République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Centre Universitaire d'El-Oued

Institut de Sciences Technologies

Département de Génie Électrique

Mémoire de fin d'Etude en vue de l'Obtention du Diplôme de :

Master Académique en Génie Électrique

Option : Réseaux Electriques

THEME

REPARTITION OPTIMAL DES PUISSANCES ACTIVES D'UN RESEAU ELECTRIQUE UTILISENT LES ALGORITHMES GENETIQUES

Proposé et dirigé par :

Mr. LABBI YACINE

Présenté par :

-Zeghib Abdelmalek

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2010/2011

SOMMAIRE

- Résumé
- Remerciements
- sommaire……..……..…..I
- Liste des Figures…..……..…..V
- Liste de tableaux ……..……...……VII
- Liste des symboles et Acronymes ……...……...……VII

INTRODUCTION GÉNÉRALE ……...……...1

CHAPITRE I
l'Ecoulement de Puissance et le Dispatching Economique

I.1. l'Ecoulement de Puissance:……...5

I.1.1 Introduction:……..5

I-1.1.1. L'objectif l'écoulement de puissance: …….…….....5

I-2-1 Définition et formulation de problème……..…….....5

I-2-2 But de l'étude de l'écoulement de puissance……..…….....5

I.1.2 Modélisation des éléments du réseau électrique:…..... …….....6

I.1.2.1 Générateur de puissance: ……..……..…….……..……..6

I.1.2.2 Ligne de transport:……..…….....….....7

I.1.2.3 Transformateur de puissance:……...…….....8

I.1.2.4 Charge électrique::……..…….....8

I.1.2.4 Charge électrique::……..…….....9

I.1.3.Classification des jeux de barre:.....9

I.1.3.1. Jeu de barre de référence :……..….....9

I.1.3.2. Jeu de barres de générations (contrôle)…….. …..……..10

I-4-3 Jeu de barres de charges ……..…….....10

I.1.4. Les équations de l'écoulement de puissance:…….....10

I.1.5 .Transits et pertes de puissance du ligne de transport :……..... 11

I.1.6.Les méthodes de résolution du problème:……..... 12

I-7-1 La méthode itérative de GAUSS-SEIDEL……...…….....13

I-7-1-1 Principe……...…….....13

I-7-1-2 Application de G-S aux les équations de l'écoulement de puissance……..... .13

I-7-2 La méthode itérative de NEWTON-RAPHSON……...……14

I-7-2-1 Principe……..…...….....14

I-7-2- 2 Application de N-R aux les équations de l'écoulement de puissance…..……...16

I-2.2. Le Dispatching Economique……..…….....19

I.1.1 Introduction:……..…….…19

I-2-1 Définition du dispatching économique optimal ……..…….....19

I-2-2 L'objectif du dispatching économique optimal …….....…….…...19

I-2.3.Généralités sur le dispatching économique optimal ..….....……...….…….19

I-3-1 la fonction du coût ……..……..…….....……..19

I-3-2 Le coût incrémental…….…….....…….……20

I-3-3 les contraints……..…….....……..…..21

I-3-3-1 les contraints d'égalité…….....……..……..21

I-3-3-2 les contraints d'inégalités…….....…..…….22

I.2.4.Les méthodes de résolution du problème de L'D.E.O :.....…22

I-4-1-1 Méthode analytique de lagrangien ……..…….....…….....22

I-4-1-2 la méthode graphique …….…….....…...…..... 25

I-4-2 Dispatching économique avec pertes ……..…….....…….....…27

I-4-2-1 Calcule les pertes ……..…….....…….....…27

I-4-2-2 Incrémentation des Pertes de Transmission …….....…..… .28

I-4-2-3 La résolution du problème……28

I.3.Conclusion …….…….....……..33

CHAPITRE II

les Algorithmes Génétiques

II-1 Algorithme Génétique…….……...…….35

II. 1. 1 Introduction ……...……....35

II. 1.2 Définition ::……...……..35

II. 1.3 Principe……..……..…..35

II.1.4 Applications……..……..…..……..36

II.2 Présentation des algorithmes génétiques ……..…..…..……..37

II.2.1 Fonction d'évaluation et fonction fitness …….…….....38

II.2.2 Codage et décodage des variables……..……..…….....…39

II.2.3 Sélection des parents …….…….…….…….....40

II.2.4 La recombinaison génétique ……..…….....…42

II.2.4.1Croisement …….…….....42

II.1.2.4. Mutation :…….....44

II.2.5 critères d'arrêt……..…….....45

II.3. Réglage des paramètres d'un AG..…….....……..…….....46

II.4.Avantages des Algorithmes génétiques …….....47

II.5. Inconvénients des Algorithmes génétiques…….…….…….....47

II.6. Exemple de d'application…….....47

II.7. conclusion…….....49

CHAPITRE III

les applications de l' AG aux réseaux électriques

III.1 Introduction …… …….....……..51

III.2 L'objectif de chapitre …….....……..51

III.3 Test de l'AG …….....52

III.3.1 Le réseau test de 9 jeux de barres.……..……..…….....52

III.3.2 le réseau test de 25 jeux de barres…….....57

III.3.3Réseau test de 30 jeux de barres……..…….…….…….……64

III.3.4 le réseau test d'ouest d'algérien…….....69

III.3.4.1Le premier cas (considération de pertes constantes) …….…….....70

III.3.4.2 Le deuxième cas (considération des pertes variables par les coefficients B)…....71

III.4 CONCLUSION……..……..…….…….....73

CONCLUSION GENERALE……..…….....74

REFERENCES BEBLIOGRAPHIQUES…….....…....75

L'ANNEXE……...…77

Résumé

Les problèmes d'optimisation en électrotechnique présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur (recherche d'une solution globale, fiabilité et précision de la solution, diversité des problèmes traités, temps de calculs raisonnable, ...), aux caractéristiques du problème d'optimisation (non linéarité, dérivées difficilement accessibles, ...) et au temps de calculs importants. La résolution de telles difficultés a fait l'objet de nombreux travaux en utilisant diverses méthodes d'optimisation. Habituellement, le calcul de la répartition optimale, au niveau d'un réseau électrique, emploi des techniques de programmation mathématiques standard.par fois ces techniques ne sont pas convenables, Notre travail est consacré sur la recherche de solution optimale capable de résoudre d'une manière robuste, flexible et rapide le problème de la répartition économique des puissances actives par le développement des algorithmes génétiques. Donc, nous allons optimiser la fonction non linéaire du coût de combustible nécessaire pour la production de l'énergie électrique sous certaines contraintes de type égalité et inégalité et déterminer les puissances actives et réactives à générer en utilisant les algorithmes génétiques.

Remerciement

*En premier lieu, nous tenons à remercier «**DIEU**» qui nous avons 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: LABBI Yacine , d'avoir nous bien suivi et dirigé notre travail et de nous faire profités de son savoir, ainsi que leur conseils, et pour toute l'aide, les remarques constructive qui nous ont permis d'améliorer ce travail, et qui grâce a lui nous avons pus réaliser nos objectif.

