV-3 Test de l'algorithme génétique	55
IV-3-1 Réseau test de 6 jeux de barres.....	56
IV-3-2 Réseau test de 25 jeux de barres.....	59
IV-3-3 Réseau test de 30 jeux de barres.....	64
IV-4 Conclusion	69
Conclusion générale	71
Références Bibliographiques	72
ANNEXE	73

Liste des figures

Figure I-1 : Modèle d'un générateur	4
Figure I-2 : Modèle d'un transformateur.	5
Figure I-3 : Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constant	5
Figure I-4 : modèle d'une ligne par un schéma en Π équivalent.....	6
Figure I-5 : système à deux J.d.B.....	9
Figure I-6 : Organigramme de la méthode de Gauss-Seidel.....	16
Figure I-7 : représentation géométrique de la méthode de N-R.....	17
Figure I-8 : Organigramme simplifié de l'algorithme de Newton-Raphson.....	22
Figure I-9 : Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.....	23
Figure I-10 : Convergence de la méthode Gauss-Seidel et la Newton-Raphson.....	26
Figure II-1 : stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique	29
Figure II-2 : Le coût de carburant en fonction de la puissance générée.	31
Figure II-3 : La courbe de l'accroissement du coût de combustible	32
Figure II-4 : La méthode graphique de résolution de l'D.E.O sans pertes.....	35
Figure II-5 : l'organigramme de méthode de lagrangien avec pertes	39
Figure II-6 : l'explication graphique de la méthode Itératif de la lambda	40
Figure II-7 : Organigramme de la méthode lambda	41
Figure III-1 : Algorithme génétique de base	44
Figure III-2 : chromosome à deux paramètres avec taille déferent	45
Figure III-3 : sélection par la méthode de la roue de loterie	47
Figure III-4 : principe de croisement en un point	48
Figure III-5 : croisement multipoints ($p=2$) en codage binaire.....	49
Figure III-6 : croisement uniforme en codage binaire	49
Figure III-7 Mutation dans le cas d'un codage binaire	50
Figure III-8 : Organigramme de l'algorithme génétique.....	52
Figure IV-1 : Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.....	56
Figure IV-2 : Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 6 J.D.B par AG..	58
Figure IV-3 : Modules des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG	58
Figure IV-4 : Angles des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG	58
Figure IV-5 : Schéma unifilaire du réseau électrique à 25 jeux de barres	59
Figure IV-6 : Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire	60

Figure IV-7 : Modules des tensions du réseau électrique à 25 J.D.B par AG	62
Figure IV-8 : angles des tensions du réseau électrique à 25 J.D.B par AG	62
Figure IV-9 : les pertes actives du réseau électrique à 25 J.D.B par AG.....	62
Figure IV-10 : Puissances actives générées du réseau électrique à 25 J.D.B par AG	63
Figure IV-11 : Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres	64
Figure IV-12 : Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire	65
Figure IV-13 : Puissances actives générées du réseau électrique à 30 J.D.B par AG	65
Figure IV-14 : Modules des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG	68
Figure IV-15 : Angles des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG	68
Figure IV-16 : les pertes actives du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.....	69

Liste des tableaux

Tableau IV-1 : les opérateurs de l'AG – Binaire	56
Tableau IV-2 : Les données des fonctions de coût des 3 générateurs du réseau 6 bus	56
Tableau IV-3 : Tensions du réseau électrique à 6 J.B.....	57
Tableau IV-4 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.D.B.	57
Tableau IV-5 : Les données des fonctions de coût des 5 générateurs du réseau 25 bus	59
Tableau IV-6 : Tensions du réseau électrique à 25 J.D.B	61
Tableau IV-7 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 25 J.D.B.	61
Tableau IV-8 : Les données des fonctions de coût des 6 générateurs du réseau 30 bus	64
Tableau IV-9 : Tensions du réseau électrique à 30 J.D.B	66
Tableau IV-10 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.B.	67

Liste des Symboles et Acronymes

OPF: Ecoulement de puissance optimal.

i : Numéro du J.d.B.

V_{bus} : Vecteur tension aux J.d.B.

I_{bus} : Vecteur courant aux J.d.B.

Y_{bus} : Matrice admittance.

Z_{bus} : Matrice impédance.

I_i : Courant injecté à J.d.B « i ».

F_p : Perte active.

F_q : Perte réactive.

J: Matrice jacobienne.

J.d.B: Jeux de barre

NI : Nombre max d'itération.

N-R : Newton-Raphson.

Réf: Référence.

S : Puissance apparente.

S_{ij} et S_{ji} : Les puissances apparentes qui transitent par la ligne « i,j ».

C_i : Le coût de production de centrale « i ».

C_{tot} : Le coût total de la production.

α , β et γ : Les coefficients constants propres de la centrale.

$\frac{dC_i}{dP_{gi}}$: Le coût incrémental du i -ème générateur

P_{gi} : La puissance produite par la centrale « i ».

$P_{gi \min}$: Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale « i ».

$P_{gi \max}$: Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale « i ».

P_d : La puissance totale demandée.

P_L : Les pertes de transport d'énergie électrique.

ng: Nombre de générateurs.

λ : Le multiplicateur de Lagrange.

AG: les algorithmes génétiques.

P_c : probabilité de croisement.

P_m : probabilité de mutation.

k : individus.

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

Le rôle principal de toute entreprise chargée de la production d'énergie électrique est d'assurer à tout moment, et en tout lieu, la couverture des demandes des utilisateurs en puissances actives et réactives. L'entreprise doit en outre garantir une qualité acceptable de la puissance avec un coût d'exploitation réduit. Pour bien exploiter un réseau électrique donné, il faut tout d'abord résoudre les problèmes d'ordre technique et économique. Souvent, on se trouve confronté à un problème, qui est celui de la répartition économique des puissances. Au début, la solution utilisée consiste à charger ou à faire produire au maximum les unités ayant le meilleur rendement. Cette solution n'est pas rentable puisque l'abus de fonctionnement des machines diminue leurs durées de vie et par conséquent, les frais d'entretien et de maintenance augmentent considérablement. L'extension et la complexité du réseau, laisse le choix aux chercheurs pour le développement de nouvelles méthodes afin de contribuer à l'allègement de ce problème.

Le problème de la répartition économique d'énergie a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers. Il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique, de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau entier soit minimal. D'une autre façon, il faut varier les puissances actives et réactives des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible. Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal, et parfois, il est connu comme le problème du dispatching économique.

L'exploitation du grand développement du domaine informatique et l'apparition des nouvelles générations d'ordinateurs plus rapides et plus puissants, ont conduit à une étude plus profonde et un calcul plus précis et rigoureux du réseau électrique, en général cette étude est divisée en quatre chapitres :

Le premier chapitre : L'étude de l'écoulement de puissance qui consiste à coordonner l'exploitation de toutes les sources d'énergie et la répartition de la production entre les différents utilisateurs, et ce la dans le but d'avoir une exploitation économique conduisant à une meilleure utilisation de ces sources.

Le deuxième chapitre : donne une idée générale sur le dispatching économique, son objectif, mode d'exploitation des unités de génération, le dispatching économique dans le réseau sans pertes ou avec pertes, et quelques définitions et donne une démonstration intuitive et mathématique du critère à incrémentation égale utilisé dans les réseaux sans pertes, ainsi que la technique du facteur de pénalité.

Le troisième chapitre : fournit une initiation de base aux « algorithmes génétiques » ainsi que l'application des ces derniers au problème de dispatching économique optimales.

Le quatrième chapitre : donne ou expose des simulations sur des systèmes génériques de 6, 25 et 30 jeux de barres. Les résultats obtenus sont aussi analysés. Finalement nous terminerons ce mémoire par une conclusion et différentes perspectives de recherche qui nous semblent intéressantes pour la continuité de ce travail.

CHAPITRE I

REPARTITION DE CHARGE

I-1 INTRODUCTION

I-2 FORMULATION DU PROBLEME

I-3 CONSTITUTION D'UN RESEAU

I-4 BILANS DE PUISSANCES

I-5 CLASSIFICATION DES VARIABLES DES EQUATIONS DE R.C

I-6 LES EQUATIONS DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE

**I-7 RESOLUTION DES EQUATIONS DE L'ECOULEMENT DE
PUISSANCES**

I-8 EXEMPLE D'APPLICATION

I-9 CONCLUSION

I-1 Introduction:

La répartition des charges (load flow ou power flow) est l'un des principaux problèmes qui se pose aux gestionnaires d'un système de production - transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales à un instant donné tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques [01].

I-2 Formulation du problème [02]:

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes [01]. Donc l'étude de la répartition de charge permet :

- L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.
- Le maintien des tensions aux J.D.B entre les limites tolérées ($V_{\min} < V < V_{\max}$), pour éviter l'endommagement de certains récepteurs et l'excès des pertes de puissance dans les lignes et les transformateurs ...etc.
- Le contrôle de la puissance réactive c'est-à-dire, le maintien de cette puissance entre deux limites ($Q_{\min} < Q < Q_{\max}$), pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- L'interconnexion entre les centrales et les réseaux qui permet d'améliorer la qualité d'énergie fournit en tension et fréquence.
- La planification des réseaux (étude prévisionnelle répandant à la demande des usages dans l'avenir) [03] .

I-3 Constitution d'un réseau:

Un réseau de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'il faut modéliser pour pouvoir établir les équations qui régissent le comportement du système. Les éléments qui interviennent dans le problème de répartition de charge sont ceux qui sont exposés aux des hautes tensions et aux des forts courants, à savoir : générateurs de puissance (machine synchrone), charges électriques, lignes de transports, transformateurs de puissances et compensateurs statiques [02].

I-3-1 Machine synchrone:

Une machine synchrone est une machine à courant alternatif, dans laquelle la fréquence de la tension induite engendrée et la vitesse sont en rapport constant. Et dans le calcul d'écoulement de puissance, il est représenté par une source de tension [04].



Figure I-1 : Modèle d'un générateur

I-3-2 Modèle du 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} 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 à figure I-2.

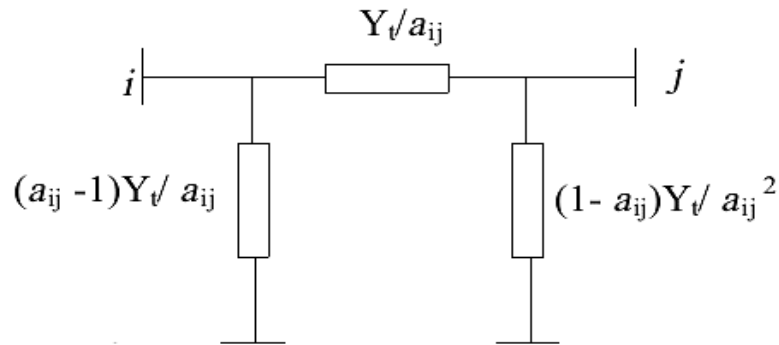


Figure I-2 : Modèle d'un transformateur.

I-3-3 Charge électrique :

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant. Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes [03].

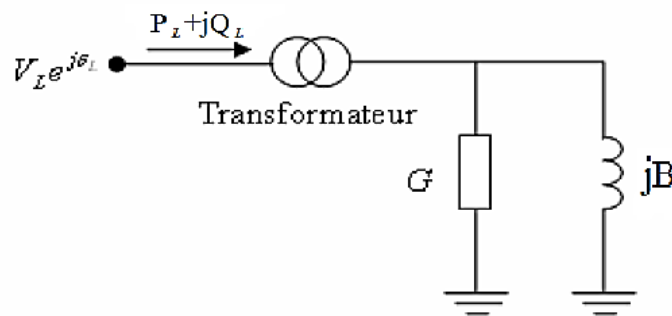


Figure I-3 : Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante

I-3-4 Ligne de transport :

Une ligne électrique entre les nœuds i et j sera donc représentée par le schéma en π comme indiqué sur la figure (I-4) comprenant une impédance série ou longitudinale $Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$ (avec R_{ij} et X_{ij} respectivement résistance totale et inductance totale de la

ligne) et une admittance en parallèle $y_{10} = y_{20} = (G + jB)/2$, avec (G et B étant respectivement la conductance totale et la susceptance totale d'ordre direct de la ligne) [04].

Les pertes transversales par effet couronne dans le cas des lignes de transport sont négligeables. Donc Il n'y a pas du courant résistif dérivé et on admet que la conductance transversale G est nulle [03].

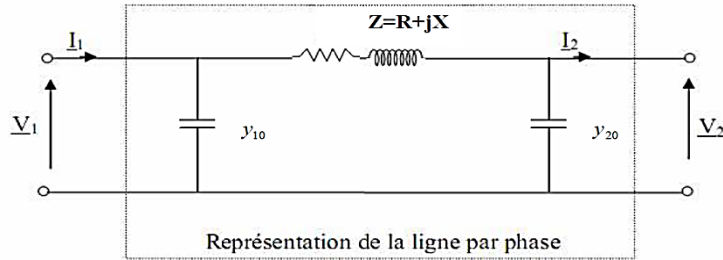


Figure I-4 : modèle d'une ligne par un schéma en Π équivalent

I-3-5 Élément shunt :

Dans la plupart des cas, les éléments shunt sont les batteries de condensateurs et les réactances qui sont utilisés pour fournir ou absorber la puissance réactive afin d'obtenir un meilleur profile de tension [03].

I-4 Bilans de puissances :

Le bilan de puissance active du réseau s'écrit :

$$\sum P_G = \sum P_L + \text{les pertes active du réseau}$$

La somme des puissances actives injectées par les générateurs est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges, augmentée des pertes actives du réseau (résistance des lignes, des câbles, etc.). L'ordre de grandeur des pertes est de 5 %.

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit :

$$\sum Q_G = \sum Q_L + \text{générations ou consommations réactives du réseau}$$

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs est égale à la somme des puissances réactives consommées/produites par les charges augmentées de la somme des consommations/productions réactives du réseau (réactance des lignes, des câbles, transformateurs, banc de condensateurs etc.) [02].

Donc, la puissance active, la puissance réactive, le module de la tension et l'angle de phase, deux de ces quatre quantités sont spécifiées dans les trois types de JDB [05].

J.D.B de référence (balancier) :

C'est un J.d.B générateur où le module et la phase de tension (V , θ) sont tout deux spécifiés. Les puissances (P , Q) sont inconnues et doivent être calculées en dernier. Le jeu de

référence, est choisi parmi les jeux de barres générateurs dont la puissance active est la plus importance. Ce jeu de barre est pris comme référence des angles et des tensions.

J.D.B de contrôle :

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

J.D.B de charge :

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

L'écoulement de puissance au point de vue de type des J.d.B dans un système de puissance est comme suit :

- 1% J.d.B de référence.
- 80% à 90% J.d.B de charge.
- Le reste J.d.B de contrôle.

I-5 Classification des variables des équations de R.C :

I-5-1 Variables de perturbation (Variables non contrôlées) :

Ce sont les puissances $P_{D1}, P_{D2}, Q_{D1}, Q_{D2}$ demandées par les charges.

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{bmatrix}$$

I-5-2 Variables d'états :

Ce sont les variables : $(V_1, V_2, \delta_1, \delta_2)$ Soit X un vecteur appelé vecteur d'état :

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ |V_1| \\ |V_2| \end{bmatrix}$$

I-5-3 Variables de contrôle :

Ce sont les puissances de source $P_{g1}, P_{g2}, Q_{g1}, Q_{g2}$.

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ Q_{g1} \\ Q_{g2} \end{bmatrix}$$

I-6 Les équations de l'écoulement de puissance :

I-6-1 les équations de performance du réseau électrique :

L'équation de la performance du réseau d'un système de la puissance utilisant la structure de J.d.B de référence est écrite sous forme d'impédance

$$\bar{V}_{bus} = Z_{bus} \cdot \bar{I}_{bus} \quad (I-1)$$

On a :
$$Y_{bus} = \frac{1}{Z_{bus}}$$

Ou sous forme d'admittance :

$$\bar{I}_{bus} = Y_{bus} \cdot \bar{V}_{bus} \quad (I-2)$$

La matrices d'impédance et d'admittance aux J.d.B peuvent être formées soit pour un réseau sans, ou avec mise à la terre.

Les éléments de la matrice doivent tenir compte des éléments shunt à la terre, comme les condensateurs statiques, les inductance, le ligne de la charge et les éléments shunts de transformateur

Quand le J.d.B de la mise à la terre est inclus et choisit comme un nœud de référence, les tensions de J.d.B dans les équation de la performance du réseau (I-1) et (I-2) sont mesurées tout en référant à la mise à la terre.

Si le J.d.B de la mise à la terre n'est pas inclus dans le réseau, les éléments des matrices impédance et admittance de J.d.B ne doivent pas prendre en considération les effets des éléments shunts, et un J.d.B quelconque est pris comme un nœud de référence. Dans ce cas les éléments shunts sont considérés comme des sources du courant aux J.d.B du réseau. En utilisant la structure de boucle de référence, les équations de performance du réseau sont :

$$\bar{V}_{boucle} = Z_{boucle} \cdot \bar{I}_{boucle}$$

$$\bar{I}_{boucle} = Y_{boucle} \cdot \bar{V}_{boucle}$$

I-6-2 Les équations aux J.d.B de charge :

Les puissances active et réactive à chaque J.d.B « i » sont :

$$S = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^* \quad (I-3)$$

Donc:

$$S^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i \quad (I-4)$$

Avec:

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{I-5})$$

Dans la formulation de l'équation du réseau, si les éléments shunts de mise à la terre sont inclus dans la matrice des paramètres l'équation (I-5) donne le courant total au J.d.B. D'un autre coté, si les éléments shunts du réseau ne sont pas inclus. Le courant total au J.d.B « i » est :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i \cdot V_i \quad (\text{I-6})$$

Y_i : Admittance totale shunt au J.d.B « i ».

$Y_i \cdot V_i$: Courant de shunt circulant du J.d.B « i » vers la terre.

I-6-3 Exemple d'un système à deux J.d.B :

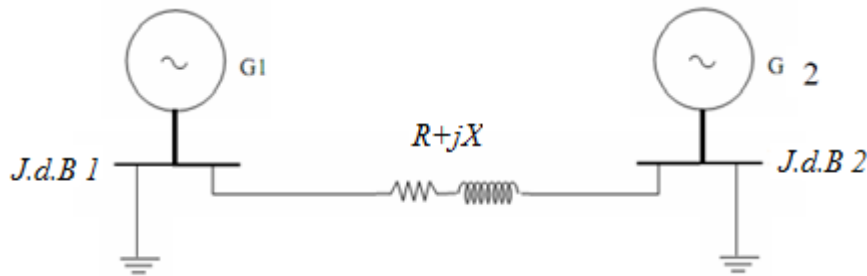


Figure I-5 : système à deux J.d.B

On note que :

$$S_1 = S_{G1} - S_{D1} \quad S_2 = S_{G2} - S_{D2}$$

Et en générale :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \quad (\text{I-7})$$

$$\begin{cases} S_i = P_i + jQ_i = (P_{Gi} + jQ_{Gi}) - (P_{Di} + jQ_{Di}) \\ S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - jQ_{Di}) \end{cases}$$

L'application des lois de KIRCHHOFF sur le système donne :

Au niveau de J.d.B « 1 »

$$I_1 = y_p \cdot V_1 + y_s (V_1 - V_2) = (y_p + y_s) V_1 - y_s V_2 \quad (\text{I-7-1})$$

On sait que :

$$\begin{aligned} S_1 &= V_1 \cdot I_1^* \\ S_1^* &= V_1^* \cdot I_1 \Rightarrow I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} \end{aligned}$$

Au niveau de J.d.B « 2 »

$$I_2 = y_p \cdot V_2 + y_s (V_2 - V_1) = (y_p + y_s) V_2 - y_s V_1 \quad (\text{I-7-2})$$

Avec :

$$S_2 = V_2 \cdot I_2^*$$

$$S_2^* = V_2^* \cdot I_2 \quad \Rightarrow \quad I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*}$$

On posé :

$$Y_{11} = y_p + y_s \quad \text{et} \quad Y_{22} = y_p + y_s$$

$$Y_{12} = -y_s \quad \text{et} \quad Y_{21} = -y_s$$

Alors on peut écrire (I-7-1) (I-7-2) sous la forme :

$$\begin{cases} I_1 = Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 \\ I_2 = Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2 \end{cases} \quad (\text{I-8})$$

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \quad (\text{I-9})$$

On remplace (I-8) en (I-9):

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

Et ainsi de suite. On peut généraliser la méthode de formulation comme suit pour le système à « n » J.d.B connectés entre eux

$$I_1 = \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i} \right) V_1 + (-y_{12}) V_2 + \dots + (-y_{1n}) V_n$$

·
·
·

$$I_n = (-y_{1n}) V_1 + (-y_{2n}) V_2 + \dots + \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{in} \right) V_n$$

La matrice admittance est

Donc :

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i} \right) & \cdot & \cdot & (-y_{1n}) \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ (-y_{1n}) & \cdot & \cdot & \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{in} \right) \end{pmatrix}$$

I-6-4 Calcul de la puissance au niveau de J.d.B :

On a :

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - jQ_{Di}) = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^*$$

Alors :

$$I_{bus} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{pmatrix} \quad V_{bus} = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{pmatrix}$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i$$

$$S_i^* = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j \quad (\text{I-10})$$

En coordonnées polaires :

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i$$

$$y_{ij} = |y_{ij}| \angle \gamma_{ij}$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1} y_{ij} \cdot V_j = \sum_j |y_{ij}| |V_i| |V_j| e^{j(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})}$$

Donc:

$$P_i = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad (\text{I-11})$$

$$Q = -\sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})$$

I-6-5 Les équations d'écoulement dans les lignes :

Quand la solution itérative des tensions aux J.d.B est achevée, on peut calculer l'écoulement dans les lignes.