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

Liste des Symboles et Acronymes

Xs	La réactance synchrone
$\|V_i\|$	Module de la tension du jeu de barre i .
θ_i	Phase de la tension du jeu de barre i .
$\mathbf{Y_{ij}}$	Eléments complexes de la matrice admittance
δ_{ij}	l'argument de l'élément Y(i ,j) de la matrice admittance.
p_i	Puissance Active nette injectée au jeu de barre i.
Q_i	Puissance Réactive nette injectée au jeu de barre i.
S_{ij} **et** S_{ji}	les puissances apparentes qui transitent par le ligne (i, j).
n	Nombre de Jdb
Jdb	Jeu de barre
C_{tot}	Le coût total de la production
α, β et γ ou $\mathbf{a_i,b_i,c_i}$	Les coefficients constants propres du centrale
$\frac{dC_i}{dP_{gi}}$	Le **coût** incrémental du i-ème générateur (CI)
$\mathbf{P_{gi}}$	La puissance produit par le centrale i
$\mathbf{P_{gi\ min}}$	Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale i
$\mathbf{P_{gimax}}$	Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i.
$\mathbf{P_d}$	La puissance totale demandée
$\mathbf{P_L}$	Les pertes de transport énergie électrique
ng	Nombre des générateurs
$H(P_{gi})$	La contrainte d'égalité
λ	le multiplicateur de Lagrange
L()	la fonction de Lagrange
C_i	Le coût du production de centrale i
Bij,Bio* et *Boo	coefficients de pertes (constantes réelles).

$\frac{\partial P_L}{\partial p_{gi}}$	l'incrémentation des pertes de transmission (ITL)
Bij, Bio* et *Boo	coefficients de pertes (constantes réelles).
$\frac{\partial P_L}{\partial p_{gi}}$	l'incrémentation des pertes de transmission (ITL)
f_i	facteur de pénalité
$\Delta\lambda$	La variation de λ
ΔP_{ng}	La variation de la puissance générée
ΔP_d	La variation de la puissance demandée
Cp	le coefficient de participation d'énergie
e	L'erreur de calcule
N-R	Newton-Raphson
G-S	Gauss-Seidel
OPF	Optimal power flow (Ecoulement de Puissance Optimal)
D.E.O	Dispatching Economique Optimal.
Q-N	Quesi-Newton
PSO	Optimisation des particules swarm
LF_OPF	Formule des pertes
AG	L'algorithme génétique
P_c	probabilité de croisement
P_m	probabilité de mutation.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 :	les résultats de G-S et N-R aux réseaux 9Jdb et 30Jdb ……....	16
Tableau II.1 :	les donnés des trois centrale …….....	26
Tableau II.2 :	les résultats de programmation en Matlab d'exemple …….....	34
Tableau II.3 :	les coefficients de coûts et les limites de puissances des générateurs d'exemple…….....	40
Tableau IV.1 :	comparaison entre l'AG et la méthode classique de Lagrangien.....	63
Tableau IV.2 :	La comparaison des tensions et leurs angles par N_R et notre AG...…	65
Tableau IV.3 :	comparaison des résultats techno-économiques entre NR , PSO et notre AG…….…...	64
Tableau IV.4 :	Comparaison des résultats de L' AG par N-R, LF_OPF, QN_OPF, SLP_OPF …….....	69
Tableau IV.5 :	La comparaison des tensions et leurs angles entre N_R et notre AG	70
Tableau IV.6 :	Comparaison entre l'AG et Lagrange ……..…….....	72
Tableau IV.7 :	comparaison de l'AG par les méthodes classiques N-R et *QN-OPF*	76
Tableau IV.8 :	Comparaison de notre AG par les méthodes d'optimisation GA-OPF, EP-OPF et ACO-OPF.....	77
Tableau IV.9 :	Comparaison des résultats obtenus de l' AG du réseau ouest algérien(perte constante)……..…….	80
TableauIV.10 :	Comparaison des résultats obtenus du réseau ouest algérien(pertes variables).....	81

Introduction générale

Depuis longtemps l'électricité a occupée une classe très importante dans la civilisation moderne. Alors des grands projets ont été conçus et étudiés dans ce domaine pour adopter ce type d'énergie aux différents besoins de notre vie quotidienne, c'est pour ça un grand nombre de mathématiciens, d'informaticiens et d'ingénieurs ont consacré des années de leur carrière à étudier les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance aux systèmes électriques.

Le système électrique comprend des sites de production (centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques, ou production décentralisée : éoliennes, petite hydraulique, cogénération…),et des lieux de consommation (communes, entreprises…), reliés par le réseau électrique (transport et distribution).

Le développement technologique a contribué à une augmentation de la consommation d'énergie qui a eu pour conséquence un accroissement des puissances à générer et à transporter. Pour résoudre le problème de l'acheminement de la puissance disponible sur les lieux de consommation, il est nécessaire de déterminer le niveau de production de chaque groupe , de façon que le coût de production de la puissance (fondamentalement le coût du carburant) soit minimal. Ce problème est connu sous le nom « **Dispatching Economique Optimal** ».

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.

Il y trois niveaux dans l'acheminement de l'énergie électrique : le transport, la répartition et la distribution, beaucoup de facteurs attribués au succès du fonctionnement du système de puissance. Un de ces facteurs les plus importants est le prix de l'électricité. Ce dernier est influencé par trois facteurs : le coût de production, les coûts de transport et le coûts de la distribution. Les coûts de production représentent le coût pour produire l'électricité à la source. Les coûts de transport représentent le coût pour transporter l'électricité par lignes à haut-tension du lieu du production jusqu'aux distributeurs. Les coûts de distribution sont les

coûts pour acheminer de l'électricité de faible tension jusqu'aux utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels.

L'énergie électrique joue un rôle très important dans la société moderne d'aujourd'hui. Elle est produite en même temps qu'elle est consommée; donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. Il faut, donc, ajuster les puissances active et réactive des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût minimal. Cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance.

Beaucoup d'algorithmes d'OPF ont été développés pour de nombreuses applications afin d'optimiser divers objectifs avec de contraintes qui doivent être satisfaites. Chacun d'eux a ses propres caractéristiques favorables, telles que le temps de la solution et les propriétés de la convergence. Par conséquent, le choix des techniques d'optimisation utilisées dépend des problèmes confrontés. Il existe des méthodes classiques basées sur l'information de la fonction coût, et/ou de ses première et deuxième dérivées. L'inconvénient de ces méthodes est le risque de converger vers un optimum local surtout si la fonction objective est non- linéaire ou bien ses dérivées sont difficiles à calculer. Les algorithmes génétiques sont alors proposés comme une alternative à ces méthodes classiques. Ils sont utilisés pour l'étude d'une variété de problèmes dans les systèmes de production et de transport de puissance électrique.

Les algorithmes génétiques ont la propre aptitude au calcul parallèle et le pouvoir de traiter les fonctions objectives non régulières, discontinues et non différentiables, ainsi que la recherche dans une région incertaine et compliquée pour trouver un point proche de l'optimum global.

Le but de notre travail est en le traitement du problème de dispatching économique optimal et en particulier l'étude et application des Algorithmes Génétiques pour résoudre ce problème.

La première Chpitre1: contient des généralités sur l'écoulement de puissance et les méthodes de calcule G-S et N-R et on expose la formulation de problème de l'écoulement de puissances. ainsi que l'étude théorique générale sur le dispatching économique et les méthodes de résolution classiques de ce genre de problème pour les deux cas : sans pertes et avec pertes.