Le courant au J.d.B « i » dans la ligne de connexion de noeud « i » vers le noeud « k » est :

$$I_{ik} = (V_i - V_k)y_{ik} + V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-12})$$

y_{ik} : Admittance de la ligne entre les J.d.B « i » et « k ».

y_{ik} : Admittance totale de la ligne de charge.

$V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2}$: Contribution du courant au J.d.B « i » due a la ligne de charge.

La puissance écoulee, active et réactive, est :

$$S_{ik} = P_{ik} + jQ_{ik} = V_i \cdot I_{ik}^*$$

Donc :

$$S_{ik}^* = P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} \quad (\text{I-13})$$

$$S_{ik}^* = P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} = V_i^* (V_i - V_k)y_{ik} + V_i^* \cdot V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-14})$$

Soient P_{ki} et Q_{ki} les puissances active et réactive reparties du J.d.B « k » vers le J.d.B « i ».

$$S_{ki}^* = P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i)y_{ik} + V_k^* \cdot V_k \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-15})$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminée à partir des relations (I-14) et (I-15).

I-6-6 Les pertes de puissance dans les lignes :

Au niveau de J.d.B la puissance apparente écoule est la différence entre la puissance générée et la puissance demandée.

Pour un J.d.B « i » :

On a :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di}$$

Avec :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = F_{ip}$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = F_{iq}$$

$$\sum P_i = \sum F_{ip} = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di}$$

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di} \quad (I-16)$$

Le système d'équations (I-13) exprime l'expression des pertes.

Ou bien on peut calculer les pertes par une autre méthode, on calcule les pertes au niveau des lignes puis la somme algébrique donne l'expression des pertes

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji}$$

$$Q_{Lij} = Q_{ij} + Q_{ji} \quad (I-17)$$

I-7 Résolution des Equations de l'écoulement de puissances :

I-7-1 La méthode itérative de Gauss-Seidel :

La méthode de GAUSS-SEIDEL est l'une de plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance pour résoudre un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires [07].

I-7-1-1 Principe de la méthode Gauss-Seidel:

Soit à résoudre la fonction : $F(x)=0$

Cette méthode est basée sur le changement de l'équation : $F(x)=0$ à la forme $g(x)=0$.

Pour une fonction $F(x)=0$, il est toujours possible de trouver une fonction $g(x)=0$, tel que

$X=g(x)$ ($g(x)$ n'est pas unique) [07].

On estime une valeur initiale X^0

$$\begin{cases} X^1 = g(X^0) \\ X^2 = g(X^1) \\ \vdots \\ X^{k+1} = g(X^k) \end{cases}$$

Où k : numéro d'itération

Le processus itératif se termine si la différence entre deux valeurs successives vérifie le test de convergence :

$$|X^{k+1} - X^k| \leq \varepsilon \quad (\text{I-18})$$

Pour un système de n équations :

$$\begin{aligned} f_1(X_1, X_2, \dots, X_n) &= 0 \\ f_2(X_1, X_2, \dots, X_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(X_1, X_2, \dots, X_n) &= 0 \end{aligned} \quad (\text{I-19})$$

Pour trouver l'algorithme de Gauss-Seidel on a besoin de reformer la fonction $F(x)=0$ a la forme itérative $x=g(x)$

$$\begin{cases} X^1 = g(X^0) \\ X^2 = g(X^1) \\ \vdots \\ X^{k+1} = g(X^k) \end{cases} \quad (\text{I-20})$$

A la fin de chaque itération on fait le test de convergence :

$$|X^{k+1} - X^k| \leq \varepsilon \quad (\text{I-21})$$

I-7-1-2 La méthode de Gauss Seidel appliqué aux équations de l'écoulement de puissance :

Soit un réseau de n J.d.B :

On a :

$$\begin{bmatrix} I1 \\ I2 \\ \vdots \\ In \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y11 & Y12 & \dots & Y1n \\ Y21 & Y22 & \dots & Y2n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Yn1 & Yn2 & \dots & Ynn \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \\ \vdots \\ Vn \end{bmatrix} \quad (\text{I-22})$$

Donc, la tension à $(k+1)^{\text{ième}}$ itération s'exprime à partir du système ci-dessus quand $V_i^{(k)}$ et $I_i^{(k)}$ sont trouvés à la $(k)^{\text{ième}}$ itérations par :

$$V_1^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{11}} [I_1^{(k)} - Y_{12}V_2^{(k)} - Y_{13}V_3^{(k)} - \dots - Y_{1n}V_n^{(k)}]$$

$$V_2^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{22}} [I_2^{(k)} - Y_{21}V_1^{(k)} - Y_{23}V_3^{(k)} - \dots - Y_{2n}V_n^{(k)}] \quad (\text{I-23})$$

•
•
•

$$V_n^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{nn}} [I_n^{(k)} - Y_{1n}V_1^{(k)} - Y_{2n}V_2^{(k)} - \dots - Y_{n-1n}V_{n-1}^{(k)}]$$

Tous les courants dans le système (II-6) sont inconnus ils sont donnée par :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{I-24})$$

D'où la formule générale pour déterminer la tension de nœud $i^{\text{ième}}$, qui s'écrit par :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^{*(k)}} - \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} V_j^{(k)} \right], \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{I-25})$$

Où: k est le numéro d'itération

$$P_i^{(k+1)} = \text{Re} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad (\text{I-26})$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\text{Im ag} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad (\text{II-27})$$

I-7-1-3 Organigramme de la méthode de Gauss-Seidel [07] :

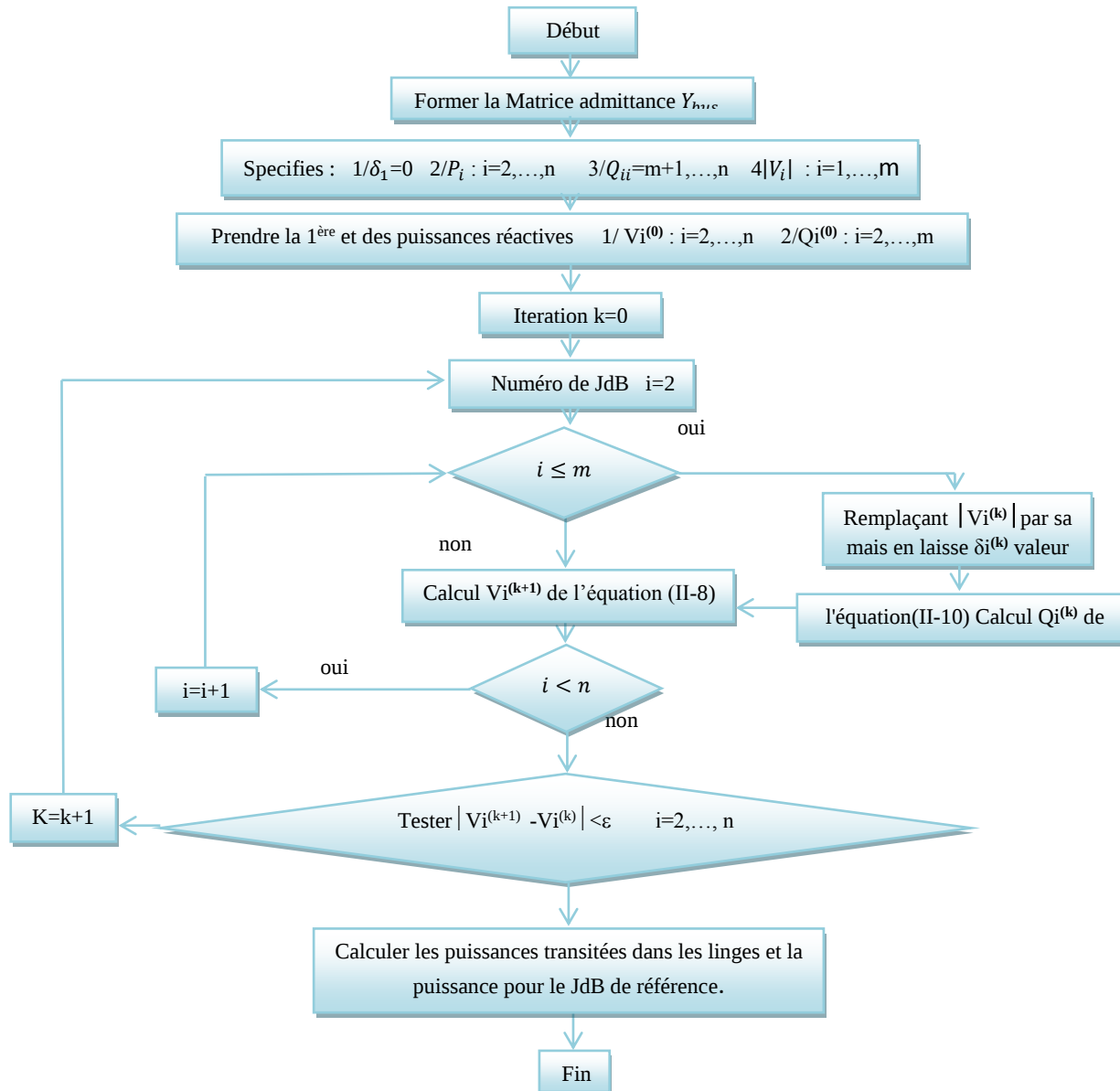


Figure I-6 : Organigramme de la méthode de Gauss-Seidel

I-7-2 La Méthode itérative de Newton-Raphson :

I-7-2-1 Principe de la méthode N-R :

elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe $f(x)$ en chaque point $(x^k, f(x^k))$. L'interconnexion de cette tangente avec l'axe des x fournit le point x^{k+1} (Δx^k étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k)) [06].

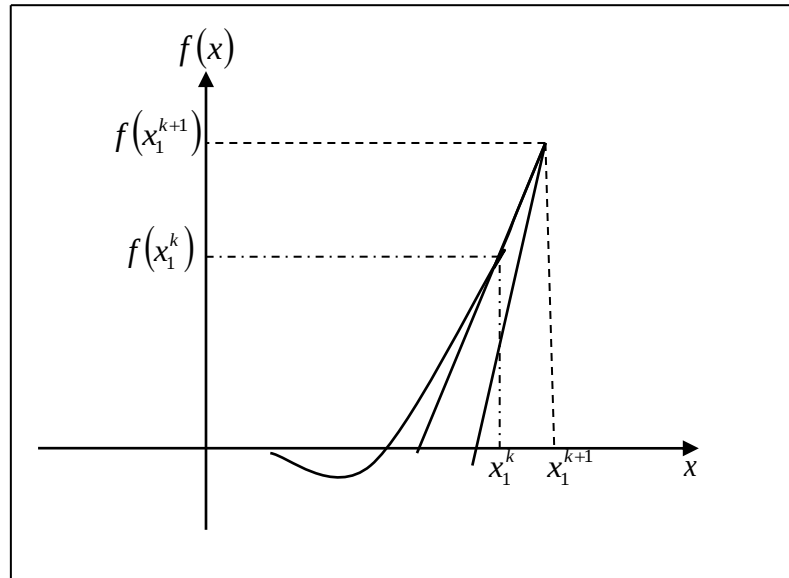


Figure I-7 : représentation géométrique de la méthode de N-R

Soit la fonction $f(x)=0$ de dimension n , tel que

$$f(x) = \begin{pmatrix} f_1(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{pmatrix} \quad x^{(0)} = \begin{pmatrix} x_1^0 \\ \vdots \\ x_n^0 \end{pmatrix}$$

On estime que $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ sont les solution de ces n équations . l'exposant ⁽⁰⁾ indique que ces valeur sont des estimations initiales.

On désigne par $\Delta x_1^0, \Delta x_2^0, \dots, \Delta x_n^0$ les valeurs à ajouter à $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ pour trouver la solution correcte [06] .

Lorsqu'on développer toutes les fonctions en série de Taylor au voisinage du point d'estimation initiale on aura [04] :

$$f_k(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_k = f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \right)_{x_1^0} + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f}{\partial x_n} \right)_{x_n^0} \quad (I-28)$$

$k = 1, 2, \dots, n$

Δx_k ,représente la correction à ajouter à x_k^0 , pour se rapprocher de la solution correcte.

Considérons maintenant un système d'équations non - linéaires, à n variables:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_2 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_n \end{cases} \quad (\text{I-29})$$

Le système (I-28), peut être écrit sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) \\ \vdots \\ y_n - f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_{x_1^0} & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_{x_2^0} & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_{x_n^0} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_{x_1^0} & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_{x_2^0} & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_{x_n^0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad (\text{I-30})$$

Où encore :

$$[\Delta U]^0 = [J]^0 \cdot [\Delta X]^0 \quad (\text{I-31})$$

$[J]$ est la matrice jacobéenne du système (I-29) .

d'où l'on tire

$$[\Delta X]^0 = ([J]^0)^{-1} \cdot [\Delta U]^0 \quad (\text{I-32})$$

La première solution approchée du processus itératif est calculée par

$$[X]^1 = [X]^0 + [\Delta X]^0$$

Généralement, pour une itération (k),

On a :

$$[X]^{k+1} = [X]^k + [\Delta X]^k$$

I-7-2-2 Application de la méthode de Newton-Raphson, au problème de l'écoulement de puissance :

Mathématiquement, le problème de l'écoulement de puissance peut être réduit à un ensemble d'équations non-linéaires où le module et l'angle des tensions aux niveaux des jeux de barres sont les variables. Dans la forme la plus compacte, le nombre d'équations vaut approximativement deux fois le nombre de jeux de barres. Les non-linéarités peuvent être approximativement classées sous une forme quadratique. La technique de N-R basée sur le calcul du gradient et de la relaxation qui est utilisée comme méthodes de solution pour ces systèmes d'équations.

Le problème peut être résolu en utilisant soit les coordonnées rectangulaires soit les coordonnées polaires. Il est préférable d'utiliser la forme polaire pour faire apparaître les différentes grandeurs qui caractérisent le réseau électrique.

D'après la forme générale d'équations de la puissance au J.d.B :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} i=1,2,3,\dots,n \quad (I-33)$$

Où $i = 1$ c'est le J.d.B de référence

n : Nombre de J.d.B

i : Numéro de J.d.B

Après développement de F_{ip} et F_{iq} en série de TAYLOR autour de la première approximation:

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (I-34)$$

Avec $F_{ip}^{(0)}$ et $F_{iq}^{(0)}$ sont des fonctions de tension et de phase :

A partir de la relation de $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$

$$\text{avec} \quad \left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (I-35)$$

Les deux systèmes d'équations (I-13) et (I-14) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{np}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix}$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-36})$$

On rappelle que :

$$\begin{aligned} \Delta \delta_i^{(k)} &= \delta_i^{(k-1)} - \delta_i^{(k)} \\ \Delta |V_i|^{(k)} &= |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \end{aligned} \quad i \neq 1(\text{réf}), i \neq 2(\text{cont}) \quad (\text{I-37})$$

L'adaptation de (I-36) avec (I-37) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^k \\ |V|^k \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix}$$

D'une manière générale

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

J_1, J_2, J_3, J_4 Sont les sous matrice de Jacobienne.

I-7-2-3 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J:

A partir du système d'équations (I-33) on peut déterminer les éléments de J [03].

Sous matrice J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i \neq j \quad (\text{I-38})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i = j$$

Sous matrice J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i \neq j \quad (\text{I-39})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |y_{ij}| \cos(\gamma_{ij}) + \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i = j$$

Sous matrice J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i \neq j$$

(I-40)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i = j$$

Sous matrice J_4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i \neq j$$

(I-41)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_i| |y_{ii}| \sin(\gamma_{ii}) \quad , \quad i = j$$

On peut résumer les étapes de calcul comme suit [06] :

- **Etape (1)** : formulation de la matrice admittance (Y_{bus})
- **Etape (2)** : on estime les valeurs initiales $|V_i|^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de charge et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de contrôle.
- **Etape (3)** : on calcul P, Q qui nous donnent $\Delta P, \Delta Q$.
- **Etape (4)** : formulation de la matrice jacobéenne.
- **Etape (5)** : on trouve l'inverse de jacobéenne.

$$\text{➤ } \textbf{Etape (6)} : \text{ on calcule } \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

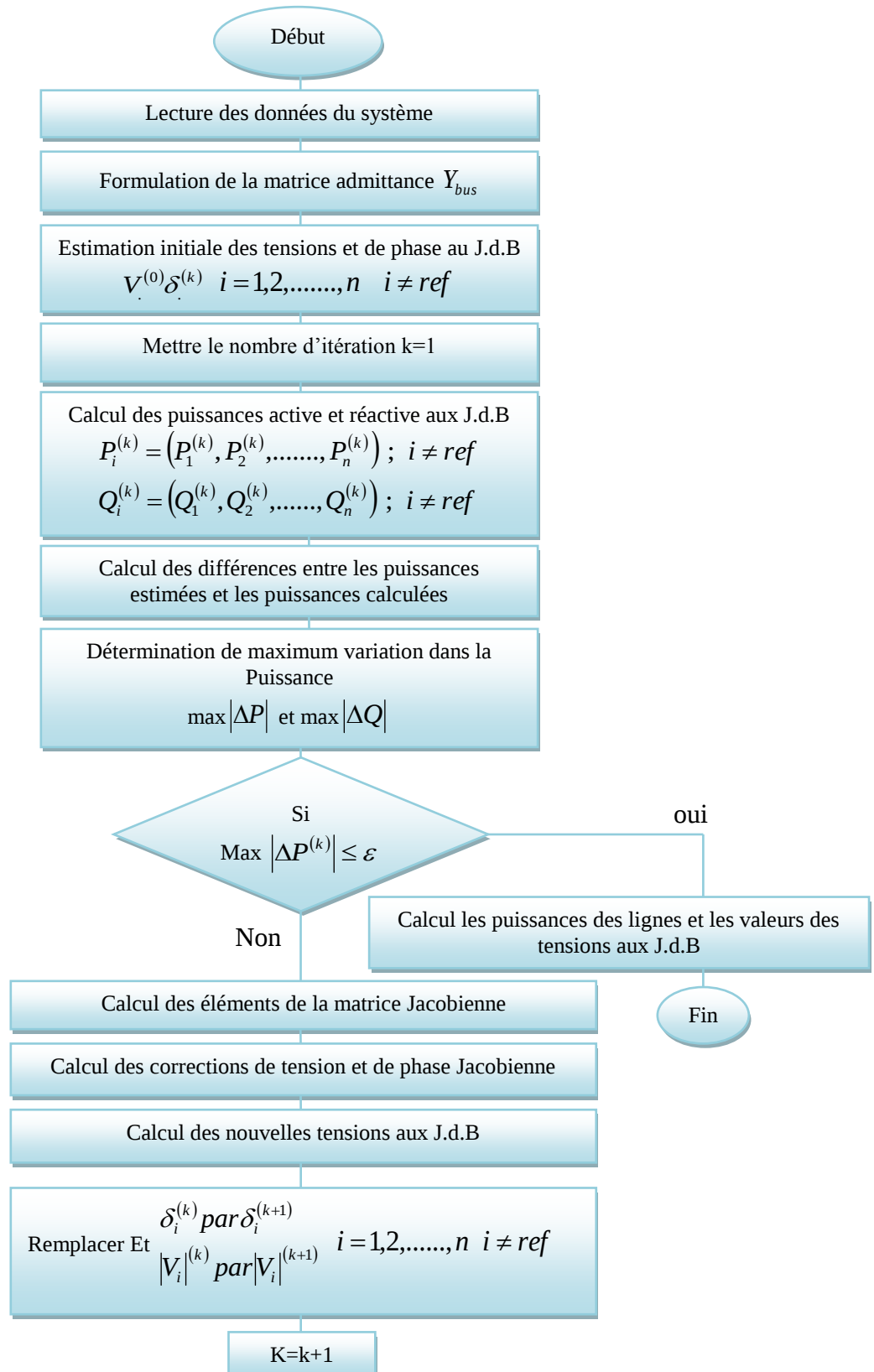
On obtient :

$$\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)} \quad , \quad |V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)}$$

- **Etape (7)** : Le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance suivante se vérifie $\max(\Delta P, \Delta Q) \leq \varepsilon$.
- **Etape (8)** : on prend les résultats obtenus tel que les puissances actives et réactives à générer par le jeu de barre de référence et les puissances à travers les lignes.

I-7-2-4 Remarques:

- Si les écarts de la puissance réactive au niveau des jeux de barres de génération ne sont pas donnés, les lignes et les colonnes correspondant à ces jeux de barres doivent être éliminées.
- Si la puissance réactive générée au niveau d'un jeu de barre de génération dépasse sa limite inférieure ou supérieure, ce jeu de barre sera considéré comme un jeu de barre de charge avec $Q_g = Q_{\min}$ ou $Q_g = Q_{\max}$ et le module de la tension (V) devient une inconnue à calculer [03].