La deuxième Chapitre: fournit une initiation de base sur l'algorithme génétiques.

Le troisième chapitre: expose des simulations sur des systèmes génériques de 9,12, 25 et 30 jeux de barres et aussi le réseau ouest d'algérien de 12 Jdb. Les résultats obtenus sont aussi analysés.

I.1. l'Ecoulement de Puissance:

I.1.1 Introduction:

L'étude de l'écoulement de puissance consiste essentiellement à déterminer les caractéristiques de l'état de fonctionnement du système de puissance génération / transmission pour un ensemble de nœuds donné. Le calcule de l'écoulement de puissance, est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau, ainsi que les courants, les puissances transitant dans les lignes et les pertes, pour cela un grand nombre de mathématiciens, d'informaticiens et d'ingénieurs ont consacré des années de leur carrière à étudier les méthode de calcule de l'écoulement de puissance dont, Les premières méthodes itératives sont la méthode de Gauss Seidel et la méthode de Newton-Raphson en 1974 qui seront étudiés dans ce chapitre.

I.1.1.1. L'objectif l'écoulement de puissance:

L'objectif principale de l'écoulement de puissance est de déterminer les conditions de fonctionnement d'un réseau électrique, avec des paramètres donnés pour ce réseau(paramètres des lignes, puissances actives et réactives demandées,…etc.). afin planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux [1], [2].

I.1.1.2. Définition et formulation de problème :

Nous avons une série de charges à alimenter à partir de générateurs. Tous sont dispersés et reliés entre eux par un réseau de liaison maillé. Les capacités de production des différents générateurs étant connues, comment calculer l'état électrique complet du réseau, c'est à dire les courants, tensions et puissances ?

Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (***écoulement des puissances*** ou ***load flow*** ou encore ***power flow***) [4].

I.1.1.3 .But d'étude de l'écoulement de puissance : [9]

L'étude de la répartition de charge permet :

- L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.

- La précise des valeurs limites de la stabilité technique, pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau.
- 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 permettent d'améliorer la qualité d'énergie fournit en tension et fréquence.
- La planification des réseaux (étude prévisionnelle répandant à la demande des usagers dans l'avenir).

.I.1.2 Modélisation des éléments du réseau électrique :

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 l'PF sont ceux qui sont exposés à des hautes tensions et à des forts courants, à savoir : générateurs de puissance (machine synchrone), charges électriques, lignes de transports, transformateurs de puissances et compensateurs statiques. [11]

I.1.2.1 Générateur de puissance:

A partir d'une énergie mécanique, l'alternateur crée une énergie électrique. Le rotor est constitué d'un circuit magnétique qui fourni un champ magnétique constant. Ce rotor tourne à l'intérieur d'un stator composé de 3 bobines. Lorsque le champ magnétique fixe passe devant une bobine, il induit des courants à l'intérieur de celle-ci. Pour chaque bobine, ce courant induit crée une différence de potentiel qui est une des tensions délivrées par l'alternateur.

L'alternateur absorbe une puissance mécanique qu'il transforme en puissance électrique :

- ✓ la puissance utile, mais une partie de la puissance mécanique est perdue en cours de transformation, ceci est du à la constitution de l'alternateur.

- ✓ Un Générateur est représenté par une source de tension qui injecte au niveau du nœud auquel il est connecté une puissance active P_G et réactive Q_G .

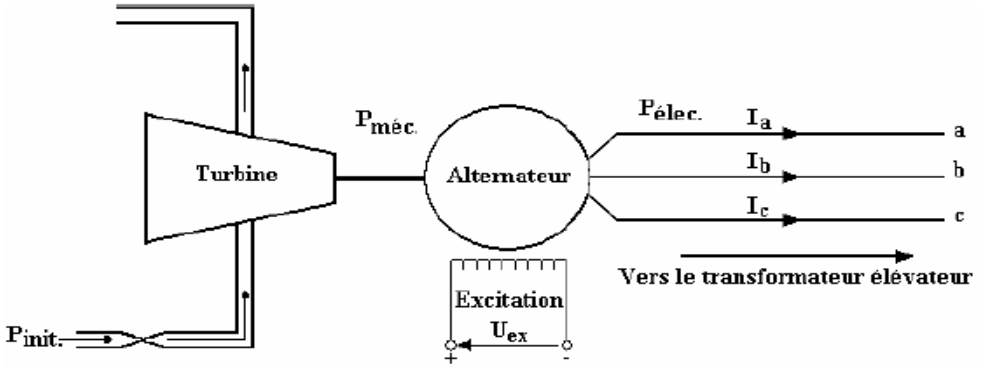


Figure I.1 *Schéma d'un générateur de puissance*

I.1.2.2 Ligne de transport:

Une ligne peut être considérée comme une série de circuit à constantes réparties uniformément sur toute sa longueur. Ces circuits sont composés d'une infinité d'éléments identiques constitués ,d'une inductance linéique, et d'une résistance linéique, dans le sens longitudinal, qui donnent naissance à de chutes de tension , une conductance linéique et une capacité linéique dans le sens transversale. Le schéma équivalent en Π d'une ligne est représenté par la figure (I.2).[9]

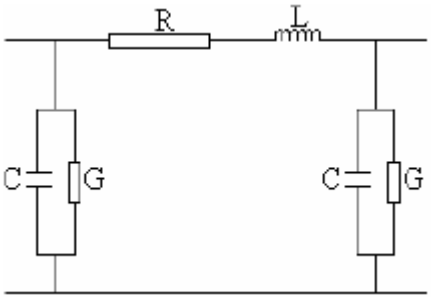


Figure I.2 *Schéma unifilaire d'une ligne*

I.1.2.3 Transformateur de puissance:

Nous définissons deux types de transformateurs, à savoir : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charges et le transformateur déphaseur de la puissance active. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviation et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance du réseau.

La figure (I.3) présente le schéma phase-étoile équivalent d'un transformateur triphasé symétrique à changeur de prises de charge et/ou déphaseur. Les différentes impédances $\boldsymbol{Z}$ (traduisant les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire) et Y_{cap} (qui traduit l'impédance à vide) sont extraits des données des constructeurs. La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées pour moitié au primaire et pour l'autre moitié au secondaire. Le paramètre tij symbolise le rapport du régleur de tension en charge (les tensions sont exprimées en per unit de chaque coté du transformateur, tij est donc proche de 1 pour des tensions proches des tensions nominales). Le paramètre α_{ij} symbolise le déphasage du déphaseur de la puissance active.