I-7-2-5 Algorithme de Newton-Raphson [03] :**Figure I-8 : Organigramme simplifié de l'algorithme de Newton-Raphson**

I-8 Exemple d'application :

Ce réseau est constitué de 11 lignes de transport, 3 générateurs et 3 charges au niveau des jeux de barres n° 4, 5 et 6 Figure (I-9). La puissance et la tension de base sont respectivement, 100 MVA et 230 KV. Les données de ce réseau sont montrées dans l'annexe. Les puissances actives et réactives générées en MW et MVAR respectivement [02]. Le niveau de tension de chaque jeu de barre i en p.u doit obéir à la contrainte suivante $0.90 \leq V_i \leq 1.10$

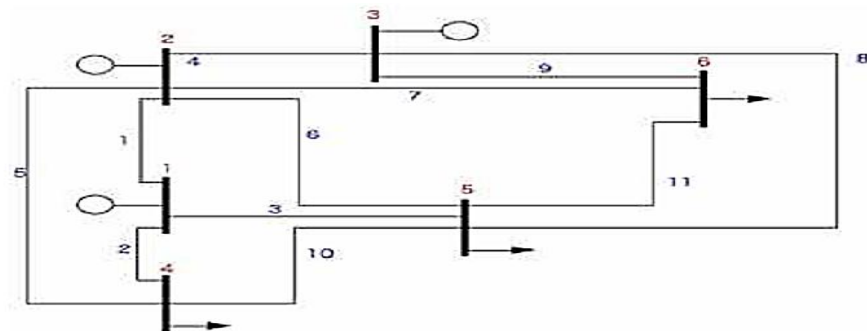


Figure I-9: Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.

I-8-1 Résolution par NEWTON-RAPHSON :

La solution Par Méthode Newton-Raphson:

Numéro d itérations = 4

TENSION ET PUISSANCE AU NIVEAU DE J.D.B

JdB	Tension		Puissance Génereé		Puissance Demandée	
N°	Module	Argument	MW	Mvar	MW	Mvar
1	1.0500	0.0000	107.8755	15.9562	0.0000	0.0000
2	1.0500	-3.6712	50.0000	74.3565	0.0000	0.0000
3	1.0700	-4.2733	60.0000	89.6268	0.0000	0.0000
4	0.9894	-4.1958	0.0000	0.0000	70.0000	70.0000
5	0.9854	-5.2764	0.0000	0.0000	70.0000	70.0000
6	1.0044	-5.9475	0.0000	0.0000	70.0000	70.0000

PUISSANCES TRANSMISES ET PERDUE AU NIVEAU DES LIGNES

BRANCHES			Puissances transmises				Pertes	
N°	AU	DU	P(I J)	Q(I J)	P(J I)	Q(J I)	PL	QL
1	1	2	28.690	-15.419	-27.785	12.819	0.905	-2.600
2	1	4	43.585	20.120	-42.497	-19.933	1.088	0.188
3	1	5	35.601	11.255	-34.527	-13.450	1.074	-2.195
4	2	3	2.930	-12.269	-2.890	5.728	0.040	-6.541
5	2	4	33.091	46.054	-31.586	-45.125	1.505	0.929
6	2	5	15.515	15.353	-15.017	-18.007	0.498	-2.653
7	2	6	26.249	12.399	-25.666	-16.011	0.583	-3.612
8	3	5	19.117	23.174	-18.023	-26.095	1.094	-2.921
9	3	6	43.773	60.724	-42.770	-57.861	1.003	2.863
10	4	5	4.083	-4.942	-4.047	-2.785	0.036	-7.727
11	5	6	1.614	-9.663	-1.565	3.872	0.050	-5.791

```

*****
la puissance active générée Totale(MW) est:      217.8755
La puissance réactive générée Totale(MVAR) est:   179.9395
La Puissance active demandée Totale(MW) est:     210.0000
La puissance réactive demandée Totale(MVAR) est:  210.0000
Les Pertes Actives Totale(MW) est:                7.8755
Les Pertes Réactives Totale(MVAR) est:            -30.0605
Le Facteur de Puissance est:                      0.7710
*****

```

I-8-2 Résolution par Gauss-Seidel :

Power Flow Solution by Gauss-Seidel Method

No. of Iterations = 52

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	-----Load-----		---Generation---		Injected Mvar
			MW	Mvar	MW	Mvar	
1	1.050	0.000	0.000	0.000	107.876	15.956	0.000
2	1.050	-3.671	0.000	0.000	50.000	74.357	0.000
3	1.070	-4.273	0.000	0.000	60.000	89.627	0.000
4	0.989	-4.196	70.000	70.000	0.000	0.000	0.000
5	0.985	-5.276	70.000	70.000	0.000	0.000	0.000
6	1.004	-5.947	70.000	70.000	0.000	0.000	0.000
Total			210.000	210.000	217.876	179.939	0.000

Line Flow and Losses							
Power at bus & line flow				Line loss		Transformer	
from	to	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	tap
1							
	2	28.690	-15.419	32.570	0.905	-2.600	
	4	43.585	20.120	48.005	1.088	0.188	
	5	35.601	11.255	37.337	1.074	-2.195	
2							
	1	-27.785	12.819	30.599	0.905	-2.600	
	3	2.930	-12.269	12.614	0.040	-6.541	
	4	33.091	46.054	56.710	1.505	0.929	
	5	15.514	15.353	21.827	0.498	-2.653	
	6	26.249	12.399	29.030	0.583	-3.612	
3							
	2	-2.890	5.728	6.416	0.040	-6.541	
	5	19.117	23.175	30.042	1.094	-2.921	
	6	43.773	60.724	74.857	1.003	2.863	
4							
	1	-42.497	-19.933	46.940	1.088	0.188	
	2	-31.586	-45.125	55.081	1.505	0.929	
	5	4.083	-4.942	6.411	0.036	-7.727	
5							
	1	-34.527	-13.450	37.054	1.074	-2.195	
	2	-15.016	-18.007	23.446	0.498	-2.653	
	3	-18.023	-26.095	31.714	1.094	-2.921	
	4	-4.047	-2.785	4.913	0.036	-7.727	
	6	1.614	-9.663	9.797	0.050	-5.791	
6							
	2	-25.666	-16.011	30.250	0.583	-3.612	
	3	-42.770	-57.861	71.952	1.003	2.863	
	5	-1.565	3.872	4.177	0.050	-5.791	
Total loss					7.875	-30.061	

I-8-3 Comparaison entre Gauss-Seidel et Newton-Raphson :

Le problème de l'écoulement de la puissance peut être donc résolu par la technique de Newton-Raphson qui converge avec une même vitesse, mesurée par le nombre d'itérations, pour les larges et courts systèmes, au moins de 4 à 5 itérations en général. Par contre la convergence de la technique de Gauss-Seidel au moins 52 itérations en général. Donc la convergence de Newton-Raphson plus rapide que Gauss-Seidel

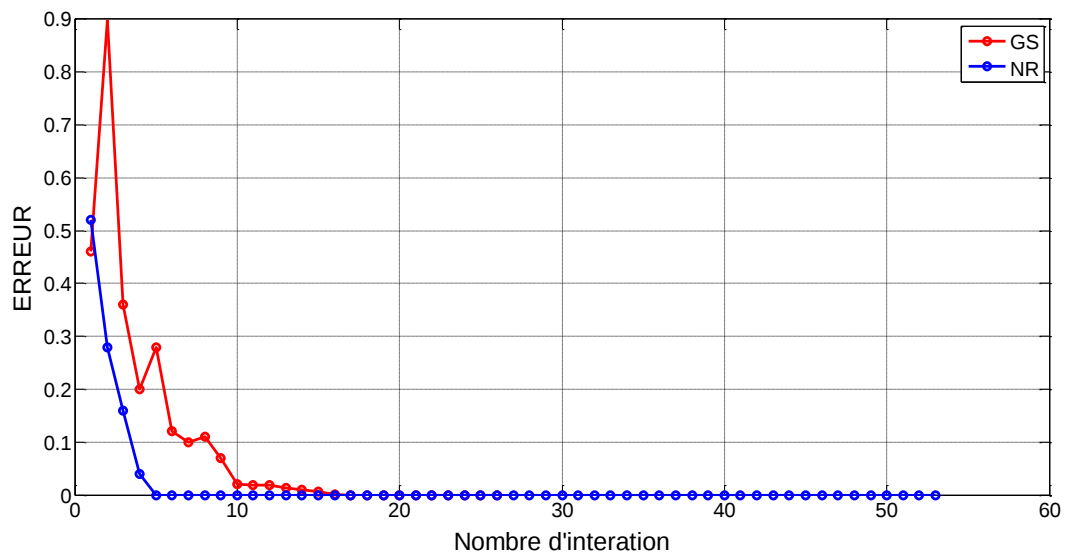


Figure I-10 : Convergence de la méthode Gauss-Seidel et la Newton-Raphson

I-9 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a fait la modélisation de quelques éléments de puissance constituant le réseau de transport et dont leur modélisation entre directement dans le calcul de l'écoulement de la puissance.

Le problème le plus important dans l'industrie d'électricité est de réduire au maximum le coût de la production de l'énergie électrique générée par l'ensemble des centrales interconnectées. Ce problème ne peut être résolu par l'écoulement de puissance mais par l'optimisation de l'écoulement de puissance. Ce dernier problème est le sujet du deuxième chapitre.

CHAPITRE II

REPARTITION OPTIMAL DES CHARGES

II-1 INTRODUCTION

II-2 ARCHITECTURE DES RESEAUX ELECTRIQUES

**II-3 STRATEGIE DU FONCTIONNEMENT DES CENTRALES
ELECTRIQUES**

II-4 LE DISPATCHING ECONOMIQUE

**II-5 FORMULATION MATHEMATIQUE DU DISPATCHING
ECONOMIQUE**

II-6 CONCLUSION

II-1 Introduction :

Le calcul de l'écoulement de puissance conventionnel ne répond que partiellement à un problème plus général comportant une exigence d'optimisation, par exemple assurer une alimentation correcte de la clientèle et une bonne répartition de la puissance. C-à-d on détermine la contribution de chaque centrale électrique en service pour satisfaire la demande des consommateurs en énergie électrique de sorte que le coût de production de l'énergie totale soit le moins cher possible.

Afin la répartition économique de la charge entre les générateurs interconnectés, le coût de fonctionnement de ces centrales doit être exprimé en fonction de la puissance à la sortie (débit). La fonction du coût à une forme non linéaire qui peut approximer une courbe quadratique. A chaque étape, la condition de fonctionnement de chaque générateur est vérifiée pour l'assurer dans sa plage de fonctionnement. En particulier il faut vérifier les angles de phase et les tensions au niveau des jeux de barres aussi bien que les limites de charge de la ligne. Donc le but de ce chapitre est de montrer comment on peut résoudre le problème de la répartition des puissances sur les centrales électriques avec un coût de production minimal [03].

II-2 Architecture des réseaux électriques :

Le réseau à très haute tension THT (400 KV, 225KV) d'interconnexion internationale forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales (centrales nucléaires de 1000 MW, par exemple). Il est complété par le réseau de répartition (60 à 150 KV) souvent exploité en poches reliées au niveau supérieur de tension et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindre puissances, ainsi que les grands utilisateurs industriels. On trouve en suite un réseau de distribution (de 20 KV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteur résidentiel). Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans des zones urbaines pour assurer la continuité de service, voire bouclé même en basse tension dans certaines grandes villes. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 ou 225 KV, alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition, souvent en câble pour la pénétration urbaine. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs vers le réseau de distribution (15 à 20 KV), bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé) [03].

II-3 Stratégie du fonctionnement des Centrales électriques :

Le coût d'énergie varie en grande partie en fonction de kilos dinars par MW Heures (KDA/Mwh), entre les différentes unités citées précédemment.

L'unité de pointe est considérée la plus chère, car elle n'est que exploitée. On peut s'abstenir d'acheter ce type d'unités pour des années, en minimisant la demande de point par le contrôle de la charge.

Il est primordial pour que n'importe quelle entreprise de production d'énergie électrique de conserver les unités mixtes convenable et cela n'est pas du seulement à la variation de l'énergie demandée par heure, mais il est obligatoire de procéder régulièrement à la maintenance de toutes les unités de génération.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, il faut les alimenter en combustible.

La réussite de l'entreprise productrice d'énergie dépend essentiellement de sa capacité à réaliser le compromis entre la génération de l'énergie et la demande de la charge, non pas pour 24h mais pour des années entières.

La figure II-1 illustre comment fonctionne à 100% de leurs capacités pendant 24 heures supportent la charge de base [05] [03].

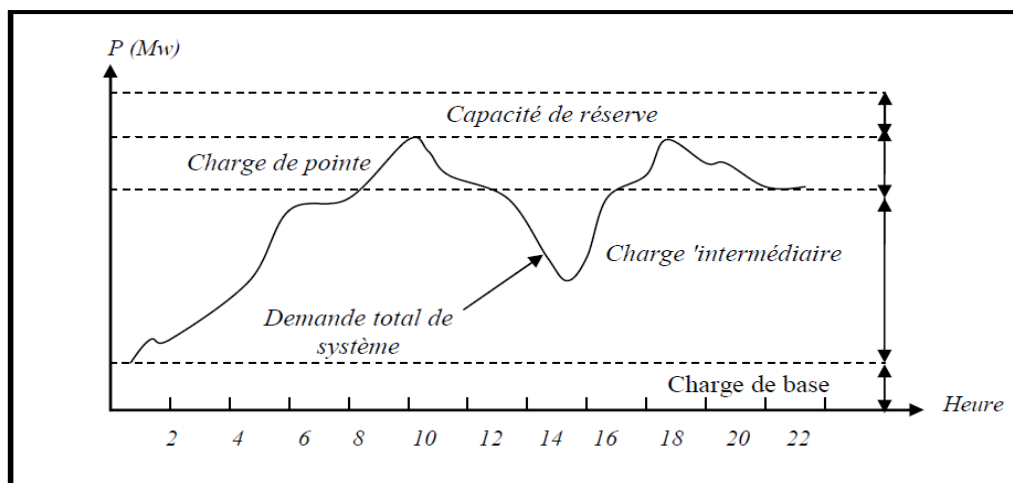


Figure II-1 : stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique

II-3-1 Unités de charge de base :

Les unités nucléaires sont généralement rangées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur. Il est préférable si possible de stabiliser les puissances actives délivrées par ce genre d'unités à un niveau constant, d'autre part il faut faire fonctionner ces unités en utilisant les combustibles fossiles à des puissances actives constantes [05].

II-3-2 Unités intermédiaires :

Quand il faut organiser les puissance actives délivrées, on préfère d'utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on peut contrôler l'énergie générée par l'unité hydraulique en jouant sur le débit d'eau entrant dans la turbine.

Les centrales électriques ne sont pas toutes hydrauliques, mais on utilise des centrales thermiques contrôlables. A cause des constant de temps thermiques d'un système à vapeur, il est toujours nécessaire d'organiser ces centrales dans les limites de leurs rendements maximales [05].

II-3-3 Unités de pointe :

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse, pour cela ils sont utilisés fréquemment pendant les heures de pointes. Mais lorsque on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu [05].

II-3-4 Unités de réserve :

La gamme de générateurs demandée par les sociétés d'électricité peut être constitué par des générateurs conservés pour la production partielle, ou des générateurs de précaution disposés à différents niveaux [05].

II-4 Le dispatching économique:

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, elle est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation à tout instant tout en conservant la qualité de l'énergie et en minimisant les frais d'exploitation. Ce problème de la répartition économique d'énergie (dispatching économique optimale) a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers [05].

II-4-1 l'objectif du dispatching économique :

L'objectif est de résoudre le problème économique de production de l'énergie électrique, c'est-à-dire de minimiser le cout total du combustible nécessaire pour cette production qui se présente sous forme d'une fonction non linéaire, en tenant compte de certaines contraintes de type égalité et de type inégalité.

II-4-2 La fonction de coût et le coût incrémental :

La puissance réelle générée est responsable de l'influence principale sur coût C_i , l'augmentation des quantités de production réelles se fait par l'augmentation du couple de rotation du moteur de base, cela demande une augmentation de consommation du combustible, donc du coût de production. Par conséquent, le coût de la puissance générée est modélisé sous la forme d'une équation polynomiale quadratique :

$$C(P_g) = \alpha + \beta P_g + \gamma P_g^2 \quad (\text{II-1})$$

Où P_g est la puissance générée (en Mw) par la centrale considérée et α , β et γ des coefficients constants propres de la centrale qui sont obtenus par l'expérience.

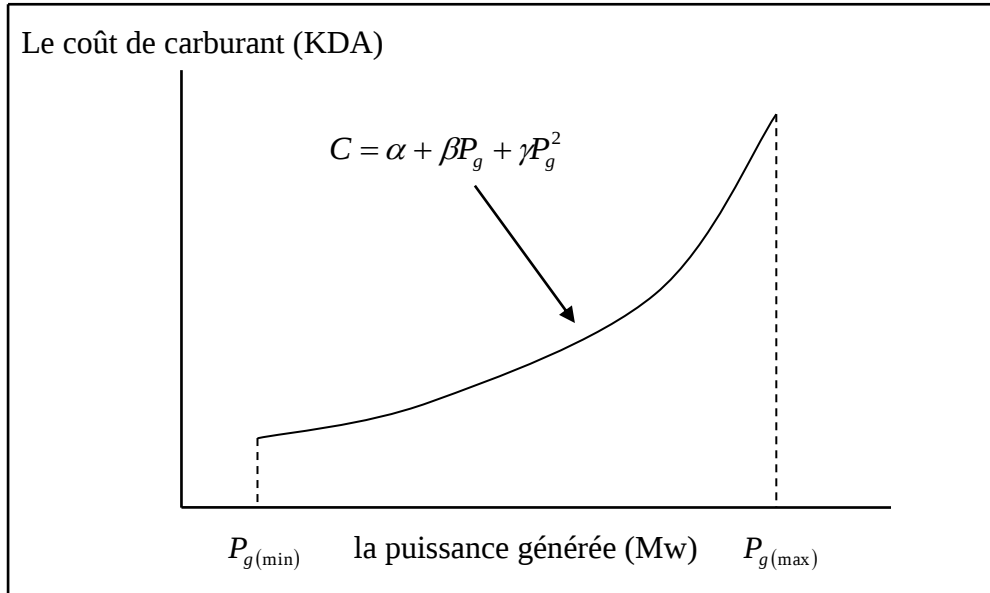


Figure II-2 : Le coût de carburant en fonction de la puissance générée

Le coût de l'énergie à l'entrée du générateur, est évalué en (Mbtu/hr) ou (KDA/hr), (\$/Mw), qui représente la quantité de fuel ou de combustible nécessaire pour le fonctionnement de la chaudière.

Pour un système de production d'énergie électrique composée de plusieurs centrales, le coût total de la production de ce système est :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^n C_i \dots \dots \dots [KDA/hr] \quad (\text{II-2})$$

Cette fonction représente la fonction Objectif de notre étude qu'il faudra minimiser afin d'obtenir un fonctionnement optimal [06].

La dérivée $\frac{dC_i}{dP_{gi}}$ avec $(i=1,2,\dots,n)$ est appelée le coût incrémental du 1^{er} générateur (CI), de point de vue physique, elle représente le coût additionnel du combustible en (KDA/Mwh) correspondant à la production d'une unité de puissance supplémentaire :

$$CI = \beta + 2\gamma P_g \quad (\text{II-3})$$

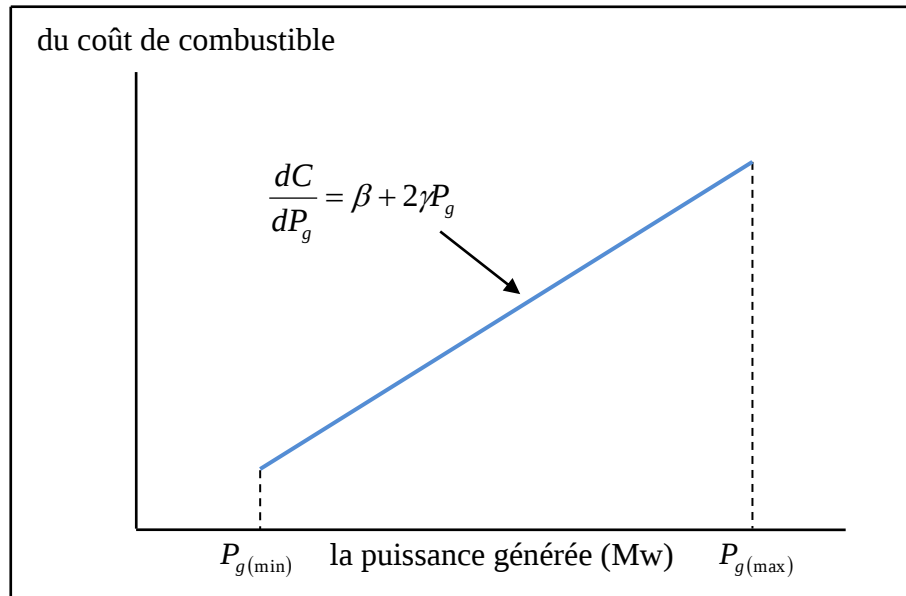


Figure II-3 : La courbe de l'accroissement du coût de combustible

II-4-3 les contraintes :

II-4-3-1 les contraintes d'égalités :

Dans le dispatching économique, la fonction objectif à minimiser est le coût total de production de générateurs, de telle sorte que la charge électrique du système soit entièrement satisfaite.

- On peut dire que les contraintes d'égalités vérifient la lois de Kirchhoff, bilans d'énergie .

A- Cas de pertes négligeables :

Dans ce cas, la seule contrainte est que la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la charge totale de système.

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d \quad (\text{II-4})$$

B- Cas de pertes considérables :

Dans ce cas. La somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la somme de la puissance demandé par la charge de système et les pertes de transmission de cette puissance.