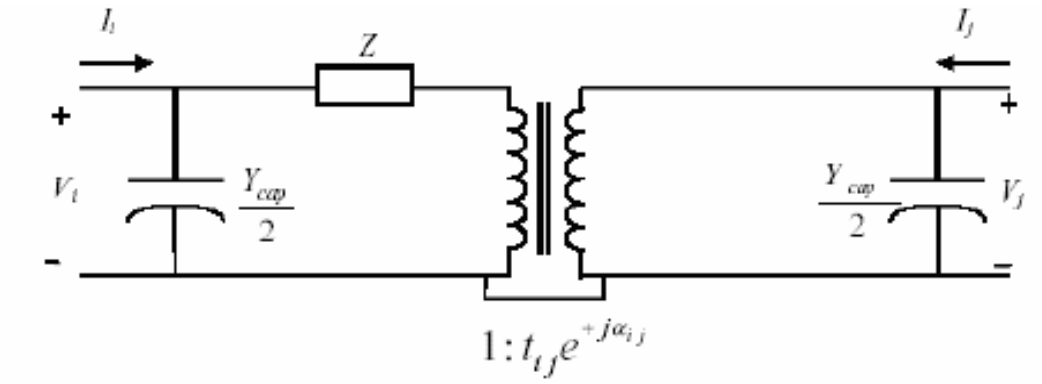


Figure I.3 *Modèle d'un transformateur à changeur de prises de charge /ou déphaseur*

I.1.2.4 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. [11]

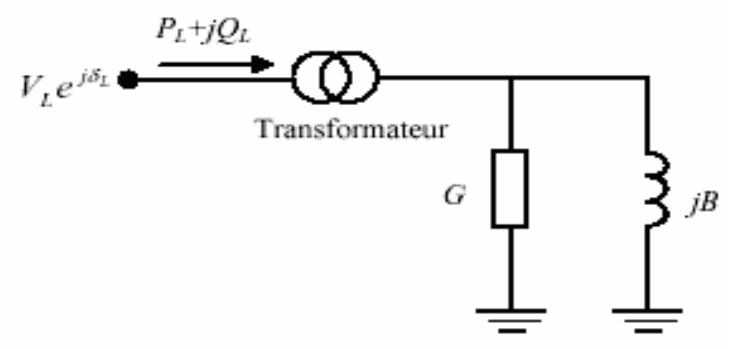


Figure I.4 *Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constant*

I.1.2.5 Elément 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 profil de tension. [11]

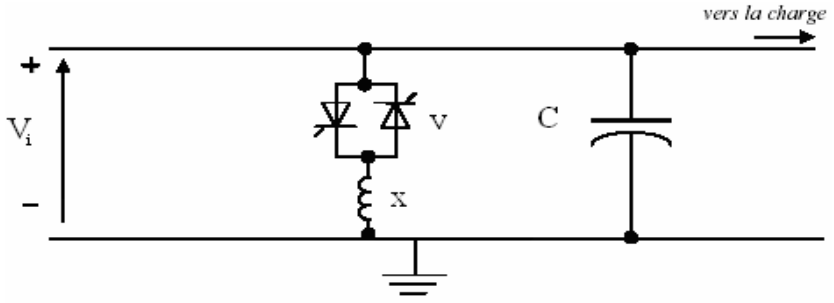


Figure I.5 *modèle d'une phase du compensateur statique*

I.1.3.Classification des jeux de barre: [12]

Les jeux de barre sont classés comme suit :

I.1.3.1. Jeu de barre de référence :

C'est un jeu de barre connecté à une source de tension considérée constante, et sans angle de phase est pris comme référence de calcul. Ses puissances actives et réactives, doivent être calculées d'après le calcul de la puissance pour s'adapter aux exigences de jeu de barre de contrôle

I.1.3.2. Jeu de barres de générations (de contrôle) (PV bus) :

Ce sont les jeux de barres générateurs de réseau où la puissance active et le module de la tension sont connus, puisqu'elles sont contrôlables ; par contre la puissance réactive et l'argument de la tension sont inconnus.

I.1.3.3. Jeu de barres de charges (PQ bus) :

Ce sont les jeux de barres de la demande clientèles, pour ce genre, les puissances actives et réactives sont données, mais l'amplitude et l'argument de la tension sont à déterminer.

I.1.4. Les équations de l'écoulement de puissance[2]:

Considérons un jeu de barre typique (i), Figure I.6 faisant partie d'un réseau à (n) jeux de barres.

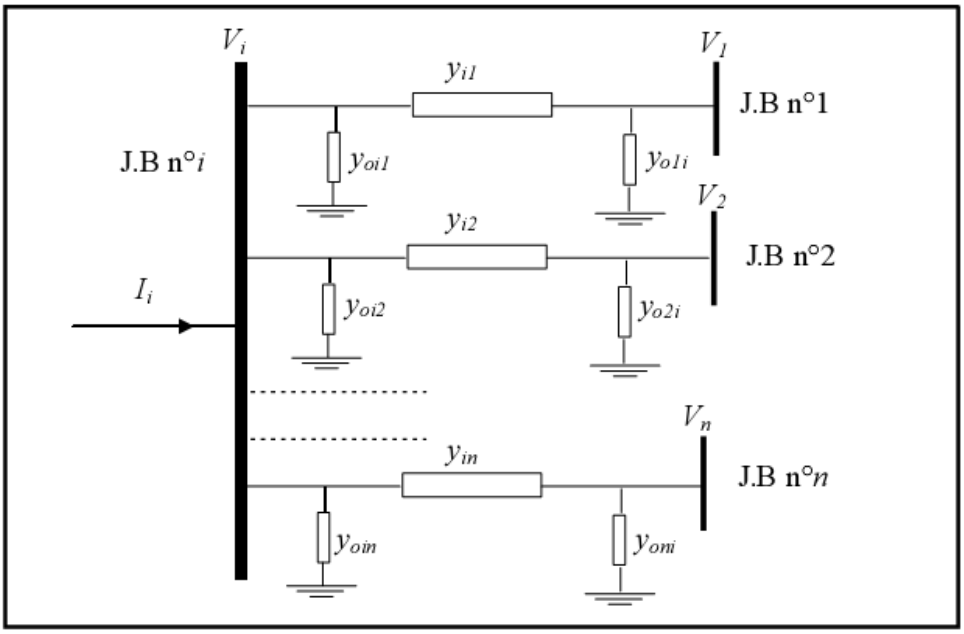


Figure I.6 : *Jeu de barre typique (i) dans un réseau électrique à (n) jeux de barres*

Les lignes étant modélisées par des modèles équivalents en Π. La puissance apparente(Si), injectée au jeu de barre(i), peut être écrite sous forme polaire comme suit

$$S_i = V_i I_i^* = \sum_{j=1}^{n} V_i \left|Y_{ij}\right| V_j e^{j(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij})} \quad \text{(I.1)}$$

V_i: Tension complexe du jeu de barre (i), donnée par

$$V_i = |V_i|(cos\theta_i + j.sin\theta_i) \quad \text{(I.2)}$$

I_i: Courant complexe injecté au jeu de barre (i).

θ_i: Phase de la tension au niveau du jeu de barre (i).

Y_{ij}: Eléments complexes de la matrice admittance, donnés par

$$Y_{ij} = |Y_{ij}|.e^{j\delta_{ij}} = G_{ij} + j.B_{ij} \quad \text{(I.3)}$$

G_{ij} etB_{ij} sont respectivement la partie réelle (conductance) et la partie imaginaire (susceptance) des éléments de la matrice admittance Y.

δ_{ij} est l'argument de l'élément Y(i ,j) de la matrice admittance.

Les éléments de la matrice admittance nodale Y, sont donnés par les expressions

$$\begin{cases} Y_{ij} = -y_{ij} \\ Y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} (y_{oij} + y_{ij}) \end{cases} \quad \text{(I.4)}$$

Avec, y_{ij}: Admittance série de la branche i-j.

y_{oij}: Admittance shunt de la branche i-j.

Donc :

$$S^*_i = \sum_{j=1}^{n} |V_i||Y_{ij}||V_j| \cos(\theta_j - \theta_i + \delta_{ij}) - j \sum_{j=1}^{n} |V_i||Y_{ij}||V_j| \sin(\theta_j - \theta_i + \delta_{ij}) \quad \text{(I.5)}$$

Les puissances actives et réactives injectées au jeu de barre (i), sont alors données par

$$P_i = P_{gi} - P_{di} = \sum_{j=1}^{n} V_i|Y_{ij}|V_j.\cos(\theta_j - \theta_i + \delta_{ij}) \quad \text{(I.6)}$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{di} = -\sum_{j=1}^{n} V_i|Y_{ij}|V_j.\sin(\theta_j - \theta_i + \delta_{ij}) \quad \text{(I.7)}$$

Avec $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$

θ_{ij} est la différence entre les phases des tensions des jeux de barre i et j.

I.1.5 .Transits et pertes de puissance du ligne de transport [2]:

Le calcul des puissances qui transitent à travers les lignes du réseau, représente la dernière étape dans l'analyse de l'écoulement de puissance.

Pour cela on considère le modèle en π d'une ligne de transport :

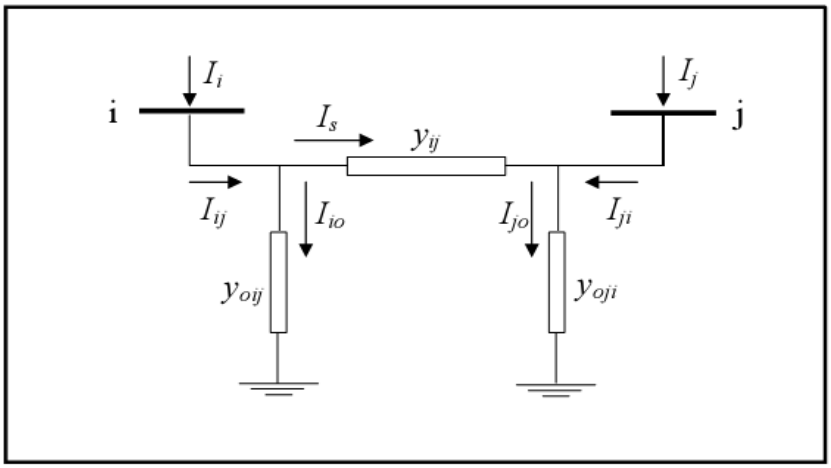


Figure I.7 : *Transits de puissances au niveau d'une ligne de transport.*

La direction du sens positif du courant de ligne I_{ij} est définit de i vers j.

D'après la figure I.7, On peut écrire :

$$I_{ij} = I_s + I_{io} = (V_i - V_j).y_{ij} + V_i.y_{oij} \quad \text{(I.8)}$$

Soient S_{ij} et S_{ji} les puissances apparentes qui transitent par le ligne (i, j). On défini la direction du sens positif des puissances de i vers j

$$S_{ij} = p_{ij} + Q_{ij} = V_i.I_{ij}^* = V_i(V_i^* - V_j^*).y_{ij}^* + |V_i|^2 y_{oij}^* \quad \text{(I.9)}$$

$$S_{ji} = p_{ji} + Q_{ji} = V_j.I_{ji}^* = V_j(V_j^* - V_i^*).y_{ji}^* + |V_j|^2 y_{oji}^* \quad \text{(I.10)}$$

Les pertes de puissance, au niveau de la ligne i-j sont égales à la somme algébrique de S_{ij} et S_{ji} :

$$\Delta S_{ij} = S_{ij} + S_{ji} \quad \text{(I.11)}$$

I.1.6.Les méthodes de résolution du problème:

nous présenterons les techniques numériques de calcul suivantes :

- Méthode de GAUSS-SEIDEL.
- Méthode de NEWTON-RAPHSON.

I.1.6.1 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 ,elle est basée sur le changement de l'équation .

I.1.6.1.1 Principe:

Soit à résoudre l'équation: $f(x) = 0$

pour une fonction f(x) =0 , il est toujours possible de trouver une fonction g(x) , tel que

$x = g(x)$ (g(x) n'est pas unique).

On estime une valeur initiale x^0

$$\begin{cases} x^1 = g(x^0) \\ x^2 = g(x^1) \\ \quad . \\ \quad . \\ x^{k+1} = g(x^k) \end{cases}$$

Où, k: numéro d'itération

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

$$|x^{k+1} - x^k| \leq \varepsilon$$

I.1.6.1.2 Application de G-S aux les équations de l'écoulement de puissance:

Le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Gauss-Seidel basée sur la loi suivante

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ij}}\left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^{k*}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} Y_{ij}\, V_j\right] \qquad \text{(I.12)}$$

Qui représente l'ensemble des équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Cette méthode consiste à supposer initialement les tensions pour tous les nœud excepte le nœud balancier pris comme nœud de référence.

On peut résumer les étapes de calcule comme suit :

Etape 1: Insertion les données des réseaux.

Etape 2: Formulation de la matrice admittance Y_{jdb} .

Etape3: Estimation des valeurs initiales des tensions nodales i=1,2....n et leurs angles correspondants i≠s , s: nœud de référence.

***Etape 4**:* Calcul itératif des tensions nodales et ensuit les angles de chaque tension

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ij}}\left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^{k*}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} Y_{ij}\, V_j\right]$$

***Etape 5**:* On calcul l'écart entre les valeurs de deux itération successives $|x^{k+1} - x^k| \leq \varepsilon$, si ce condition est vérifié on passe à l'étape 6 sinon en retourne à l'étape 4.

***Etape 6**:* On obtient les valeurs réelles des tensions et des angles et en peut calculer l'état complète de système: les puissances actives et réactives ,les pertes des lignes.

I.1.6.2 La méthode itérative de NEWTON-RAPHSON:

I.1.6.2.1 Principe:

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} ($\Delta x^{(k)}$ étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k))

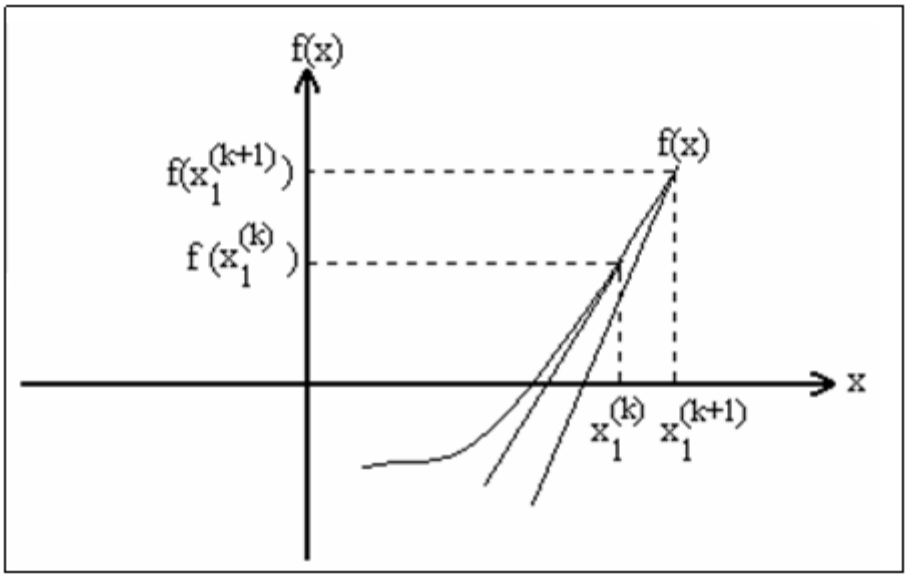


Figure I.8: *Représentation géométrique de la méthode de N-R*

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

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

On estime que $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \ldots\ldots x_n^{(0)}$ sont les solutions de ces n équations. L'exposant $^{(0)}$ indique que ces valeurs sont des estimations initiales.