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d + P_L \quad (\text{II-5})$$

II-4-3-2 les contraintes d'inégalités :

Dans la pratique, chaque puissance générée (P_{gi}) est limitée par une limite inférieure ($P_{gi(\min)}$) et une autre supérieure ($P_{gi(\max)}$), ce qui donne la contrainte d'inégalité suivant :

$$P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \quad i = 1, 2, \dots, ng \quad (II-6)$$

Il faut bien évidemment respecter les valeurs limites de production des centrales pour le maintien de la sécurité du système. Donc, les contraintes d'inégalités s'intéressent par le domaine de fonctionnement admissible, possible (limitation des ressources, sécurité...) [06].

II-5 Formulation mathématique du Dispatching Economique :

II-5-1 Dispatching Economique Sans Pertes :

le dispatching économique sans pertes ne tient pas compte des pertes engendrées par le transit de puissance dans les lignes. La topologie du réseau n'aura donc aucune incidence sur la répartition de la production. Seuls les coûts liés à la production sont pris en compte.

On en conclut que le modèle utilisé par le dispatching économique sans pertes, considère que les pertes de puissance actives dans les lignes de transport et les transformateurs sont négligeables, et que les équations de l'écoulement de puissance ne sont pas prises en considération [06].

II-5-1-1 Méthode analytique de lagrangien [06] :

Elle est encore appelée la méthode de «Kunt Tucker » qui utilise la fonction de coût comme la fonction objectif de lagrangien.

$$F = C_{tot}(P_{g1}, P_{g2}, \dots, P_{gn}) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi})$$

Pour résoudre le problème du dispatching économique, on peut formuler le lagrangien comme suit :

Où :

$$L = F(P_{gi}) + \lambda H(P_{gi})$$

H représente la contrainte d'égalité

$$H(P_{gi}) = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \quad (II-7)$$

λ est le multiplicateur de Lagrange. Il est approximativement le coût en KAD/h nécessaire pour augmenter la charge délivrée totale par 1Mw.

Donc:

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda (P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (\text{II-8})$$

les conditions nécessaires pour un minimum sont données par:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \quad \begin{matrix} P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \\ i = 1, 2, \dots, ng \end{matrix} \quad (\text{II-9})$$

Donc, à l'optimum le coût de production total sera minimal si tous les accroissements des coûts de centrales sont égaux et égal à la valeur de λ .

De la première équation on trouve que:

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (\text{II-10})$$

En remplaçant l'équation (II-10) en (II-4) :

$$P_d = \lambda \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2\gamma_i} \right) - \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right)$$

Donc λ optimal est :

$$\lambda = \lambda^* = \frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right)}{\sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2\gamma_i} \right)} \quad (\text{II-11})$$

En remplaçant la valeur de λ^* dans l'équation (II-11) on trouve :

$$P_{gi} = \frac{1}{2\gamma_i} \left[\frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right)}{\sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2\gamma_i} \right)} - \beta_i \right] \quad (\text{II-12})$$

Ces valeur de puissance générée de centrales représentent la solution optimale de problème de dispatching économique qui permet d'obtenir le coût de production minimal. D'après l'équation (II-11), chaque générateur participant au dispatching économique doit avoir la même valeur de coût incrémental à l'optimum. Le dispatching économique sans pertes est alors aussi appelé le dispatching d'accroissement du coût égal.

Prise en compte des contraintes d'inégalités

- Si dans le processus un générateur bute sur une contrainte une contrainte d'inégalité on le sort du problème en fixant sa production à la contrainte.

Et en cours d'itération on surveille que les conditions suivantes restent vérifiées pour tous les générateurs en contrainte.

$$\begin{cases} P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \Rightarrow \frac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \\ P_{gi} = P_{gi(\max)} \Rightarrow \frac{dC_i}{dP_{gi}} \leq \lambda \\ P_{gi} = P_{gi(\min)} \Rightarrow \frac{dC_i}{dP_{gi}} \geq \lambda \end{cases} \quad (\text{II-13})$$

II-5-1-2 Méthode graphique:

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique, en traçant la courbe d'accroissement du cout pour chaque générateur et sur le même plan figure (II.4) [05].

$$\frac{dC_i}{dP_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{gi}$$

D'après la relation (II.9) on trouve :

$$\lambda = \frac{dC_i}{dP_{gi}}$$

Ensuit, on trace la courbe d'accroissement du cout total de production la figure suivant illustré cette méthode sur un réseau de 3 centrales de productions.

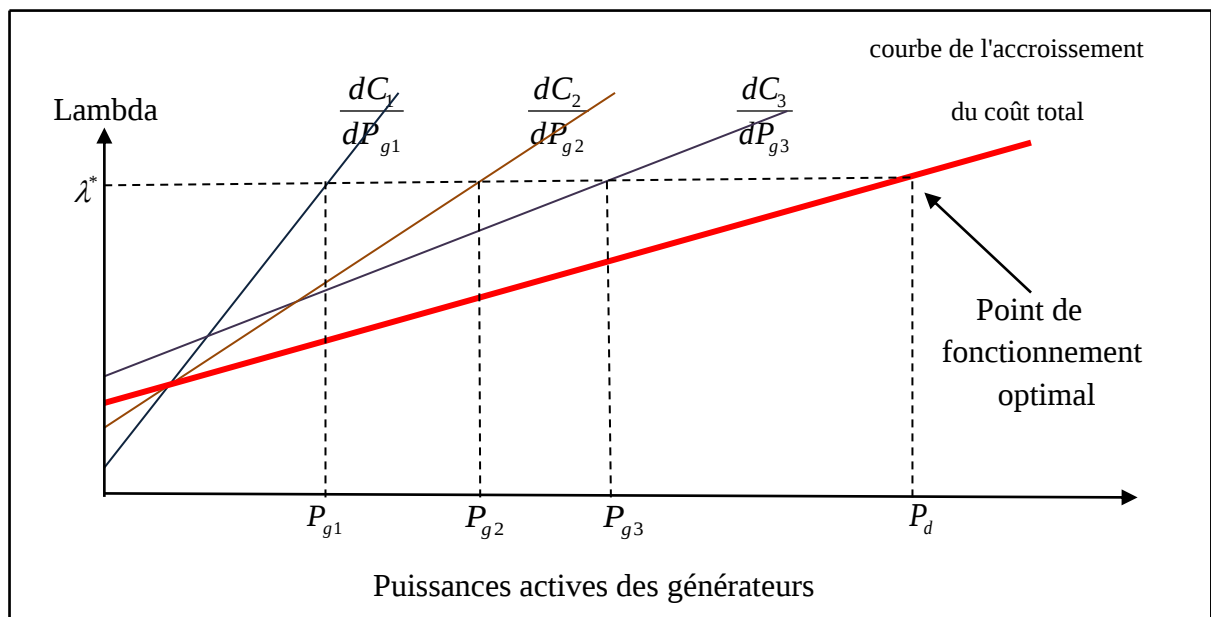


Figure II-4 : La méthode graphique de résolution de l'D.E.O sans pertes

Cette méthode s'appuie sur la détermination du point qui correspond la puissance générée égale à la puissance demandée par la charge qui peut être tirée jusqu'à l'intersection de la courbe du coût in incrémental total. Ce point d'intersection est pris comme point de début d'une ligne horizontale allant vers la gauche. Cette ligne indique la valeur optimale de λ pour toutes les puissance active des générateurs et elle représente le point de fonctionnement optimale.

$$\lambda^* = C'_{tot} = \sum_{i=1}^{ng} \frac{\partial C_{tot}}{\partial P_{gi}} \quad (II-14)$$

$$\text{Où : } \sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d$$

Les point d'intersection de cette ligne avec les courbes du cout d'accroissement originale de ces centrales sont les valeurs optimales de la solution.

II-5-2 Dispatching économique avec pertes :

dans les systèmes réels, le transport de l'énergie électrique vers les jeux de barres de charge est souvent accompagné par des pertes de transmission. Le problème du dispatching économique devient un peu compliqué par rapport au cas précédant où les pertes ont été négligées. Donc, la topologie du réseau aura une incidence sur la répartition optimale de la production. Cependant pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit **provoque** des pertes importantes, nous multiplierons les coefficients de leur de coût par un facteur de pénalité [06].

Il existe deux approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance :

A- considération des pertes constant :

Dans ce cas, la valeur de pertes se rassembler avec la puissance demandée totale et le problème sera étudié comme le cas sans pertes.

B- pertes variables :

Nous devons à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissance actives des générateurs.

II-5-2-1 Calcule les pertes :

Il existe deux approches générales pour calculer les pertes :

on calcule les pertes de transmission par les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance N-R ou G-S.

la méthode de "**formule des pertes**" est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissance actives des générateurs (P_{gi}), donnée par l'équation suivante [06].

$$P_i = \sum_{j=1}^{ng} \sum_{jj=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gi} + \sum_{i=1}^{ng} B_{io} P_{gi} + B_{oo} \quad (\text{II-15})$$

Où, P_{gi} : puissance active du générateur i .

B_{ij} , B_{io} et B_{oo} : coefficients de pertes (constantes réelles).

les coefficients de pertes sont des constantes réelles spécifiques au réseau étudié, et sont calculés en fonction de la matrice impédance du réseau, des puissance actives et réactives demandées et des tensions. Dans la littérature, il existe beaucoup de formules pour le calcul des coefficients de pertes .

II-5-2-2 Incrémentation des pertes de transmission:

Soit P_L Les pertes totales dans les lignes de transmission. La dérivée partielle $\partial P_L / \partial P_{Gi}$ Sont appelées l'incrémentation des pertes de transmission (ITL), elle représente la variation des pertes totales liée à la variation de la puissance générée par le générateur i [06].

II-5-2-3 la résolution du problème:

pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes, on peut formulée le lagrangien avec pertes comme suit [06] :

$$L = F(P_{gi}) + \lambda H(P_{gi})$$

Où: $H(P_{gi})$: est la contrainte d'égalité

$$H(P_{gi}) = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad (\text{II-16})$$

$$L = \sum_{j=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + \lambda (P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (\text{II-17})$$

Pour Minimisé la fonction de lagrangien il faut que :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i - \lambda \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} - 1 \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \quad \begin{matrix} P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \\ i = 1, 2, 3, \dots, ng \end{matrix} \quad (\text{II-18})$$

$$\frac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) \Rightarrow \lambda = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right)^{-1} \frac{dC_i}{dP_{gi}}$$

$$\lambda = f_i \left(\frac{dC_i}{dP_{gi}} \right) \quad (\text{II-19})$$

$$\text{Où : } f_i = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right)^{-1} \quad (\text{II-20})$$

f_i : représente la facteur de pénalité de central i.

Donc, pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque des pertes importantes, nous multiplierons les coefficients de leur fonction de coût par un facteur de pénalité f_i .

Par les mêmes étapes du dispatching sans pertes on trouve que :

$$P_{gi} = \frac{\lambda \cdot f_i^{-1} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (\text{II-21})$$

En remplaçant l'équation (II-21) dans l'équation (II-16) :

$$P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \lambda \sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i} + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} = 0 \quad (\text{II-22})$$

$$\lambda = \frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}}$$

$$P_{gi} = \left[\frac{1}{2\gamma_i} \left(\left(\frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}} \right) f_i^{-1} - \beta_i \right) \right] \quad (\text{II-23})$$

Le problème devient plus difficile à résoudre car, suite à l'introduction du terme de pertes les équation de stationnarité du lagrangien deviennent des équations couplées .

$$P_L = F(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn})$$

Donc, il faut utiliser une méthode itérative pour calculer chaque puissance sous les étapes suivants :

- **L'étape 1** : calculer de valeurs initiales des puissance générées par la méthode de lagrangien sans pertes.
- **L'étape 2** : remplacement des puissance générées dans la formule des pertes.
- **L'étape 3** : calcule des coefficients $\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}$ ensuite, l'évaluation des facteur de pénalités de tous le générateurs.

- **L'étape 4** : calculer $\lambda^{(k)}$ correspondant.
- **L'étape 5** : mise à jour des P_{gi}
- **L'étape 6** : vérifier que : $(\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_d - P_L \leq \varepsilon)$.
 - Si oui : on passe à l'étape (7)
 - Si non : on retourne à l'étape (2)
- **L'étape 7** : on calcule le coût de chaque central puis le coût total qui représente la solution optimale du problème .

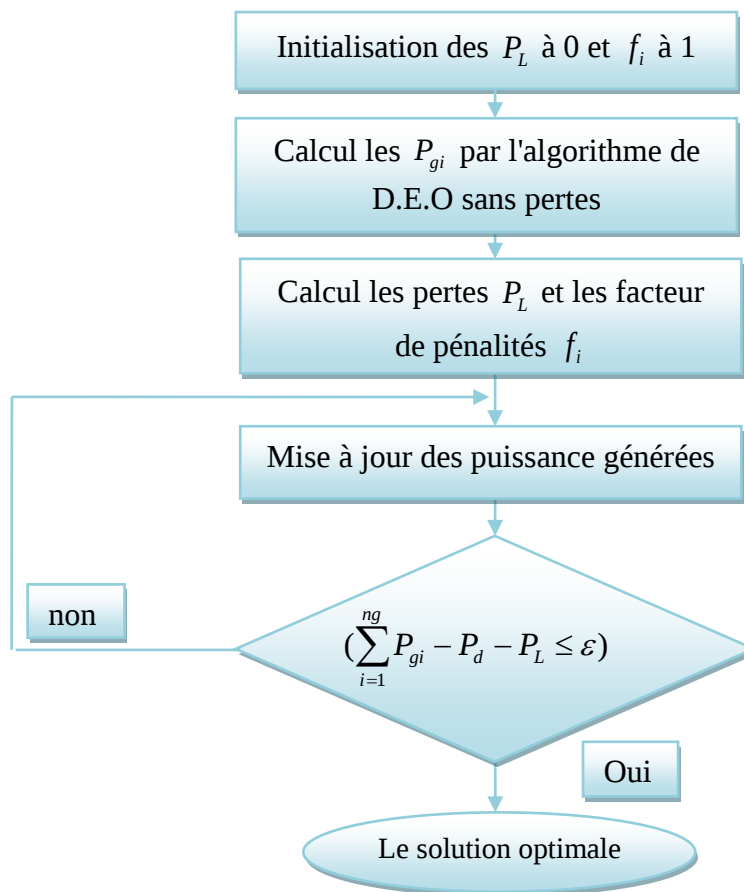


Figure II-5 : l'organigramme de méthode de lagrangien avec pertes

II-5-3 la méthode itérative de lambda :

La méthode da lambda est utilisée lorsque la fonction de coût n'est pas quadratique dont, elle est polynôme de degré supérieur à 2, cette méthode s'appuyer sur al fonction d'erreur qui supposer une fonction continue, pour appliqué la théorème de valeur moyenne [06].

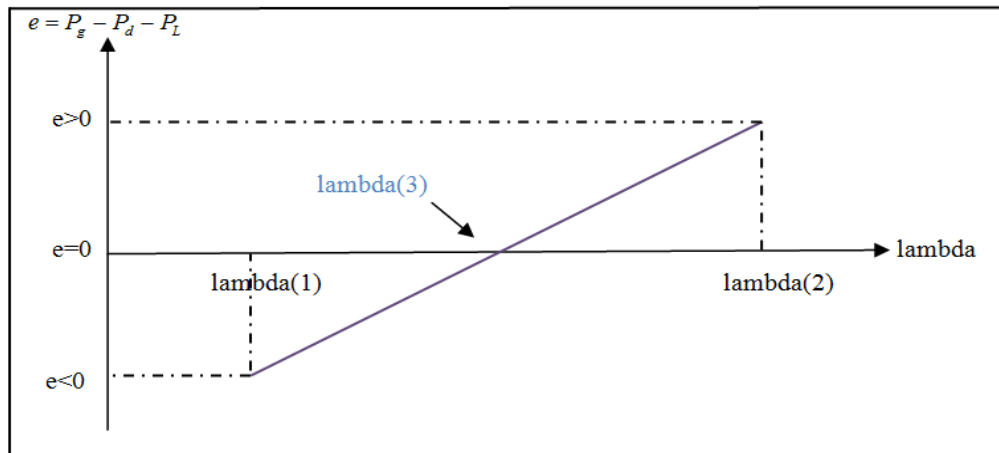


Figure II-6 : l'explication graphique de la méthode Itératif de la lambda

Où les étapes de cette méthode sont :

- **L'étape 1 :** Estimation de $\lambda^{(1)}$.
- **L'étape 2 :** on calcule les puissances générées par la méthode lagrangien est les pertes par leurs relation.

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right)$$

- **L'étape 3 :** calculer l'erreur : $e_1 = \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_d - P_L$

-Si $e_1 = 0$: afficher les résultats (solution finale).

-Sinon, on passe à l'étape 4

- **L'étape 4 :** Nouvelle valeur de λ

Où : $\lambda_2 = \lambda_1 + \Delta\lambda$

$-(10\% \lambda_1) \leq \Delta\lambda \leq +(10\% \lambda_1)$

-Si $e_2 = 0$, les résultats représente la solution optimale

-Sinon :

- $\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } e_1.e_2 < 0 \text{ on passe à l'étape 5} \\ \text{Sinon, on retourne à l'étape 4} \end{array} \right.$

➤ **L'étape 5 :** on fait le calcul suivant :

$$\frac{|e_2|}{\lambda_2 - \lambda_3} = \frac{|e_1|}{\lambda_3 - \lambda_1} \Rightarrow \lambda_3 = \frac{\lambda_1 - \lambda_2}{|e_1| + |e_2|} |e_2| + \lambda_2 \quad (\text{II-24})$$

$e_3 = 0 \Rightarrow$ la solution optimal

$e_3 \neq 0 \Rightarrow$ donc la solution optimal entre λ_1 et λ_3 ou entre λ_2 et λ_3 .

Organigramme de la méthode lambda [03] :

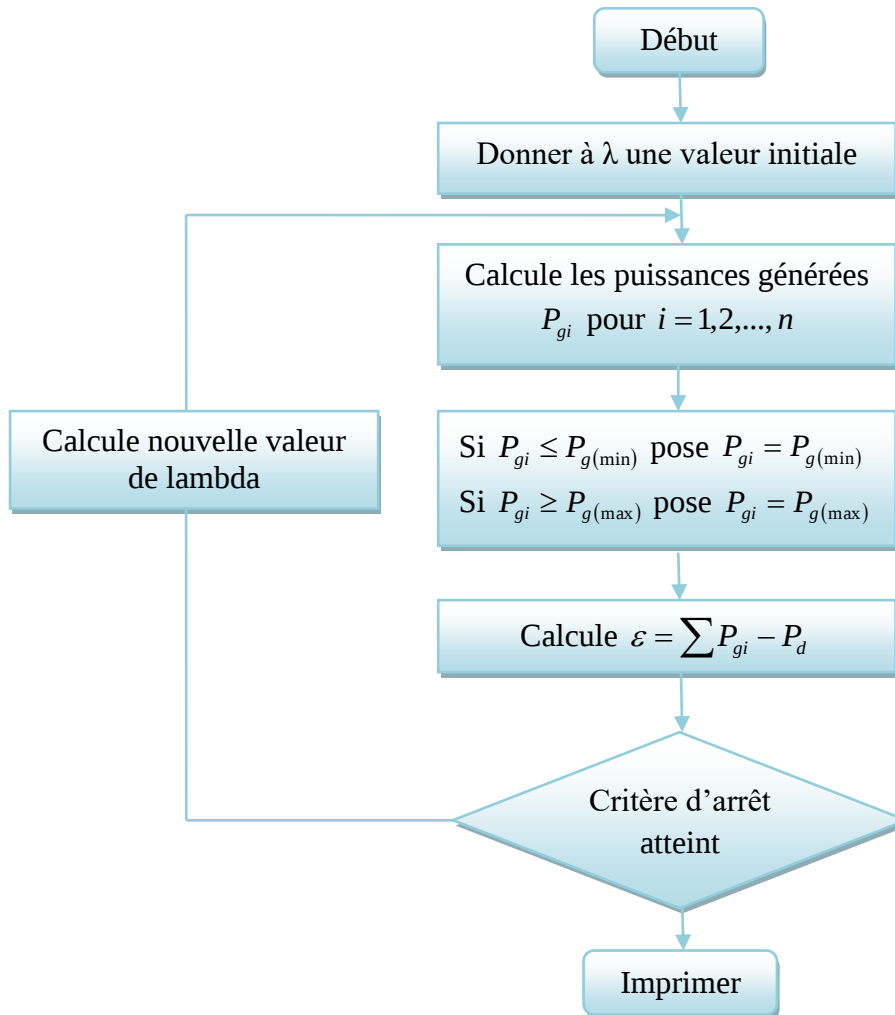


Figure II-7 : Organigramme de la méthode lambda

II-6 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a exposé la formulation mathématique générale du problème de la répartition optimale de puissance, qui se traduit par un problème d'optimisation d'une fonction objective sujet à des contraintes. La plupart des équations formulant ce problème sont non linéaire, de ce fait, il est nécessaire d'utiliser une technique de programmation non linéaire pour la résolution du problème.

CHAPITRE III

L'ALGORITHME GENETIQUE

III-1 INTRODUCTION

III-2 HISTORIQUE

III-3 DEFINITION

III-4 PRINCIPE DES ALGORITHMS GENETIQUES

III-5 DESCRIPTION DES ALGORITHMS GENETIQUES

**III-6 REGLAGE DES PARAMETRES D'UN ALGORITHME
GENETIQUE**

III-7 LES ETAPES DE CALCULE DE L'ALGORITHME GENETIQUE

III-8 ORGANIGRAMME DE L'ALGORITHME GENETIQUE

III-9 LES AVANTAGES DES ALGORITHMES GENETIQUES

III-10 CONCLUSION

III-1 Introduction :

Les algorithmes génétiques (AG) sont des techniques de recherche et d'optimisation stochastique dérivées de la génétique et des mécanismes de la sélection naturelle et de l'évolution. Leurs champs d'application sont très vastes : éco, optimisation de fonctions (cout ou les pertes), planification, et bien d'autres domaines. La raison de ce grand nombre d'application est claire, la simplicité et l'efficacité.