On désigne par $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \ldots\ldots\ldots \Delta x_n^{(0)}$ les valeurs à ajouter à $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \ldots\ldots x_n^{(0)}$ pour trouver la solution correctes.

Lorsqu'on développe toutes les fonctions en série de Taylor au voisinage du point d'estimation initiale on aura :

$$f_1(x) = y_1 = f_1\left(x^{(0)}\right) + \left(\frac{\partial f_1\left(x^{(0)}\right)}{\partial x_1}\right).\Delta x_1^{(0)} + \cdots + \left(\frac{\partial f_1\left(x^{(0)}\right)}{\partial x_n}\right).\Delta x_n^{(0)} = 0$$

$$f_2(x) = y_2 = f_2\left(x^{(0)}\right) + \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_1}\right).\Delta x_1^{(0)} + \cdots + \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_n}\right).\Delta x_n^{(0)} = 0$$

… …

… …

$$f_n(x) = y_n = f_n\left(x^{(0)}\right) + \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1}\right)\Delta x_1^{(0)} + \cdots + \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n}\right)\Delta x_n^{(0)} = 0$$

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1\left(x^{(0)}\right) \\ y_2 - f_2\left(x^{(0)}\right) \\ . \\ . \\ y_n - f_n\left(x^{(0)}\right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) & \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_2}\right) & \ldots\ldots\ldots & \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \\ \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) & \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_2}\right) & \ldots\ldots\ldots & \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) & \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_2}\right) & \ldots\ldots\ldots & \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ . \\ . \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} \qquad \text{(I.13)}$$

La matrice carrée représente la matrice Jacobéenne : $\left[J^{(0)}\right]$

On a $y - f\left(x^{(0)}\right) = J\left(x^{(0)}\right)\Delta x^{(0)}$

On pose $y - f\left(x^{(0)}\right) = \Delta U^{(0)}$

Donc, $\Delta x^{(0)} = J^{-1}(x^{(0)}).\Delta U^{(0)}$ (I.14)

On a : $x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)}$

Donc $x^{(1)} = x^{(0)} + J^{-1}(x^{(0)}).\Delta U^{(0)}$

En générale $x^{(k+1)} = x^{(k)} + J^{-1}(x^{(k)}).f(x^{(k)})$ (I.15)

I.1.6.2. 2 Application aux les équations de l'écoulement de puissance [3]:

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

$$\begin{cases} F_{ip} = P_i = \sum_{j=1}^{n} |V_i||Y_{ij}||V_j| \cos(\theta_j - \theta_i + \delta_{ij}) \\ F_{iq} = Q_i = \sum_{j=1}^{n} |V_i||Y_{ij}||V_j| \sin(\theta_j - \theta_i + \delta_{ij}) \end{cases} \quad \text{(I.16)}$$

On constate que F_{ip} ,F_{iq} sont des fonctions de tension et de phase :

n : Nombre de j.d.B

i : Numéro de j.d.B

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

$$\begin{cases} \Delta P_{ip}^{(0)} = F_{ip} - F_{ip}^{(0)} = \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \cdots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial V_2}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} + \cdots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial V_n}\right)^{(0)} \Delta V_n^{(0)} \\ \Delta Q_{iq}^{(0)} = F_{iq} - F_{iq}^{(0)} = \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \cdots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial V_2}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} + \cdots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial V_n}\right)^{(0)} \Delta V_n^{(0)} \end{cases} \quad \text{(I.17)}$$

Les deux systèmes d'équation (I-16) et (I-17) donnent :

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

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix}\Delta P^{(0)}\\ \Delta Q^{(0)}\end{bmatrix} = [J^{(0)}]\begin{bmatrix}\Delta\delta^{(0)}\\ \Delta V^{(0)}\end{bmatrix} \quad \Leftrightarrow \quad \begin{bmatrix}\Delta\delta^{(0)}\\ \Delta V^{(0)}\end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1}\begin{bmatrix}\Delta P^{(0)}\\ \Delta Q^{(0)}\end{bmatrix} \tag{I.18}$$

On rappel que

$$\Delta\delta_i^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)}$$

$$\Delta|V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)}$$

L'adaptation de (I-25) avec (I-26) donne :

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

D'une manière générale

$$\begin{bmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}J_1 & J_2\\ J_3 & J_4\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\delta\\ \Delta V\end{bmatrix}$$

J_1, J_2, J_3, J_4 sont les sous matrice de Jacobéenne.

les sous matrices de la Jacobéenne J: A partir du système d'équation (I.16) on peut déterminer les éléments de J

Sous matrice J_1 :

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} |V_i|\,|V_j||y_{ij}|sin(\delta_j - \delta_i + y_{ij}), i = j \tag{I.19}$$

Sous matrice J_2 :

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

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = 2|V_i||y_{ij}|\cos(\gamma_{ij}) + \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}|V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \tag{I.20}$$

Sous matrice J_3 :

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

(I.21)

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

Sous matrice J_4 :

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

(I.22)

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

On peut résumer les étapes de calcule comme suit

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 ΔP ,ΔQ.

Etape(4) : Formulation de la matrice Jacobéenne.

Etape (5) : On trouve l'inverse de Jacobéenne.

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

On obtient :

$$\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta\delta_1^{(0)}$$

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

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 pend les résultats obtenus tel que les puissances actives et réactives à générer par le jeu de barra de référence et les puissances à travers les lignes.

.

I.2. Le Dispatching Economique Optimal:

I.2.1 Introduction:

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 [10]. Ce problème de la répartition économique d'énergie (dispatching Economique Optimal) a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers.

I.2.2.1 Définition du dispatching économique optimal :

Le dispatching économique est une méthode d'optimisation statique qui permet d'obtenir ces puissances actives en les répartissant de la manière la plus économique possible entre les différentes centrales. Il existe deux sortes de dispatching : sans et avec pertes [8].

I.2.2.2 L'objectif du dispatching économique optimal :

L'objectif est de résoudre le problème économique de production de l'énergie électrique, c'est-à-dire de minimiser le coût 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.

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.

I.2.2.Généralités sur le dispatching économique optimal :

I.2.2.1 La fonction de coût:

La puissance réelle générée est responsable de l'influence principale sur le coût C_i, l'augmentation des quantités de productions réelles se fait par l'augmentation des couples de

rotation du moteur de base, et cela demande une augmentation de consommation du combustible, donc du coût de production [7].

Par conséquent, le coût de la puissance générée est modélisé sous la forme d'une équation polynomiale quadratique :

$$C(P_g) = \alpha + \beta P_g + \gamma P_g^2 \quad \text{(I.23)}$$

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 obtenu par l'expérience.