III-2 Historique :

Les algorithmes génétiques, initiés dans les années 1970 par John Holland, sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : croisement, mutation, sélection.

Les premiers travaux sur les algorithmes génétiques ont été initialement développés par John Holland (1975). Qui a développé les principes fondamentaux des algorithmes génétiques dans le cadre de l'optimisation mathématique.

A cette époque, l'informatique n'avait pas encore connu de développement et ses travaux n'ont pas pu être appliqués sur des problèmes réels de grande taille. La parution en 1989 de l'ouvrage de référence écrit par D.E Goldberg. qui décrit l'utilisation de ces Algorithmes dans le cadre de résolution de problèmes concrets, a permis de mieux faire connaître ces derniers dans la communauté scientifique et a marqué le début d'un nouvel intérêt pour cette technique d'optimisation, notamment après la parution de puissants calculateurs dans les années 90 [09].

III-3 Définition :

Les algorithmes génétiques AG sont des méthodes d'optimisation de fonctions. Ces algorithmes s'inspirent de l'évolution génétique des espèces. Ainsi, ces technique reposent toutes sur l'évolution d'une population de solutions qui sous l'action de règles précises optimisent un comportement donné, exprimé sous forme d'une fonction, dite fonction sélective (fitness function) ou (adaptation à l'environnement) [08].

Actuellement l'AG est l'une des méthodes les plus diffusées et les plus utilisées dans la résolution de problèmes d'optimisation dans de nombreux domaines d'application.

Les AG sont basées sur les concepts suivant :

- ❖ **Individu** : solution potentielle du problème.
- ❖ **Chromosome**: solution potentielle du problème sous une forme codée, c-à-d une forme chaîne de caractères.
- ❖ **Population** : ensemble fini d'individus (de solution).
- ❖ **Gène** : partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome.
- ❖ **Fitness** : terme anglo-saxon qui désigne la fonction d'évaluation d'un individu. Cette fonction est liée à la fonction à optimiser et permet de définir le degré de performance d'un individu (donc d'une solution) vis-à-vis du problème.

III-4 Principe des algorithmes génétiques :

Le principe fondamentale d'un génétique consiste à représenter l'évolution naturelle d'organismes (individus), générations après générations, en respectant les phénomènes d'hérédité et la loi de survie énoncés par Darwin. Selon ces principe, au sein d'une population d'individus, seuls les plus forts, c'est –à-dire les mieux adaptés à milieu naturel, survivent et peuvent donner une descendance, parce que dans la nature l'adaptation d'un individu reflète sa capacité de survie dans son environnement. En optimisation, la valeur de la fonction objective mesure l'adaptation de l'individu à l'environnement. Un individu est donc d'autant mieux adapté qu'il satisfait le critère d'optimisation [08].

A partir de ces deux concepts: codage des paramètres et mesure d'adaptation, on peut décrire le fonctionnement général des algorithmes génétiques.

Les AG débutent par l'initialisation aléatoire d'une population P de N individus. la population évalue sur plusieurs générations. A chaque génération g , les individus de la population $P(g)$ sont évalués et les plus adaptés sont autorisés par l'opérateur sélection à avoir un grand nombre de descendant. Une mise en œuvre de cet opérateur consiste à donner pour chaque individu une probabilité d'avoir un descendant dans la génération suivante, proportionnellement à sa performance. Les mécanismes de en œuvre les plus employés sont la roue de loterie, le tournoi ou la décimation et ils seront détaillés plus loin. Ils ont tous en commun de générer une population $P'(g)$ de même nombre N d'individus formés des copies croisement et de mutation sont alors appliqués sur des individus sélectionnées aléatoirement dans $P'(g)$.

La performance d'un individu est mesure par une fonction de performance ou adaptation (fitness en anglais) qui se déduit de la fonction objective, car les AG sont naturellement formulés en termes de maximisation.

La figure III-1, illustre les différentes opérations qui interviennent dans un algorithme génétique de base.

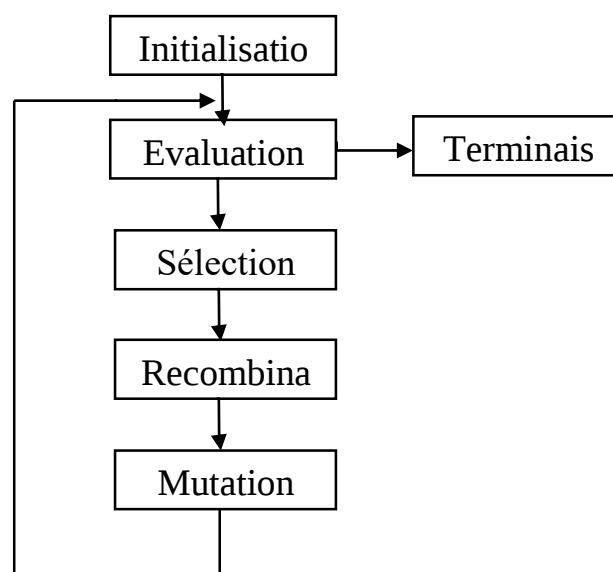


Figure III-1 : Algorithme génétique de base

III-5 Description des algorithmes génétiques :

Dans ce qui suit, nous allons décrire plus en détail les différentes étapes de l'algorithme génétique [06].

III-5-1 Le Codage :

III-5-1-1 Le codage binaire:

Le codage des paramètres est une étape importante dans la résolution du problème de l'algorithme génétique afin de constituer les chromosomes. Le type de codage le plus utilisé est le codage binaire, mais d'autres types peuvent être utilisés, par exemples codage Gray, Réel..., etc. Aussi, nous pouvons facilement passer d'un codage à l'autre.

Par exemple, dans le cas d'un codage binaire d'une variable réelle x définie dans un intervalle $[x_{\min}, x_{\max}]$, on discrétise l'espace de recherche $g_{\max} = 2^n - 1$ valeurs discrètes ou n représente le nombre de bits sur lequel la variable est codée. En suite, on associe à la variable x l'entier g défini par:

$$g = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} g_{\max}$$

Il suffit de convertir l'entier g en binaire pour trouver la valeur binaire du paramètre x .

Pour revenir à la représentation réelle, il faut d'abord convertir la représentation binaire en décimale (obtenir l'entier g) puis calculer x par la formule suivante:

$$x = x_{\min} + (x_{\max} - x_{\min}) \frac{g}{g_{\max}}$$

Tous les paramètres du problème sont codés de la même manière puis associés pour former un chromosome comme le montre la figure III-2, est à noter que les paramètres n'ont pas, obligatoirement le même nombre de gènes.

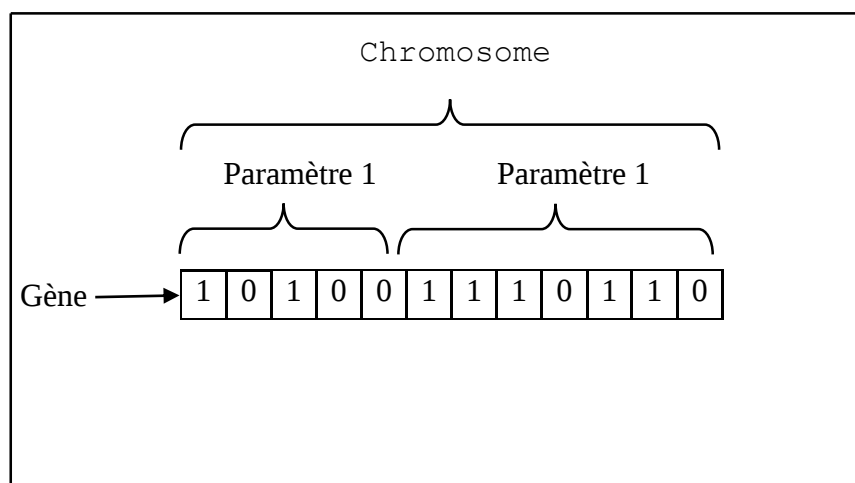


Figure III-2 : chromosome à deux paramètres avec taille différent

III-5-1-2 Le codage réelle :

Dans le cas du codage binaire, des difficultés surviennent pour calculer la fonction objective et traiter les problèmes à plusieurs variables:

- ✓ Les fonction objectives sont exprimées sous forme réelle. Les chromosomes binaires doivent alors être convertis à chaque évaluation.
- ✓ Les problèmes multi-variables sont ramenés à des problèmes mono-variables par concaténation des inconnues en un seul chromosome. A chaque évaluation, la chaîne de bits résultante doit alors être découpée en autant de sous-chaînes qu'il ya d'inconnues. Ces sous-chaînes sont converties en nombres réels l'évaluation de la fonction objectif.

Une solution est tout simplement de représenter l'ensemble des variables par un vecteur : $X = \langle x_1, x_2, \dots, x_n \rangle$ ou chaque x_i est un nombre réel. Cette façon de faire est le codage réel [MIC 9] [ALL 9]. Il emploie à cet effet des mécanismes plus adaptés, reposant principalement sur une représentation réelle des chromosomes.

III-5-1-3 le codage binaire classique :

Le choix approprié d'un codage est un élément critique dont dépend grandement l'efficacité d'un algorithme génétique.

Nous présentons le codage binaire classique à cause de leur simplicité de décodage et leur efficacité dont le nombre réel transformé en binaire exact sous la formule

$$\text{Chromosome} = [d_1.2^{-1} \ d_2.2^{-2} \ d_3.2^{-3} \ d_4.2^{-4} \ \dots \ d_N.2^{-N}] \quad (\text{III-3})$$

- N represent le nombre de bit nécessaire pour codé le grand nombre utiliser dans chaque test.
- $d_i \in \{0,1\}, i = 1,2,3,\dots,N$

Donc le décodage sera plus simple, on peut exprimer par la formule suivante :

$$\text{Nbr} = \sum_{i=1}^N (d_i * 2^i) \quad (\text{III-4})$$

III-5-2 Sélection [03] :

Cet opérateur est peut-être le plus important puisqu'il permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir. En règle générale, la probabilité de survie d'un individu sera directement reliée à son efficacité relative au sein de la population.

Une population dite intermédiaire est alors formée par les individus sélectionnés.

Il existe plusieurs méthodes de sélection. Nous ne citerons que deux des plus connues :

III-5-2-1 Méthode de la roulette de loterie :

Selon cette méthode, chaque chromosome sera dupliqué dans une nouvelle population proportionnellement à sa valeur d'adaptation, son principe est d'associer à chaque individu une portion d'une roue dont la surface dépend uniquement de sa valeur fitness. Un individu présentant une valeur fitness nulle ne sera pas représenté sur la roue, il n'aura donc aucune chance d'être sélectionné. Les individus ayant une grande valeur fitness auront une grande portion et auront, par conséquent, plus de chance d'être sélectionnés.

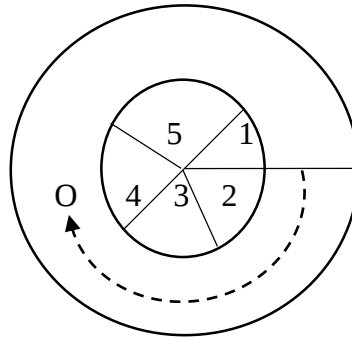


Figure III-3 : sélection par la méthode de la roue de loterie

Pour réaliser la sélection, il suffit de faire tourner la roue autant de fois que le nombre d'individus. La figure III-3 illustre un exemple de roue de loterie. Les numéros de 1 à 5 représentent les numéros des individus.

III-5-2-2 Méthode du tournoi :

Le principe de cette méthode est de tirer aléatoirement un groupe de k individus parmi la population, et de sélectionner le meilleur d'entre eux. Ce processus est répété jusqu'à ce que le nombre d'individus de la population intermédiaire soit égal au nombre total d'individus formant la population initiale. Nous avons trouvé dans la littérature deux versions différentes de cette méthode, notamment, au niveau de la façon dont les groupes sont formés.

La population est divisée en groupe de k individus. Ensuite, on sélectionne le meilleur de chaque groupe. Il faut k itérations pour remplir la population intermédiaire parce qu'à chaque fois m individus sont sélectionnés ou m est défini par :

$$m = \frac{\text{taille de la population}}{k}$$

La procédure est la suivante : on tire k fois un individu avec remplacement (chaque tirage inclut tous les individus y compris ceux déjà sélectionnés). Ensuite, on sélectionne celui qui présente la plus grande valeur fitness pour le placer dans la population intermédiaire.

Si N est le nombre totale d'individus formant la population alors il faut N itérations pour remplir la population intermédiaire.

Le seule différence que nous avons pu constater, c'est que la deuxième version ne fait pas obligatoirement participer tous les individus, et par conséquent, elle n'assure pas que le meilleur individu soit présent dans la population intermédiaire.

III-5-3 Recombinaison :

La recombinaison agit directement sur la structure des chromosomes en modifiant leurs gènes pour obtenir les nouveaux chromosomes d'une nouvelle population. On dira alors, qu'une nouvelle génération d'individus est née. Lors du passage d'une génération à l'autre, le meilleur individu est supposé évalué afin d'atteindre l'optimum recherché correspondant à une très bonne solution de notre problème. Il existe deux catégories d'opérateurs de recombinaison : l'opérateur de croisement et l'opérateur de mutation [08].

III-5-3-1-Croisement :

L'opérateur de croisement permet la création de nouveaux individus selon un processus fort simple. Il permet donc l'échange d'information entre les chromosomes (individus). Tout d'abord, deux individus, qui forment alors un couple, sont tirés au sein de la nouvelle population issue de la reproduction. Puis un (potentiellement plusieurs) site de croisement P est tiré aléatoirement. Enfin, selon une probabilité P_c que le croisement s'effectue.

- ✓ Si $P > P_c$, le croisement n'aura pas lieu et les parents sont recopiés dans la nouvelle génération.
- ✓ Si $P \leq P_c$, le croisement se produit et les chromosomes des parents sont croisés pour donner deux enfants qui remplaceront leurs parents dans la nouvelle génération.

Il existe différents types de croisement, les plus connus sont le croisement en un point, multipoints et le croisement uniforme.

Le croisement en un point : pour chaque couple, un point de croisement est choisi au hasard. Les composantes situées à gauche de ce point conservées et celles à droite sont échangées entre les deux individus. Les enfants ainsi constitués sont placés la population suivant $P(g+1)$.

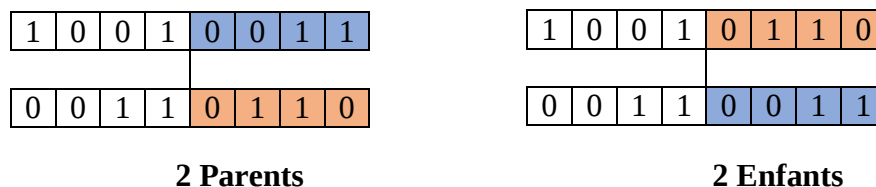


Figure III-4 : principe de croisement en un point

Pour le **croisement multipoints**, p positions de croisement, avec $p \in [1, 2, 3, \dots, l-1]$ où l représente la taille du chromosome, sont choisies aléatoirement pour chaque couple.

Ensuite, les gènes entre deux points de croisement successifs sont échangés entre deux parents produisant deux nouveaux individus appelés enfant. Les valeurs typiques de p sont : 1 (croisement à 1 point) et 2 (croisement à 2 points).

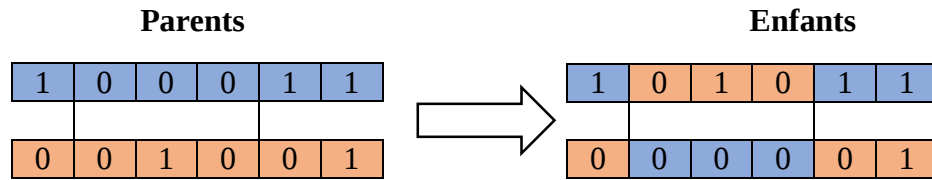


Figure III-5 : croisement multipoints ($p=2$) en codage binaire

Le croisement uniforme est une généralisation du croisement multipoints. Ici, chaque gène du chromosome peut constituer un point de croisement. Un chromosome nommé masque, de taille identique à celle des parents, est créé aléatoirement et la valeur des gènes du masque identique de quel parent l'enfant recevra-t-il son gène.

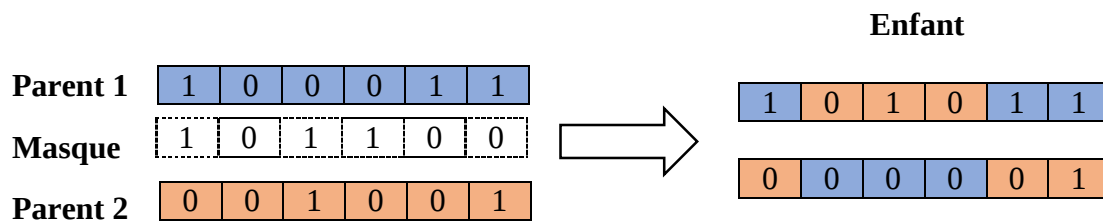


Figure III-6 : croisement uniforme en codage binaire

III-5-3-2-Mutation [09] :

L'opérateur de mutation permet d'explorer de nouveaux points dans l'espace de recherche et il a aussi la possibilité de qualifier les optimums locaux. La mutation s'applique sur chaque gène de chaque individu avec une probabilité de mutation P_m en suivant le même principe que pour le croisement.

- ✓ Si $P > P_m$, la mutation n'aura pas lieu et le gène reste tel qu'il est.
- ✓ Si $P \leq P_m$, la mutation se produit, et le gène sera remplacé par un autre gène tiré aléatoirement parmi les différentes valeurs possibles. Dans le cas d'un codage binaire, cela revient tout simplement à remplacer un 0 par 1 et vice versa, comme le montre la figure III-7.

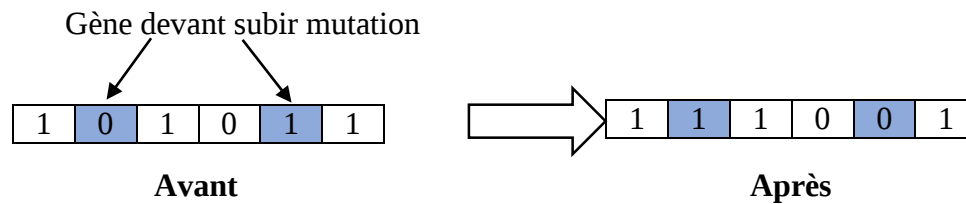


Figure III-7 : Mutation dans le cas d'un codage binaire

Contrairement à l'opérateur de croisement, la mutation est souvent considérée comme secondaire ayant pour rôle de restaurer des informations génétique perdues. Par exemple, si tous chromosomes d'une population convergente vers un 0 à un emplacement donne, l'opérateur de croisement ne pourra pas faire apparaître le 1, par contre il est possible que l'opérateur de mutation le fasse.

III-5-4 Critère d'arrêt:

Comme dans tout algorithme itératif, il faut définir un critère d'arrêt. Celui-ci peut être formulé de différentes façons parmi les quelles nous pouvons citer:

- ✓ Arrêt de l'algorithme lorsque le résultat atteint une solution satisfaisante.
- ✓ Arrêt s'il n'y a d'amélioration pendant un certain nombre de générations.
- ✓ Arrêt si un certain nombre de générations est dépassé.

III-6 Réglage des paramètres d'un AG :

L'élaboration d'un algorithme génétique nécessite le réglage de certains paramètres. Ce réglage a une influence sur la convergence de l'algorithme génétique et les résultats obtenus. Cependant, il n'existe pas de règle spécifique pour ajuster les paramètres d'un AG, t ils sont souvent choisis de manière empirique. Quelque remarques sont alors à soulever [08]:

- ✓ **Probabilité de croisement:** la probabilité de croisement a une influence considérable sur la vitesse de convergence d'un algorithme génétique. Plus elle est grand et plus elle favorise la recombinaison des individus tout en favorisant de tomber dans un optimum local. Les valeurs classiques pour ce paramètre varient 0.6 à 0.95.
- ✓ **Probabilité de mutation:** elle doit être assez faible par rapport à celle du croisement de manière à ne pas perturber l'évolution de l'algorithme. Une valeur élevée transformera l'algorithme en une recherche aléatoire, alors qu'une valeur très faible rendra impossible l'extraction des optimums locaux. Les valeurs classique pour ce paramètre varient de 0.001 à 0.2.
- ✓ **Taille de la population:** augmenter la taille de la population permet d'augmenter sa diversité et réduit la probabilité d'une convergence prématurée vers les régions optimales de l'espace de recherche.

III-7 Les étapes de calcul de l'AG :

Etape1: Introduction de toutes les données

Introduire tous les données concernant le réseau électrique tel que les résistances, les réactances, les angles, les tensions et les limites des puissances des générateurs, ainsi que les données de l'AG comme le nombre de population et de l'itération, la probabilité de croisement et de mutation, nombre de bit.

Etape2: Initialisation

La création de la population initiale qui contient les valeurs des puissances délivrées par chaque générateur (P_{gi}), donc chaque puissance P_{gi} a une valeur limite supérieure et une valeur limite inférieure $P_{gi \min}$ (contrainte d'inégalité), ainsi que la somme algébrique de tous les puissances générés égale à la puissance demandée (contrainte d'égalité).