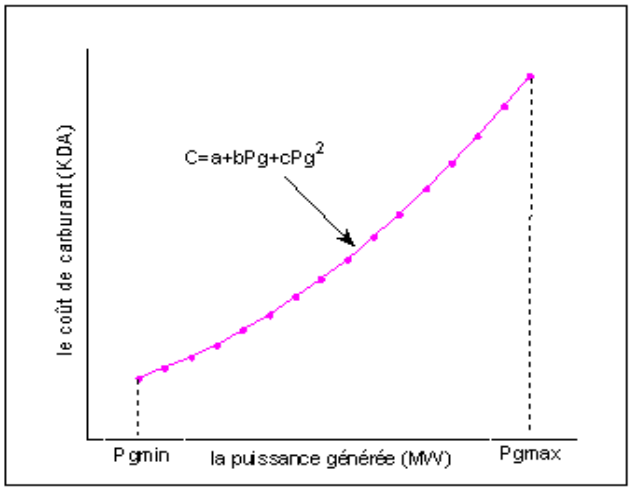


Figure I.9 *Le coût de carburant en fonction de la puissance généré*

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 [2].

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

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^{n} C_i \ldots\ldots\ldots [KDA/hr] \quad \text{(I.24)}$$

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

I.2.2.2. Le coût incrémental:

La dérivée $\frac{dC_i}{dP_{gi}}$ (avec i=1,…, n) est appelée le coût incrémental du i-ème 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 :

$$CI = \beta + 2\gamma P_g \quad (I.25)$$

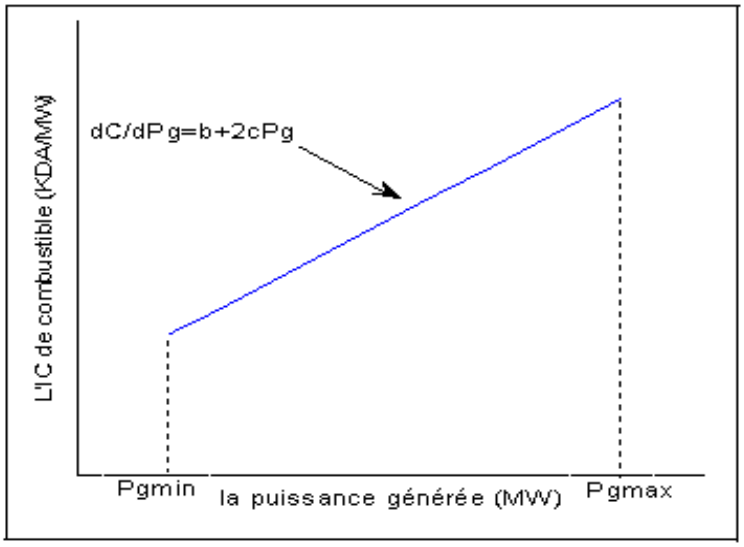


Figure I.10: *La courbe de l'accroissement du coût de combustible*

I.2.2.3. les contraintes :

I.2.2.3.1. Les contraintes d'égalité :

Dans le dispatching économique, la fonction objective à minimiser est le coût total de production des 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...[5].

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 du système.

$$\sum_{i=1}^{n} P_{gi} = P_d \quad (I.26)$$

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 du système et les pertes de transmission de cette puissance .

$$\sum_{i=1}^{n} P_{gi} = P_d + P_L \qquad (I.27)$$

I.2.2.3.2. 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 suivante :

$$P_{gi(min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(max)} \ , i1,2, \dots \dots, ng \qquad (I.28)$$

Il faut bien évidemment respecter les valeurs limites de productions des centrales pour le maintient de la sécurité du système . Donc ,les contraintes d'inégalité s'intéresse par le domaine de fonctionnement admissible, possible (limitation des ressources, sécurité…)[5].

I.2.3.Les méthodes de résolution du problème de L'D.E.O :

I.2.3.1 Dispatching Economique Sans Pertes :

Le dispatching économique sans perte 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 puissances 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 [8].

I.2.3.1.1 Méthode analytique de lagrangien :

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

Nous allons décrire la méthode de « Kunt Tucker » qui est proposée dans le livre de référence « Modern Power System Control and Opération » de Atif Debs [8].

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

Pour résoudre le problème du dispatching économique, on peut formulée le Lagrangien comme suit :

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

H représente la contrainte d'égalité

$$H(P_{gi}) = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \quad \text{(I.29)}$$

$\boldsymbol{\lambda}$ est le multiplicateur de Lagrange. Il est approximativement le coût en KAD/h nécessaire pour augmenter la charge délivrée totale par 1MW. [7]

Donc :

$$L = \sum_{i=1}^{ng}(\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda(P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad \text{(I.30)}$$

Les conditions nécessaires pour un minimum sont données par :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \\ P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \ , i = 1,2, \dots \dots , ng \end{cases} \quad \text{(I.31)}$$

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

De le première équation on trouve que :

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad \text{(I.32)}$$

En remplaçant l'équation (I.32) en (I.26) :

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

Donc λ optimal est :

$$\lambda = \lambda^* = \frac{\mathrm{Pd} + \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i}\right)}{\sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2\gamma_i}\right)} \quad \text{(I.33)}$$

En remplaçant la valeur de λ^*dans l'équation (I.32) on trouve :

$$P_{gi}=\frac{1}{2\gamma_i}\left[\left(\frac{P_d+\sum_{i=1}^{ng}\left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i}\right)}{\sum_{i=1}^{ng}\left(\frac{1}{2\gamma_i}\right)}\right)-\beta_i\right] \quad (I.34)$$

Ces valeurs de puissance généré des centrales représentent la solution optimal de problème de dispatching économique qui permet d' obtenue le coût de production minimal d'après les équations (I.33), 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'inégalité [5]

- Si dans le processus un générateur bute sur 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

$$\begin{cases} P_{gi(\min)} \le P_{gi} \le P_{gi(\max)} \Rightarrow \dfrac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \\ P_{gi} = P_{gimax} \Rightarrow \dfrac{dC_i}{dP_{gi}} \le \lambda \\ P_{gi} = P_{gimin} \Rightarrow \dfrac{dC_i}{dP_{gi}} \ge \lambda \end{cases} \quad (I.35)$$

L'exemple suivant explique ces conditions :

Un réseau électrique contien trois centrales avec les données suivantes :

	S.primaire	H_i (Mbtu/hr)	$\alpha_i=C_i/H_i$(KDA/Mbtu)	$P_{gi(min)}\le P_{gi}\le P_{gi(max)}$
Unit 1	le charbon	$510+7.2P_1+0.00142P_1^2$	1.1	$150\le P_{g1}\le 600$
Unit 2	l'oïl	$310+7.85P_2+0.00194P_2^2$	1	$100\le P_{g2}\le 400$
Unit 3	l'oïl	$78+7.97P_3+0.00482P_3^2$	1	$50\le P_{g3}\le 200$

Avec P_d=850 MW

On a : $C_i=\alpha_i H_i \quad (KDA/hr)$

Donc: $\begin{cases} C_1 = 561+7.92P_1+0.00156P_1^2 \\ C_2 = 310+7.85P_2+0.00194P_2^2 \\ C_3 = 78+7.97P_3+0.00482P_3^2 \end{cases}$

D'après la méthode de lagrangien la résolution du répartition optimal de l'énergie sera :

$$\lambda = \frac{850 + \frac{7.92}{0.003122} + \frac{7.85}{0.00388} + \frac{7.97}{0.00964}}{\frac{1}{0.003122} + \frac{1}{0.00388} + \frac{1}{0.00964}} = 9.148$$

P_1=392.2 MW , P_2=334.61 MW , P_3=122.2 MW

- Si le coût de charbon est diminue $\alpha_1 = 0.9\ KDA/Mbtu$

Donc, $C_i = 0.9 * H_1 = 459 + 6.48P_1 + 0.00128P_1^2$

Alors, Le coût du production de centrale 1 est diminué

Le dispatching économique optimal exigé l'augmentation de la participation de central 1 dans l'alimentation du charge.