Etape3: En considération des pertes dans les lignes

La mise en œuvre du programme de N-R pour calculer les pertes dans les lignes, alors on trouve une autre population.

Etape4: Evaluation

Chaque élément de la population de l'étape 3 sera placé à la fonction objectif afin de calculer le coût de chaque individu. La fonction sélective (fitness) est donnée par la relation suivante:

$$\text{Fitness} = F_{\min} / F(x)$$

Etape5: Application des mécanismes de l'AG

Sélection : c'est le choix des individus en fonction de leur fitness.

Croisement : c'est le mélange des bagages génétiques.

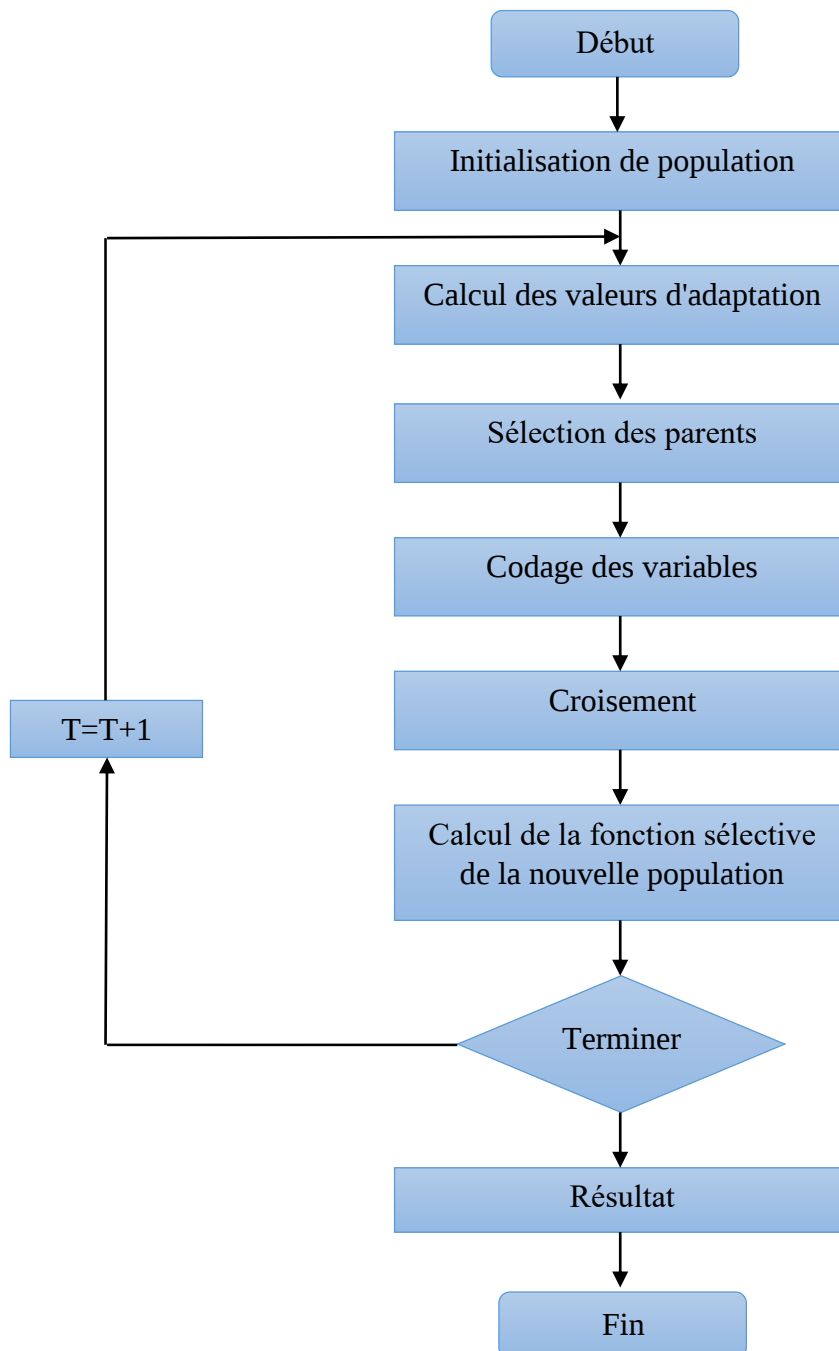
Mutation : le bagage génétique est modifié abruptement.

Etape6: Evaluation des nouveaux individus.**Etape7:** Critère d'arrêt

Si iter = itermax : la solution optimale.

Si non : remplacement des anciens individus et retour vers l'étape 3.

III-8 Organigramme de l'AG [08] :

*Figure III-8 : Organigramme de l'algorithme génétique*

III-9 Les avantages des algorithmes génétiques [08] :

A noter qu'en des qualités des algorithmes génétiques est une recherche balançant efficacement entre l'exploitation des résultats obtenus et l'exploration hasardeuse de nouveaux candidats, parmi les principaux avantages des algorithmes génétiques, nous pouvons signaler:

1. La recherche d'un optimum s'effectue à partir d'une population et non d'un point unique. Ce parallélisme implicite permet de proposer plusieurs solutions différentes en fin d'exécution.
2. Il n'est pas nécessaire de savoir formaliser le problème. Seul l'évaluation de la solution doit pouvoir être faite.

Les algorithmes génétiques utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, ce qui permet de s'extraire des optima locaux.

III-10 Conclusion :

Les algorithmes génétiques constituent actuellement un sujet de recherche important dans le cadre de l'optimisation et de la recherche opérationnelle, qui utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, ce qui permet de s'extraire des optima locaux.

Dans ce chapitre nous avons présenté en détail les mécanismes d'un algorithme génétique, ce dernier fournit des solutions optimales à l'aide des mécanismes de sélection, de croisement et de mutation comme le montre la figure (III.6). Ils sont applicables pour nombreux problèmes, dont le problème de l'optimisation de l'écoulement de puissance. Néanmoins, les algorithmes génétiques semblent être une technique efficace pour résoudre un grand nombre de problèmes dont la combinatoire rend difficile l'application des méthodes mathématiques classiques.

Dans le chapitre qui suit on donne un exemple d'application des algorithmes génétiques sur l'écoulement de puissance optimal.

CHAPITRE IV

APPLICATION ET SIMULATION

IV-1 INTRODUCTION

IV-2 L'OBJECTIF DE CHAPITER

IV-3 TEST DE L'ALGORITHEM GENETIQUE

IV-3-1 RESEAU TEST DE 6 JEUX DE BARRES

IV-3-2 RESEAU 25 JEUX DE BARRES

IV-3-3 RESEAU 30 JEUX DE BARRES

IV-4 CONCLUSION

IV-1 Introduction :

La puissance croissant des ordinateurs a permis d'aborder puis de résoudre complètement des problèmes liés au réseaux électrique de plus en plus nombreux et de plus en plus difficiles, par leur complexité propre et par le nombre des information à traiter.

Pour résoudre ces problèmes, on utilise la méthode d'algorithme génétique à codage binaire.

Les AG ont été programmées en MATLAB 7. Et exécutés sur un PC 2.3 GHz avec un Intel Core i5 et une Rame 6.00 GB. Dans ce chapitre, on va tester l'application de l'écoulement de puissance optimale (OPF) par la méthode d'algorithme génétique sur des réseaux électrique de test de moyennes et grandes tailles. Les résultats obtenus vont être comparés avec la méthode classique NR et la méthode d'optimisation Lambda.

IV-2 L'objectif de chapitre :

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à trouver la répartition des puissances sur les générateurs du réseau afin d'obtenir la puissance demandée sans tenir en compte le coût de production c.- à. -d

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d$$

Mais Le problème de l'écoulement de puissance optimal consiste à trouver le minimum de la fonction objective suivante :

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i \cdot P_{gi} + \gamma_i \cdot P_{gi}^2)$$

Chaque puissance active générée P_{gi} est limitée par une limite inférieure $P_{gi(min)}$ est une limite supérieure $P_{gi(max)}$

$$P_{gi\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi\max}$$

IV-3 Test de l'algorithme Génétique :

Dans cette partie, on va appliquer l'algorithme génétique d'optimisation à l'écoulement de puissance, et voir l'avantage de cet algorithme par rapport à celui de l'écoulement de puissance de Newton-Raphson. Ensuite on va procéder à des comparaisons avec la méthode lagrangien.

Paramètres A-G :

Le code représenté par le format binaire est d'une longueur 16 bits pour chaque générateur. Les probabilités de mutation est 0.05. Le tableau IV-1 montre les paramètres de l'AG utilisés pour cette simulation

Le tableau IV-2 dressé ci-après montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par l'algorithme génétique et celle de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson.

N de JDB	Newton Raphson		Lambda		Algorithme génétique	
	Module	Angle	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000
2	1.0500	-3.6712	1.0500	-0.4316	1.0500	-0.5056
3	1.0700	-4.2733	1.0700	-0.7009	1.0700	-0.6290
4	0.9894	-4.1958	0.9869	-2.0476	0.9870	-2.0892
5	0.9854	-5.2764	0.9846	-2.7954	0.9846	-2.7956
6	1.0044	-5.9475	1.0046	-2.6471	1.0046	-2.6259

Tableau IV-3 : Tensions du réseau électrique à 6 J.B.

Il est clair d'après le tableau IV-3 que les pertes de puissance actives ont diminué après l'optimisation. Le coût total des puissances actives est de **3192.38** \$/hr en utilisant l'écoulement de puissance N-R alors qu'il n'est que de **3126.60** \$/hr en utilisant l'AG, ce qui résulte en un gain de **65.78** \$/hr. On peut conclure par conséquent que l'algorithme génétique avait planifié les puissances actives des générateurs pour minimiser le coût des kilowattheures. On remarque aussi une amélioration dans les valeurs des tensions et angles de phase des différents jeux de barres.

La valeur des pertes de puissance activées qui réside dans le réseau vaut **7.8755** MW en utilisant la méthode de Newton-Raphson pour le problème de l'écoulement de puissance alors qu'elle n'est que de **6.6990** MW dans le cas de l'AG. ce qui résulte en un gain de **1.1765** \$/hr. On peut alors déduire que la planification adéquate des générateurs a aussi minimisé les pertes totales du système, ce qui à une amélioration considérable de l'efficacité de production de transport.

JDB	P_g		
	NR	Lambda	AG
1	107.8700	51.11550	51.03560
2	50.00000	92.60770	89.23580
3	60.00000	74.99230	76.42480
Puissance totale générée	217.8755	216.7155	216.6991
Puissance totale demandée	210.0000	210.0000	210.0000
Pertes totales de puissance	7.875500	6.715500	6.699000
Coût de production (\$/h)	3192.380	3127.270	3126.600

Tableau IV-4 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.D.B.

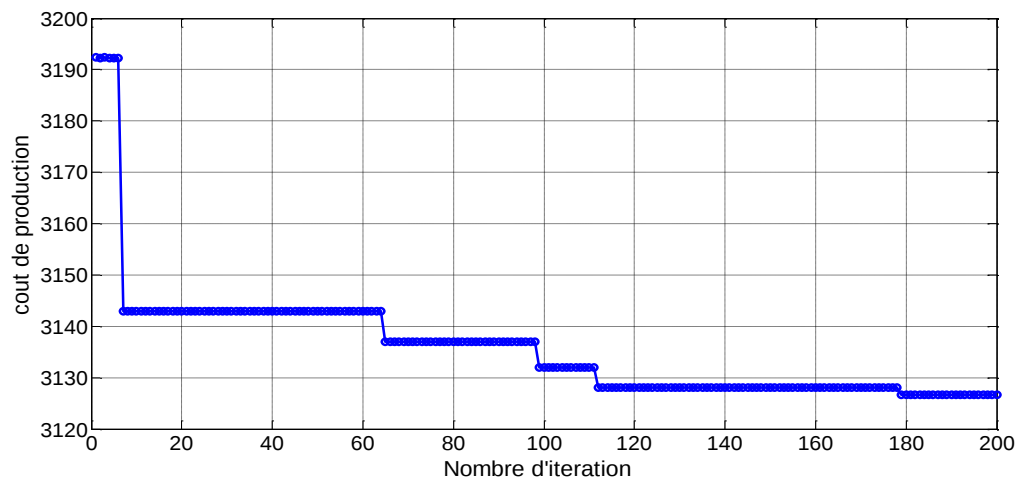


Figure IV-2 : Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 6 J.D.B par AG

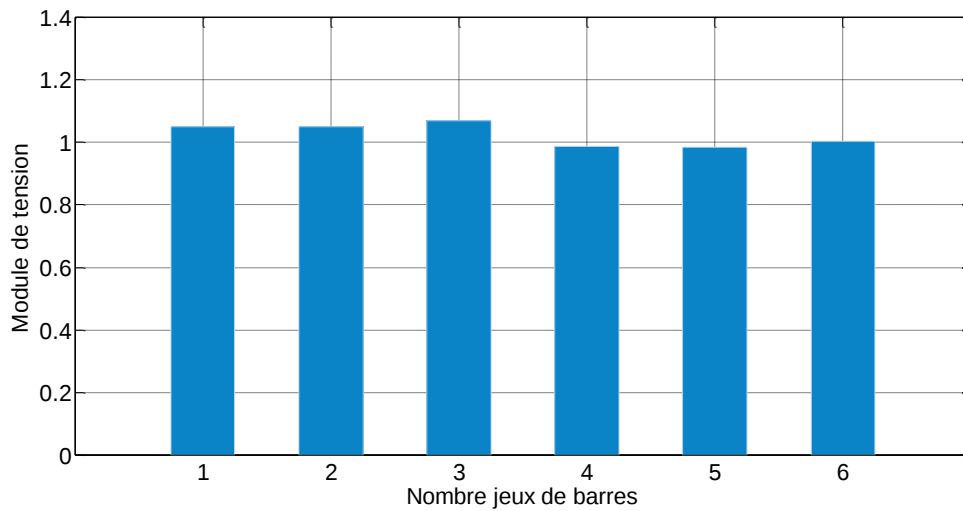


Figure IV-3 : Modules des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG

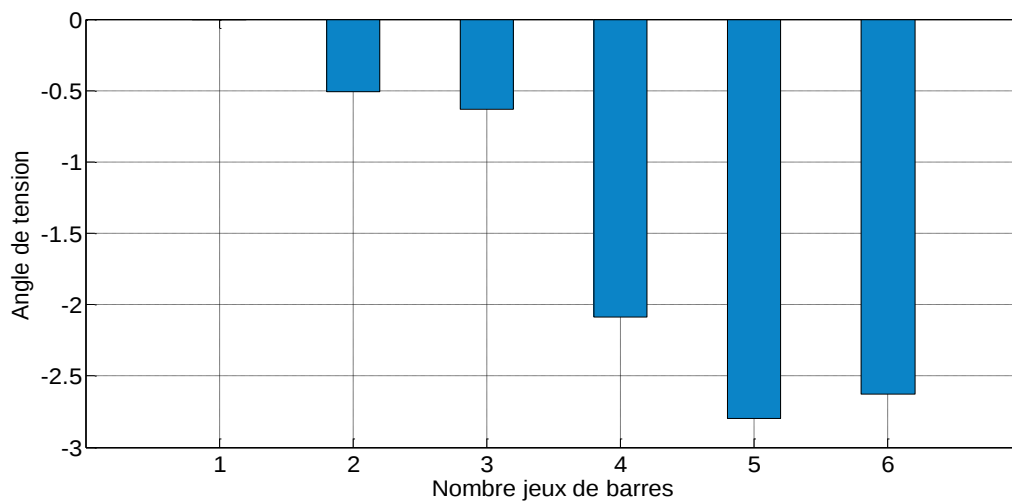


Figure IV-4 : Angles des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG

IV-3-2 Réseau 25 jeux de barres :

Ce réseau est de moyenne taille caractérisés par leurs charges électriques qui sont nombreuses et distance des centres de production d'énergie.

Il est constituée de 25 jeux de barres, 35 lignes de transport, 5 nœuds de générateur se sont respectivement 1,2,3,4,5 et 24 charge ou la puissance totale demandée vaut 530 MW.

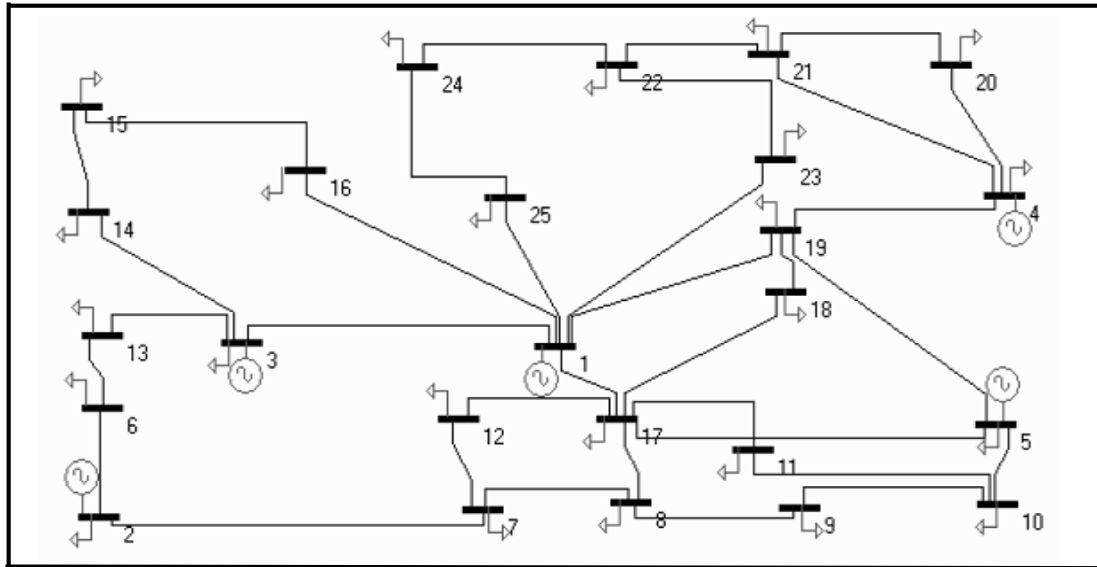


Figure IV-5 : Schéma unifilaire du réseau électrique à 25 jeux de barres.

Les limites des puissances générées (en MW et MVAR) ainsi que Les coefficients de la fonction Quadratique de coût sont donnés dans le tableau IV-5.

J.D.B	P_{gi}		Q_{gi}		Coefficients de coût		
	limite min (MW)	limite max (MW)	limite min (MVAR)	limite max (MVAR)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MWhr)	α (\$/hr)
1	100	300	150	250	0.0015	1.80	40
2	80	150	-80	150	0.0030	1.70	60
3	80	200	-80	150	0.0012	2.10	100
4	20	100	-80	150	0.0080	2.00	25
5	100	300	-80	150	0.0010	1.90	120

Tableau IV-5 : Les données des fonctions de coût des 5 générateurs du réseau 25 bus

Convergence de l'Algorithme Génétique :

La figure IV-6 montre les meilleures valeurs sélectives pour chaque génération. Nous remarquons une amélioration de la population est très rapide au début et devient de plus en plus lente à mesure que le temps passe. L'optimum a été obtenu après quelle que secondes pour les 300 générations. L'influence selon de la taille de la population 50 et 80, nous montre une grande amélioration de la fonction coût avec l'augmentation de la taille de la population, mais elle génère une augmentation du temps d'exécution.

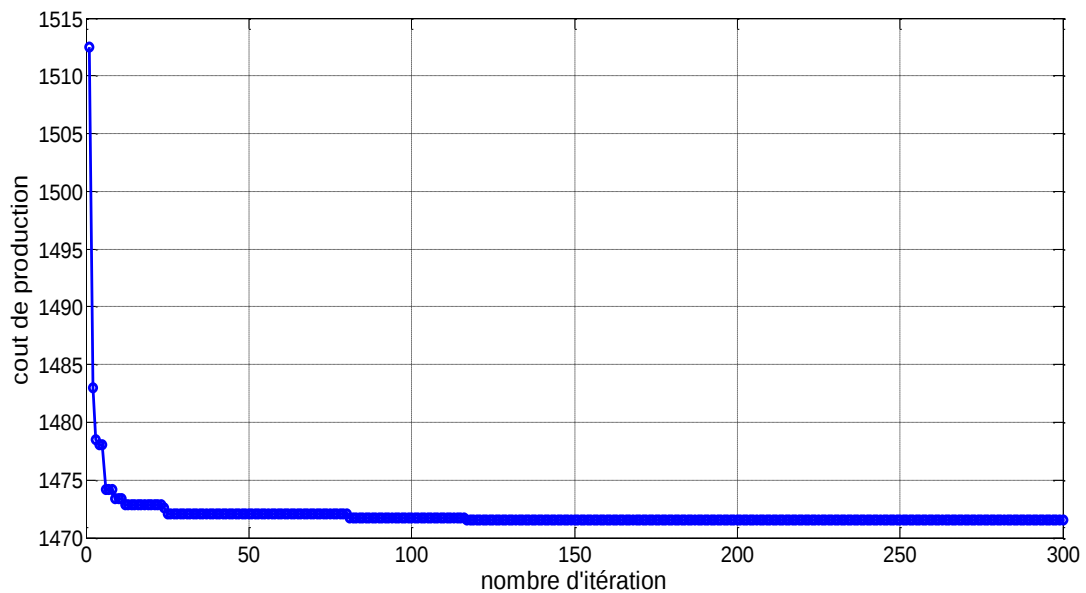


Figure IV-6 : Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire.

Le tableau IV-6 montre le module et la phase des tensions après la convergence des algorithmes NR et AG avec algorithmes LG Les résultats énergétiques et économiques figurent dans le tableau IV-7.

D'après le tableau IV-6 on remarque que les tensions avant et après optimisation n'ont pas beaucoup changé, et ils sont dans leurs limites admissibles (entre 0.90 p.u et 1.10 p.u) figure IV-7. Par contre, les phases des tensions ont changé. Cela s'explique par le fort couplage qui existe entre les phases des tensions et les puissances actives du système électrique.

N de JDB	Newton Raphson		lambda		Algorithme génétique	
	Module	Angle	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0200	0.0000	1.0200	0.0000	1.0200	0.0000
2	1.0000	13.5558	1.0000	6.9126	1.0000	2.2229
3	1.0000	6.5962	1.0000	-0.5911	1.0000	-0.6997
4	1.0000	2.2322	1.0000	-3.5112	1.0000	-0.9947
5	1.0000	7.4680	1.0000	2.6058	1.0000	3.1824
6	0.9802	7.4548	0.9803	0.5060	0.9791	-1.6135
7	0.9913	5.7528	0.9912	-0.2760	0.9817	0.5601
8	0.9939	3.9060	0.9933	-1.9111	0.9884	-1.5596
9	1.0026	2.6911	1.0005	-2.3174	0.9985	-1.7988
10	1.0171	3.3125	1.0156	-1.5168	1.0149	-0.9593
11	1.0081	2.4218	1.0053	-2.1240	1.0052	-1.5251
12	0.9929	3.7334	0.9914	-1.3684	0.9863	-0.7678
13	0.9790	6.5416	0.9791	-0.4841	0.9783	-1.9551
14	0.9549	-2.0256	0.9540	-5.1428	0.9436	-5.0967
15	0.9570	-3.0916	0.9605	-5.2968	0.9419	-5.1956
16	0.9727	-2.9055	0.9758	-4.3260	0.9546	-4.1297
17	0.9952	2.5282	0.9912	-1.7181	0.9918	-1.0785
18	0.9928	1.5845	0.9809	-2.8474	0.9921	-1.7489
19	1.0094	2.4203	0.9894	-2.1725	1.0117	-0.0637
20	0.9854	0.4420	0.9859	-4.6834	0.9860	-2.6687
21	0.9769	-0.0611	0.9778	-4.1741	0.9783	-2.9820
22	0.9752	-2.4024	0.9755	-5.5007	0.9762	-4.6006
23	0.9983	-2.2684	0.9994	-3.3774	0.9994	-3.0539
24	0.9740	-5.0039	0.9752	-6.9962	0.9754	-6.4138
25	0.9772	-5.0257	0.9781	-6.4100	0.9783	-6.0040

Tableau IV-6 : Tensions du réseau électrique à 25 J.D.B

Les résultats obtenus par AG sont comparés avec ceux trouvés par la méthode Newton Raphson et avec la méthode d'optimisation AG.

JDB	P_g		
	NR	Lambda	AG
1	45.770	160.1571	150.3691
2	100.00	95.77220	84.64390
3	150.00	80.00000	82.50800
4	50.000	20.00000	30.05680
5	200.00	187.3167	193.7598
Puissance totale générée	545.77	543.2460	541.3376
Puissance totale demandée	530.00	530.0000	530.0000
Pertes totales de puissance	15.7715	13.24600	11.44990
Coût de production (\$/h)	1512.50	1471.957	1469.4

Tableau IV-7 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 25 J.D.B.

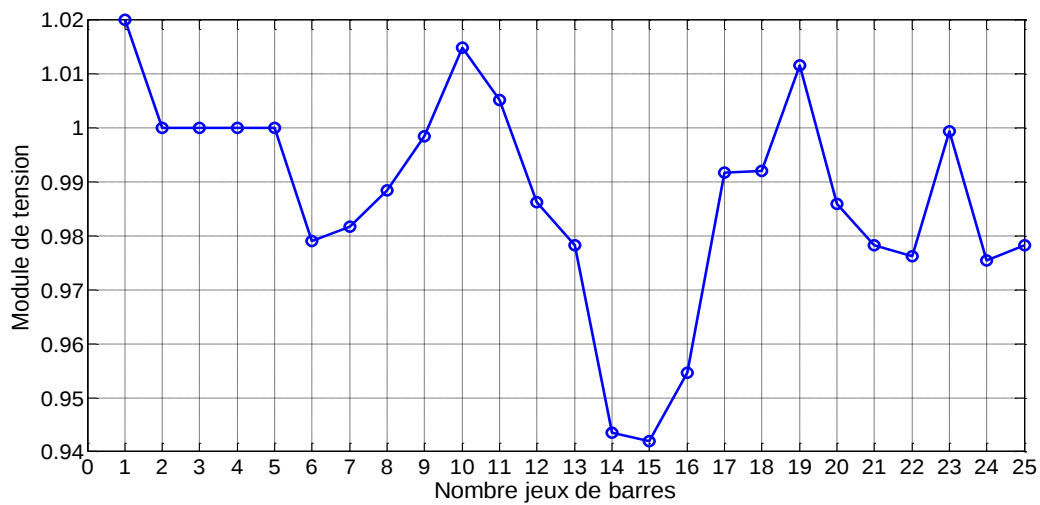


Figure IV-7 : Modules des tensions du réseau électrique à 25 J.D.B par AG

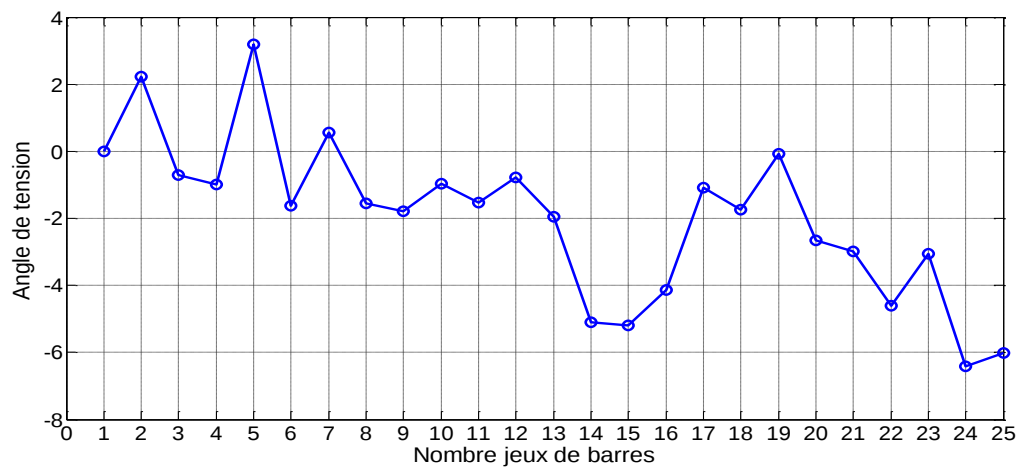


Figure IV-8 : Angles des tensions du réseau électrique à 25 J.D.B par AG

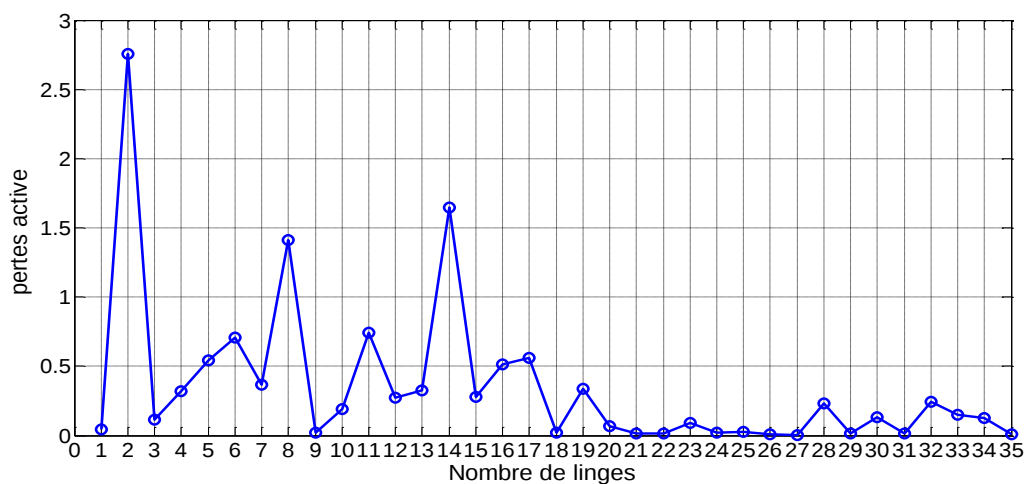


Figure IV-9 : les pertes actives du réseau électrique à 25 J.D.B par AG.

D'après le tableau VI-7 on peut faire les remarques suivantes :

- Toutes les puissances générées sont dans leurs limites admissibles **Figure IV-3**.
- Le coût de production de la puissance active a baissé considérablement après convergence de l'algorithme génétique **1512.50 \$/h** contre **1469.4 \$/h**, soit un gain financier de **43.1 \$/h (-2.85 %)**.
- En plus du gain financier apporté par l'algorithme génétique de l'optimisation, les pertes totales de puissance active ont aussi fortement diminuées de **4.3216MW (-27.40%)**.

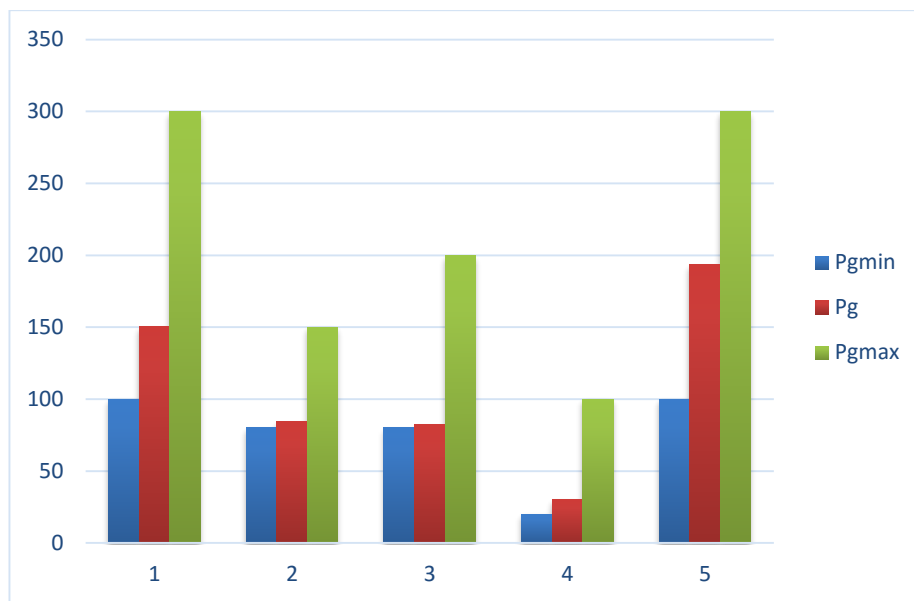


Figure IV-10 : Puissances actives générées du réseau électrique à 25 J.D.B par AG

IV-3-3 Réseau 30 jeux de barres :

Le troisième test est accompli sur un réseau électrique, Constitué de 30 jeux de barres, 41 lignes électriques, 6 générateurs, et 20 charges, puissance demandée pour ce réseau test vaut 283.4 MW [8].

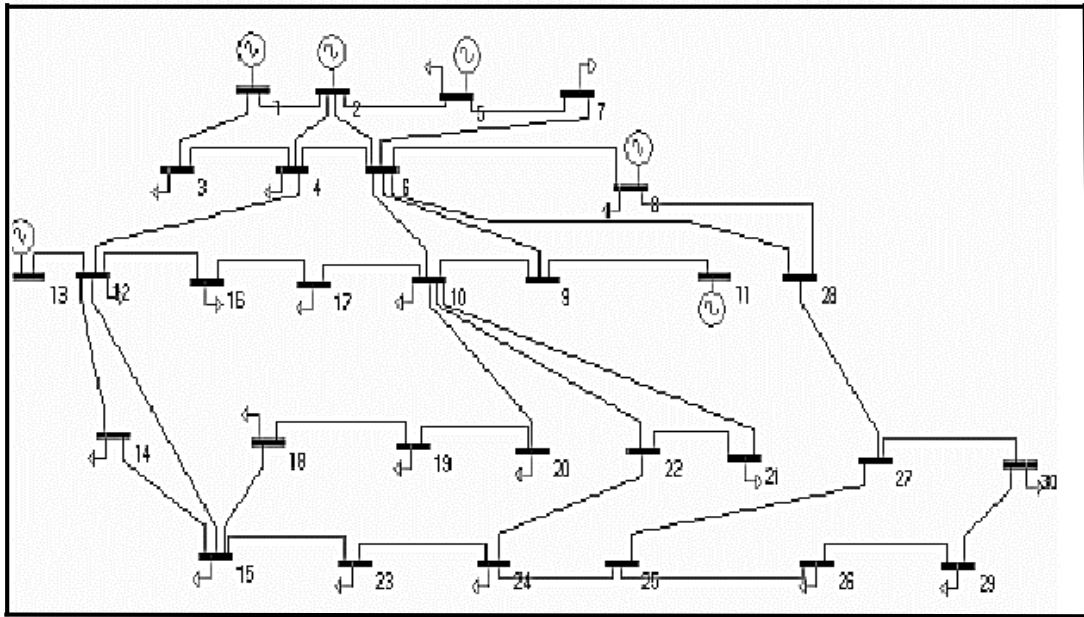


Figure IV-11 : Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres.

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives et réactives des six générateurs sont donnés dans le tableau IV8

J.D.B	P_{gi}		Q_{gi}		Coefficients de coût		
	limite min (MW)	limite max (MW)	limite min (MVAR)	limite max (MVAR)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MWhr)	α (\$/hr)
1	50	200	-150.0	250	0.00375	2.00	0
2	20	80	-40.00	50	0.01750	1.75	0
5	15	50	-40.00	40	0.06250	1.00	0
8	10	35	-30.00	40	0.00830	3.25	0
11	10	30	-30.00	00	0.02500	3.00	0
13	12	40	-6.000	24	0.02500	3.00	0

Tableau IV-8 : Les données des fonctions de coût des 6 générateurs du réseau 30 bus

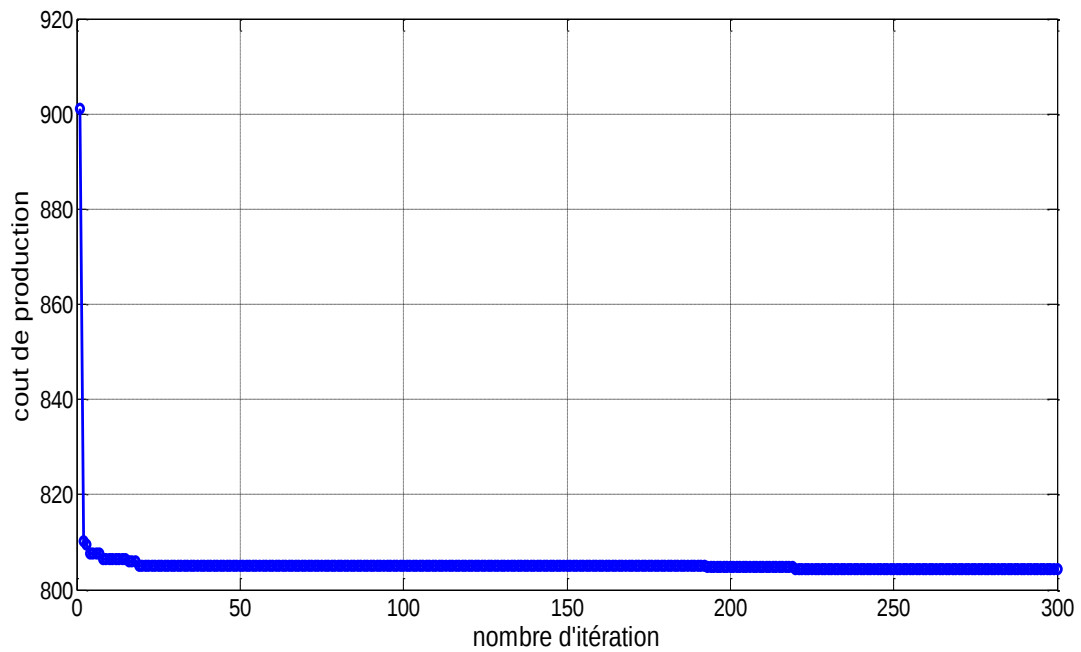
Convergence de l'Algorithme Génétique :

Figure IV-12 : Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire.

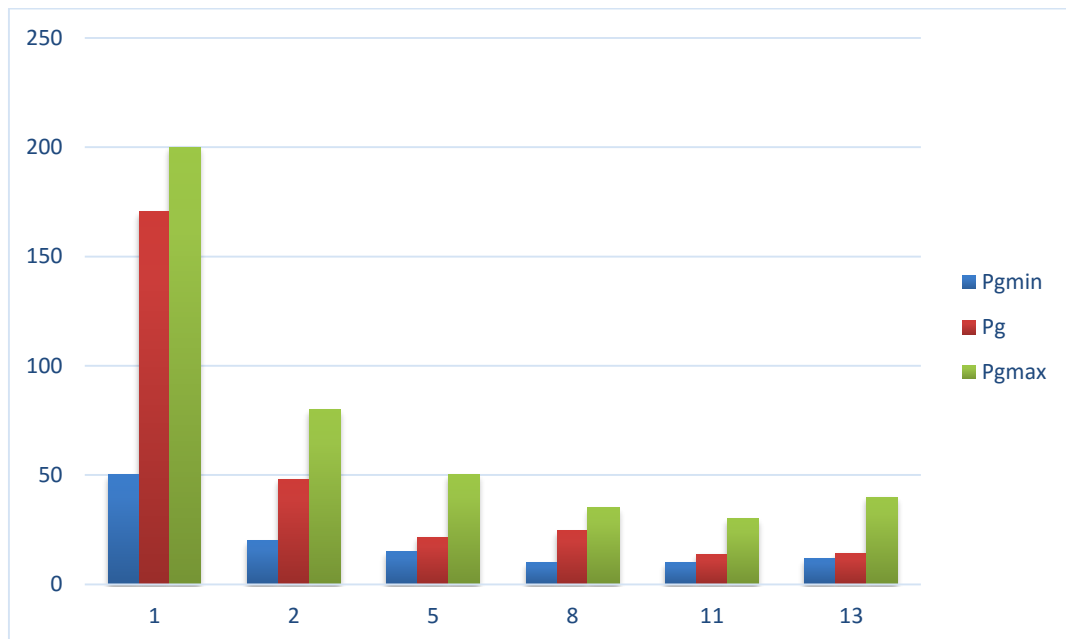


Figure IV-13 : Puissances actives générées du réseau électrique à 30 J.D.B par AG

N de JDB	Newton Raphson		Lambda		Algorithme génétique	
	Module	Angle	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0600	0.00000	1.0600	0.0000	1.0600	0.0000
2	1.0470	-3.77040	1.0430	-4.0816	1.0470	-3.6438
3	1.0343	-5.62760	1.0389	-6.4411	1.0323	-5.5745
4	1.0281	-6.79300	1.0351	-7.7515	1.0279	-6.7254
5	1.0200	-10.5871	1.0100	-11.1214	1.0200	-10.3277
6	1.0248	-7.84180	1.0252	-8.8763	1.0253	-7.7591
7	1.0151	-9.45070	1.0123	-10.3125	1.0149	-9.2894
8	1.0290	-8.06290	1.0100	-9.1152	1.0290	-8.0801
9	1.0221	-9.87980	1.0586	-10.9927	1.0222	-9.7418
10	1.0019	-11.8180	1.0613	-12.6247	1.0018	-11.6589
11	1.0600	-8.35200	1.0820	-9.9422	1.0600	-8.1992
12	1.0251	-11.3393	1.0990	-12.2776	1.0255	-11.0601
13	1.0600	-10.4535	1.1522	-11.5174	1.0600	-10.0070
14	1.0080	-12.2744	1.0904	-13.3206	1.0083	-12.0089
15	1.0019	-12.3021	1.0836	-13.3609	1.0019	-12.0404
16	1.0079	-11.8272	1.0809	-12.7769	1.0082	-11.6056
17	0.9983	-12.0315	1.0638	-12.8892	0.9984	-11.8581
18	0.9893	-12.8888	1.0738	-13.9867	0.9892	-12.6626
19	0.9850	-13.0299	1.0672	-14.0846	0.9852	-12.8312
20	0.9885	-12.7831	1.0665	-13.8089	0.9885	-12.5932
21	0.9893	-12.2754	1.0553	-13.1557	0.9893	-12.1601
22	0.9897	-12.2694	1.0566	-13.1677	0.9909	-12.0874
23	0.9875	-12.6302	1.0716	-13.7817	0.9877	-12.3954
24	0.9769	-12.7048	1.0552	-13.8219	0.9775	-12.5104
25	0.9809	-12.6339	1.0600	-13.8116	0.9811	-12.4866
26	0.9625	-13.0859	1.0549	-14.6119	0.9629	-12.9445
27	0.9924	-12.2989	1.0585	-13.1876	0.9925	-12.1820
28	1.0212	-8.30160	1.0254	-9.4844	1.0214	-8.2353
29	0.9718	-13.6194	1.0537	-14.7411	0.9719	-13.5023
30	0.9600	-14.5472	1.0445	-15.5802	0.9601	-14.4300

Tableau IV-9 : Tensions du réseau électrique à 30 J.D.B

L est clair d'après le *tableau IV-9* que les contraintes de sécurité pour les modules et phases de tension, sont dans leurs limites admissibles. Aucune tension des jeux de barre de charge, n'a pris une valeur au dessous de la valeur minimum de 0.90 pu *figure VI-14* Les phases des tensions des jeux de barres sont comprises entre le minimum de -14.43° et le maximum de 0.0° *figure VI-15* [9].

Comme montré dans le *tableau IV-10*, le coût de production de la puissance active a été réduit de **-10.63%** après optimisation par l'algorithme génétique, avec un gain financier de **96.233 \$/h**. Malgré que les pertes de puissance active ont augmentées après l'optimisation, mais le gain financier reste le plus significatif [9].

JDB	P_g		
	NR	Lambda	AG
1	98.7407	193.0588	170.6044
2	80.0000	48.4159	48.1711
5	50.0000	19.5564	21.5804
8	20.0000	11.7202	24.3437
11	20.0000	10.0000	13.8897
13	20.0000	12.0000	14.2699
Puissance totale générée	288.7407	294.7513	292.8592
Puissance totale demandée	283.4000	283.4000	283.4000
Pertes totales de puissance	5.340700	11.35130	9.459200
Coût de production (\$/h)	900.6128	805.2812	804.3790

Tableau IV-10 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.B.

D'après la convergence des algorithmes d'optimisation AG on remarque que les tensions avant et après optimisation n'ont pas beaucoup changé. Par ce que une petite variation dans la puissance active au J.d.B, le module de la tension au J.d.B ne varie pas d'une façon appréciable.

$$[\Delta Q] = [J_4][\Delta V] \quad (IV-01)$$

Ils sont dans leurs limites admissibles entre 0.90 pu et 1.10 pu. Sont d'un minimum de **0.9601 pu**. et d'un maximum de **1.0600 pu** *figure IV-14* .

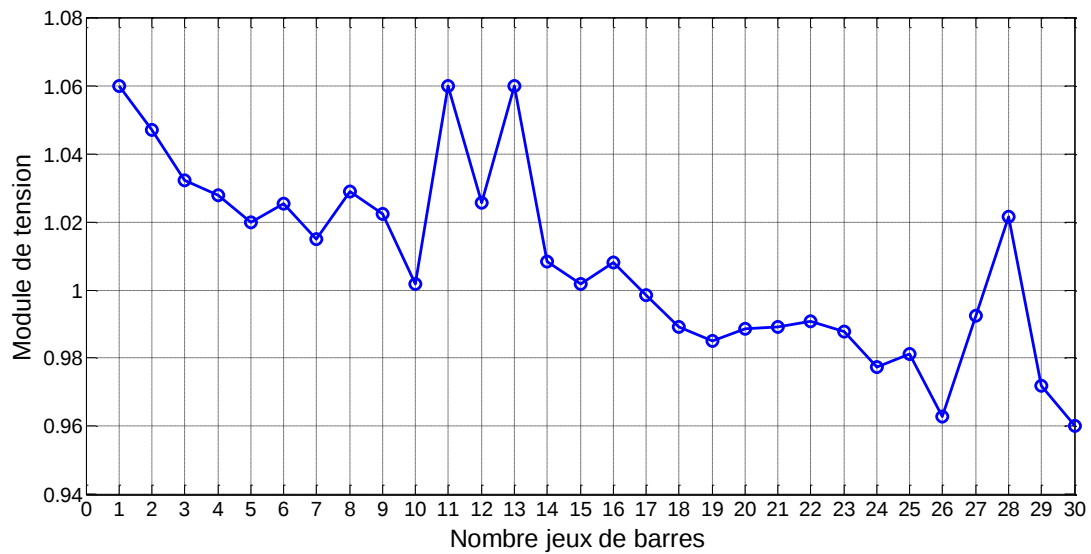


Figure IV-14 : Modules des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.

Par contre, les phases des tensions ont changé. Cela s'explique par le fort couplage qui existe entre les phases des tensions et les puissances actives du système électrique. Les angles des tensions sont d'un minimum et d'un maximum de -14.4300° et de 0.0° respectivement figure IV-15 [9].

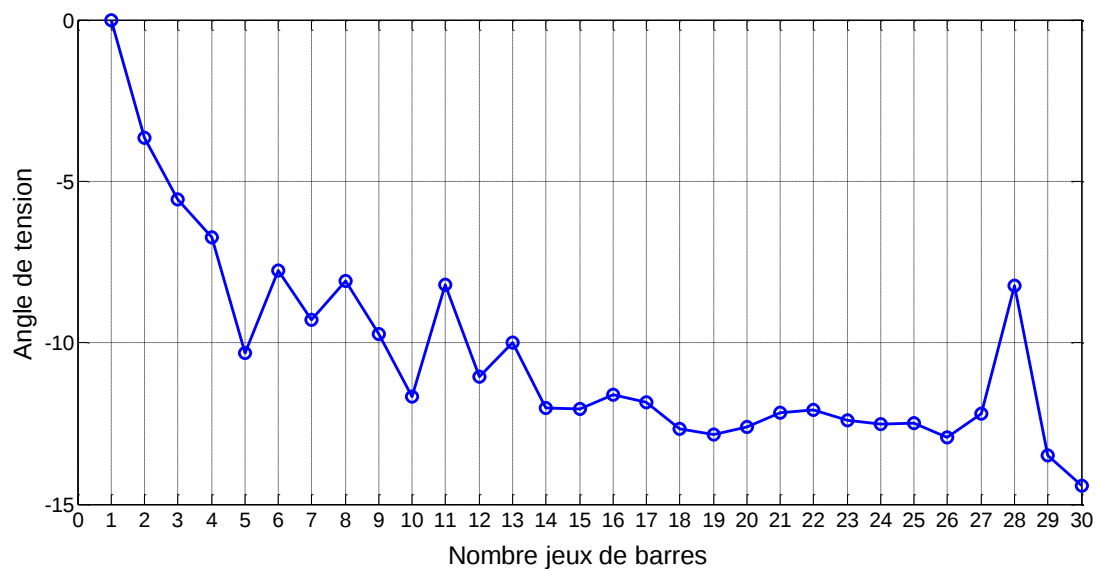


Figure IV-15 : Angles des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.

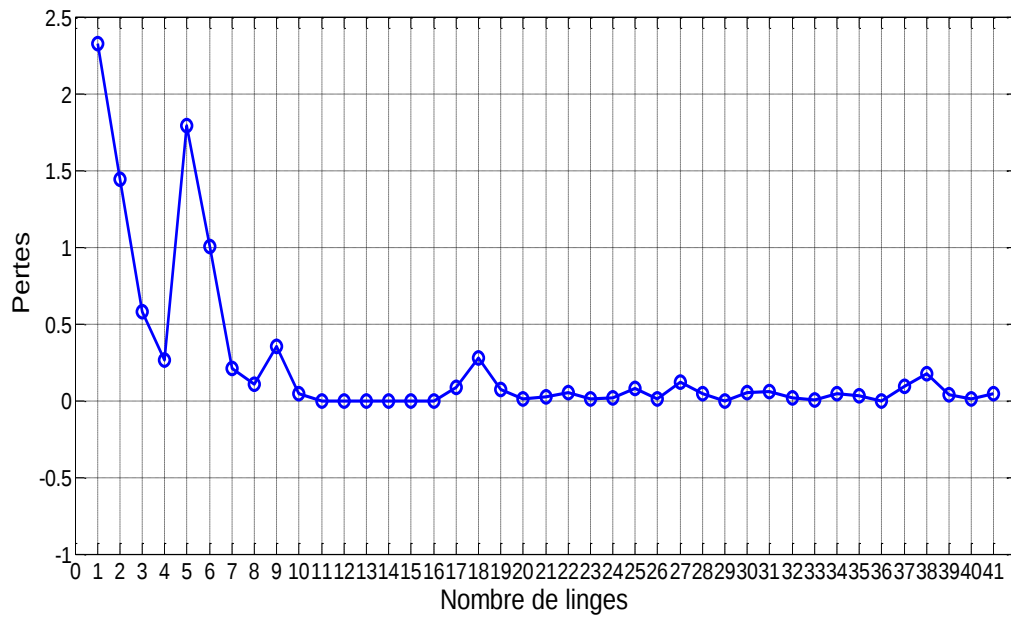


Figure IV-16 : les pertes actives du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.

IV-4 Conclusion :

Les algorithmes génétiques (AG) présentent un fort potentiel d'application pratique. Le choix du type de codage des individus reste l'un des problèmes des algorithmes génétiques, c'est très difficile de trouver un bon codage adapté à la structure du problème.

Les résultats trouvés par un codage binaire sont acceptables mais le temps de calcul est assez important, par contre le codage réel a donné des résultats satisfaisants avec un temps de calcul raisonnable, pour cette raison on a l'intérêt à utiliser la représentation réelle de l'individu lorsque les paramètres du problème à résoudre ont de grandes valeurs et nécessitent une grande précision.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion générale

L'objectif de cette mémoire, on a présenté la formulation du problème et la répartition optimale de puissance dans les réseaux électriques. Les méthodes classiques proposées ont été testées sur des réseaux électriques à moyenne échelle, dont les résultats ont été validés. Les algorithmes génétiques constituent une famille d'algorithmes heuristiques permettant de rechercher l'optimum ou un quasi-optimum des fonctions objectives, sur lesquelles il n'est besoin de faire aucune hypothèse particulière, notamment en ce qui concerne leur dérivabilité.

L'efficacité de la recherche d'optimum effectuée par les algorithmes génétiques permet d'envisager le traitement du problème de complexité non polynomiale de taille important en un temps raisonnable.

Enfin perspective, nous proposons d'optimiser d'autres fonctions objectives importantes, comme la puissance réactive et les émissions des gaz toxiques dans l'atmosphère.

Références Bibliographique

[01]: **HAIMOUR RACHIDA**, "contrôle de puissance réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique", mémoire pour l'obtention du diplôme de magister en électrotechnique, ENSET- ORAN 2008-2009

[02]: **Pr. JEAN-LOUIS LILIEN**, "transport et distribution de l'énergie électrique", manuel de travaux pratiques, université de liège faculté des sciences appliquées, 1999-2000.

[03]: **GACEM ABDELMALEK**, "utilisation des méthodes d'optimisations métaheuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques", mémoire présenté pour obtenir le diplôme de magister en électrotechnique 2010.

[04]: **GACEM ABDELMALEK, ZEKKOUR FARHAT FETHI, DEBBECHE MOHAMMED**, "l'application de la méthode Newton-Raphson à l'écoulement de puissance dans système électrique", mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de ingénieur d'état en génie électrique.

[05]: **MENNAI MED LAID, ZINE ELHABIB, KHELIEL NACER-EDDINE**, "dispatching économique optimale des réseaux électriques", mémoire de fin d'étude présenté pour l'obtention du diplôme de licence académique, 2008-2009.

[06]: **ABOUB HANIA, MAAMIR MADIHA**, "étude de la répartition économique des puissance dans les réseaux électriques par les algorithmes génétiques", mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, 2009-2010.

[07]: **BELILA KHALED, MEHDA LOURABI, BOUKHCHACHE ZAKARIA**, "Calcul d'écoulement des puissances dans un réseau électrique parla méthode Newton-Raphson ", Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de Licence académique, 2013/2014.

[08]: **FRIDJAT ZINEDDINE, TAMMA MOHAMMED ELHADI**, "Application des algorithmes génétique à l'optimisation de la production énergie active dans réseau électrique ", Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de MASTER académique, 2013/2014.

[09]: **YOUMBAI YACINE, LAICHE YUCEF, FADHEL MOHAMMED CHAOUKI**, "Optimisation de la répartition des puissances dans ls réseaux électriques par l'utilisation des les algorithme génétique ", Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de ingénieur d'etat en génie électrique, 2009/2010.

Réseau électrique à 6 jeux de barres :**Tableau A.1:** données des lignes et des transformateurs du réseau électrique à 6 J.d.B

De J.B	à J.B	r <i>pu</i>	x <i>pu</i>	b/2 <i>pu</i>
1	2	0.1000	0.2000	0.0200
1	4	0.0500	0.2000	0.0200
1	5	0.0800	0.3000	0.0300
2	3	0.0500	0.2500	0.0300
2	4	0.0500	0.1000	0.0100
2	5	0.1000	0.3000	0.0200
2	6	0.0700	0.2000	0.0250
3	5	0.1200	0.2600	0.0250
3	6	0.0200	0.1000	0.1000
4	5	0.2000	0.4000	0.4000
5	6	0.1000	0.3000	0.3000

Tableau A.2: données des jeux de barres du réseau électrique à 6 J.d.B

J.d.B	Type	$P_d (Mw)$	$Q_d (M \text{ var})$	V(p.u)	θ (dégré)
1	Ref	00.00	00.00	1.05	0.00
2	PV	00.00	00.00	1.05	0.00
3	PV	00.00	00.00	1.07	0.00
4	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00
5	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00
6	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00

Tableau A.3: données des générateurs du réseau électrique à 6 J.d.B

J.d.B	Pg (Mw)	Qg (Mw)	Qgmax (Mvar)	Qgmin (Mvar)	Pgmax (Mw)	Pgmin (Mw)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MW ² hr)	α (\$/hr)
1	00	0.000	300.00	-300.0	200.0	50.0	0.005300	11.700	231.1
2	50	0.000	300.00	-300.0	150.0	37.5	0.008900	10.330	200.0
3	60	0.000	300.00	-300.0	180.0	45.0	0.007400	10.830	240.0

Réseaux électrique à 25 jeux de barres:

Tableau B.1: données des lignes et des transformateurs du réseau 25 J.d.B

De J.B	à J.B	r <i>pu</i>	x <i>pu</i>	b/2 <i>pu</i>
1	3	0.0720	0.2786	0.0179
1	16	0.0720	0.1379	0.0337
1	17	0.1012	0.2799	0.0144
1	19	0.1407	0.0097	0.0379
1	23	0.1015	0.2245	0.0873
1	25	0.0759	0.3593	0.0186
2	6	0.0617	0.2935	0.0155
2	7	0.0511	0.0442	0.0175
3	8	0.0579	0.2763	0.0185
3	13	0.0564	0.1478	0.0185
3	14	0.1183	0.3573	0.0113
4	19	0.0196	0.0514	0.0220
4	20	0.0382	0.1007	0.0588
5	21	0.0970	0.2547	0.00577
5	10	0.0497	0.2372	0.1335
5	17	0.0144	0.1269	0.0140
5	19	0.0929	0.2442	0.0140
6	13	0.0263	0.0691	0.0040
7	8	0.0529	0.1465	0.0078
7	12	0.0364	0.1736	0.0110
8	9	0.0387	0.1847	0.0118
9	17	0.0407	0.2075	0.0118
9	10	0.0970	0.2091	0.0900
10	11	0.0890	0.2859	0.0137
11	17	0.1068	0.2807	0.0161
12	17	0.0460	0.2196	0.0139
14	15	0.0281	0.0764	0.0044
15	16	0.0256	0.0673	0.0148
17	18	0.0806	0.2119	0.0122
18	19	0.0872	0.2294	0.0132
20	21	0.0615	0.1613	0.0354
21	22	0.0414	0.1087	0.0238
22	23	0.2250	0.3559	0.0169
22	24	0.0970	0.2595	0.0567
24	25	0.0472	0.1458	0.0317

Tableau B.2: données des jeux de barres du réseau électrique 25 J.d.B

J.d.B	Type	P_d	Q_d	V	θ
		(MW)	(Mvar)	(pu)	(dégré)
1	Ref	00.00	00.00	1.02	0.0
2	PV	10.00	3.000	1.00	0.0
3	PV	50.00	17.00	1.00	0.0
4	PV	30.00	10.00	1.00	0.0
5	PV	25.00	8.000	1.00	0.0
6	PQ	15.00	5.000	1.00	0.0
7	PQ	15.00	5.000	1.00	0.0
8	PQ	25.00	00.00	1.00	0.0
9	PQ	15.00	5.000	1.00	0.0
10	PQ	15.00	5.000	1.00	0.0
11	PQ	5.000	00.00	1.00	0.0
12	PQ	10.00	00.00	1.00	0.0
13	PQ	25.00	8.000	1.00	0.0
14	PQ	20.00	7.000	1.00	0.0
15	PQ	30.00	10.00	1.00	0.0
16	PQ	30.00	10.00	1.00	0.0
17	PQ	60.00	20.00	1.00	0.0
18	PQ	15.00	5.000	1.00	0.0
19	PQ	15.00	5.000	1.00	0.0
20	PQ	25.00	8.000	1.00	0.0
21	PQ	20.00	7.000	1.00	0.0
22	PQ	20.00	7.000	1.00	0.0
23	PQ	15.00	7.000	1.00	0.0
24	PQ	15.00	5.000	1.00	0.0
25	PQ	25.00	8.000	1.00	0.0

Tableau B.3: données des générateurs du réseau 25 J.d.B

J.d.B	Pg	Qg	Qgmax	Qgmin	Pgmax	Pgmin	γ	β	α
	(Mw)	(Mw)	(Mvar)	(Mvar)	(Mw)	(Mw)	(\$/MW ² hr)	(\$/MW ² hr)	(\$/hr)
1	0	0	250	-150	300	100	0.0015	1.80	40
2	100	17	150	-80	150	80	0.0030	1.70	60
3	150	4	150	-80	200	80	0.0012	2.10	100
4	50	-4	150	-80	100	20	0.0080	2.00	25
5	200	-47	150	-80	300	100	0.0010	1.90	120

Réseaux électrique à 30 jeux de barres:

Tableau C.1: données des lignes et des transformateurs du réseau 30 J.d.B

De J.B	à J.B	r <i>pu</i>	x <i>pu</i>	b/2 <i>pu</i>
1	2	0.02	0.06	0.03
1	3	0.05	0.19	0.02
2	4	0.06	0.17	0.02
3	4	0.01	0.04	0.00
2	5	0.05	0.20	0.02
2	6	0.06	0.18	0.02
4	6	0.01	0.04	0.00
5	7	0.05	0.12	0.01
6	7	0.03	0.08	0.01
6	8	0.01	0.04	0.00
6	9	0.00	0.21	0.00
6	10	0.00	0.56	0.00
9	11	0.00	0.21	0.00
9	10	0.00	0.11	0.00
4	12	0.00	0.26	0.00
12	13	0.00	0.14	0.00
12	14	0.12	0.26	0.00
12	15	0.07	0.13	0.00
12	16	0.09	0.20	0.00
14	15	0.22	0.20	0.00
16	17	0.08	0.19	0.00
15	18	0.11	0.22	0.00
18	19	0.06	0.13	0.00
19	20	0.03	0.07	0.00
10	20	0.09	0.21	0.00
10	17	0.03	0.08	0.00
10	21	0.03	0.07	0.00
10	22	0.07	0.15	0.00
21	22	0.01	0.02	0.00
15	23	0.10	0.20	0.00
22	24	0.12	0.18	0.00
23	24	0.13	0.27	0.00
24	25	0.19	0.33	0.00
25	26	0.25	0.38	0.00
25	27	0.11	0.21	0.00
28	27	0.00	0.40	0.00
27	29	0.22	0.42	0.00
27	30	0.32	0.60	0.00
29	30	0.24	0.45	0.00
8	28	0.06	0.20	0.02
6	28	0.02	0.06	0.01

Tableau C.2: données des jeux de barres du réseau électrique 30 J.d.B

J.d.B	Type	P_d	Q_d	V	θ
		(MW)	(Mvar)	(pu)	(dégré)
1	Ref	0.000	0.00	1.060	0.0
2	PV	21.70	12.7	1.043	0.0
3	PQ	2.400	1.20	1.000	0.0
4	PQ	7.600	1.60	1.000	0.0
5	PV	94.20	19.0	1.010	0.0
6	PQ	0.000	0.00	1.000	0.0
7	PQ	22.80	10.9	1.000	0.0
8	PV	30.00	30.0	1.010	0.0
9	PQ	0.000	0.00	1.000	0.0
10	PQ	5.800	12.0	1.000	0.0
11	PV	0.000	0.00	1.082	0.0
12	PQ	11.20	7.50	1.000	0.0
13	PV	0.000	0.00	1.071	0.0
14	PQ	6.200	1.60	1.000	0.0
15	PQ	8.200	2.50	1.000	0.0
16	PQ	3.500	1.80	1.000	0.0
17	PQ	9.000	5.80	1.000	0.0
18	PQ	3.200	0.90	1.000	0.0
19	PQ	9.500	3.40	1.000	0.0
20	PQ	2.200	0.70	1.000	0.0
21	PQ	17.50	11.2	1.000	0.0
22	PQ	0.000	0.00	1.000	0.0
23	PQ	3.200	1.60	1.000	0.0
24	PQ	8.700	6.70	1.000	0.0
25	PQ	0.000	0.00	1.000	0.0
26	PQ	3.500	2.30	1.000	0.0
27	PQ	0.000	0.00	1.000	0.0
28	PQ	0.000	0.00	1.000	0.0
29	PQ	2.400	0.90	1.000	0.0
30	PQ	10.60	1.90	1.000	0.0

Tableau C.3: données des générateurs du réseau 30 J.d.B

J.d.B	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pgmax	Pgmin	γ	β	α
	(Mw)	(Mw)	(Mvar)	(Mvar)	(Mw)	(Mw)	(\$/MW ² hr)	(\$/MW ² hr)	(\$/hr)
1	00	00	-150	250	200	50	0.00375	2.00	0
2	80	00	-40	50	80	20	0.01750	1.75	0
5	50	00	-40	40	50	15	0.06250	1.00	0
8	20	00	-30	40	35	10	0.00830	3.25	0
11	20	00	-00	00	30	10	0.02500	3.00	0
13	20	00	-6	24	40	12	0.02500	3.00	0