En effet : la solution sera

P_1=704.6 MW ,P_2=112.8 MW , P_3=32.6 MW

Mais on constate que les résultats ne respect pas les limites du production des centrales 1,3.

D'après le système (I,35) on pose que :

$P_{g1}=P_{g1\ max}$=600 MW $P_3=P_{g3}$=50 MW

Donc, d'après l'équation (1.26)

$P_2=P_d-P_1-P_3$=850-600-50=200 MW

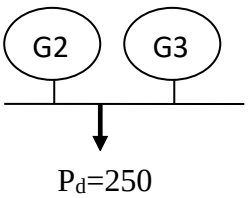
On remplace les valeurs de puissance dans les relations de coûts incrémentales :

$$\begin{cases} \frac{dC_2}{dP_2} = 7.85 + 0.00388(200) = 8.626 = \lambda \\ \frac{dC_1}{dP_1} = 7.92 + 0.003122(600) = 8.016 \leq \lambda \\ \frac{dC_3}{dP_3} = 7.97 + 0.00964(50) = 8.452 \leq \lambda\ !! \end{cases}$$

On remarque que l'accroissement de coût du centrale 3 tient inférieur a celle du centrale 2.

Donc , $P_{g1}=P_{g1\ max}$=600 MW

Le réseau sera :



P_2+P_3=850-600=250 MW

P_d=250 MW

Après le calcule, on trouve que :

P_2=187.1 MW ,P_3=62.9 MW , λ=8.576 KDA / h ≥ λ

Donc les solutions optimale de cette problème sera :

P_1=600 MW P_2=187.1 MW P_3=62.9 MW

I.2.3.1.2.la méthode graphique *:*

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique, en traçant la courbe d'accroissement du coût pour chaque générateur et sur le même plan Figure I.11.

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

D'après la relation (I.31) on trouve :

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

Ensuit, on trace la courbe d'accroissement du coût total de production, la figure suivant illustré cette méthode graphique avec un réseaux de 3 centrales de production

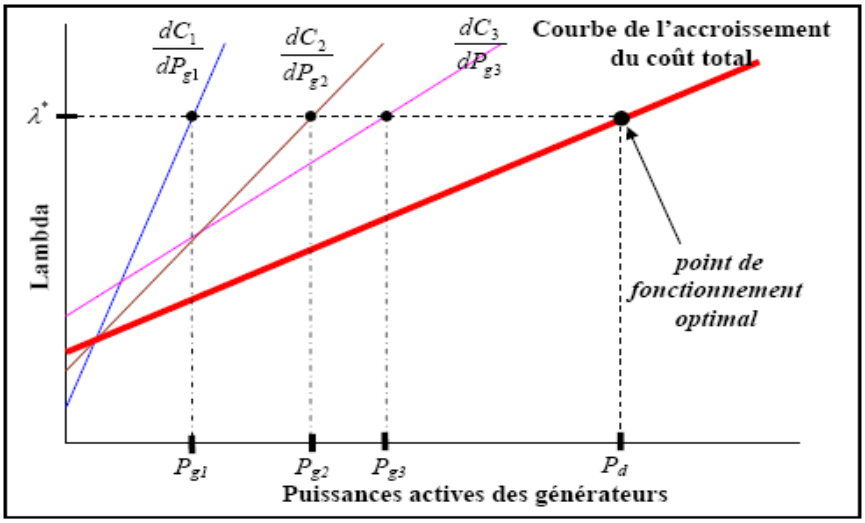


Figure I.11 : *la méthode graphique de résolution de l'D.E.O sans pertes*

Cette méthode s'appuyer sur la détermination du point qui correspond la puissance généré égale la puissance demandé par la charge qui peut être tirée jusqu'à l'intersection de la courbe du coût incrémental totale . Cette point d'intersection est prise comme point de début d'une ligne horizontale allant vers la gauche .Cette ligne indique la valeur optimale de lambda pour toutes les puissances active des générateurs et elle représente le point de fonctionnement optimal .

$$\lambda^* = C'_{tot} = \sum_{i=1}^{ng} \frac{\partial C_{tot}}{\partial P_{gi}} \qquad \text{(I.36)}$$

où : $\sum_{i=1}^{n} P_{gi} = P_d$

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

I.2.3.2. 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 précédent où les pertes ont été négligées. Dont , la topologie du réseau aura une incidence sur la répartition optimale de la production. Nous repartirons du résonnement utilisé pour le dispatching sans pertes. Cependant 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 [8].

Il existe deux approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance [2]:

A- considération des pertes constants :

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 devenons à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissances actives des générateurs.

I.2.3.2.1 Calcule les pertes :

Il existe deux approches générales pour calculer les pertes :

- ✓ On calcule les pertes de transmission par les méthodes de calcule 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 puissances actives des générateurs (P_{gi}), donnée par l'équation suivante [4].

$$P_l = \sum_{i=1}^{ng}\sum_{jj=1}^{ng} B_{ij}P_{gi}P_{gi} + \sum_{i=1}^{ng} B_{io}P_{gi} + B_{oo} \qquad \text{(I.37)}$$

Où, *Pgi* : puissance active du générateur *i*.

βij, *βio* et *βoo* : 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 puissances actives et réactives demandées et des tensions. Dans la littérature, Il existe beaucoup de formules pour le calcul des coefficients de pertes [2].

I.2.3.2.2. Incrémentation des Pertes de Transmission :[7]

Soit P_L les pertes totales dans les lignes de transmission .La dérivée partielle $\delta P_L / \delta P_{Gi}$ 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.

La résolution du problème :

Pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes , on peut formulée le Lagrangien avec la considération de pertes comme suit :

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

Où :

H(Pgi) : est la contrainte d'égalité

$$H(P_{gi}) = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \ldots\ldots\ldots P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \qquad \text{(I.38)}$$

$$L = \sum_{i=1}^{ng} C_i\ (P_{gi}) + \lambda(P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \ldots\ldots\ldots P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng}(P_{gi}) \qquad (I.39)$$

Pour Minimisé la fonction de lagrangien il faut que :

$$\begin{cases} \dfrac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i - \lambda\left(\dfrac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} - 1\right) = 0 \\ \dfrac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d + P_L\left(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \ldots\ldots\ldots P_{gn}\right) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \\ P_{gi(\min)} \le P_{gi} \le P_{gi(\max)}\ , i = 1,2, \ldots\ldots, ng \end{cases} \qquad (I.40)$$

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

$$\lambda = f_i\left(\frac{dC_i}{dP_{gi}}\right) \qquad (I.41)$$

$$o\hat{u}: f_i = \lambda = \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} - 1\right)^{-1} \qquad (I.42)$$

f_i : représente le facteur de pénalité de central i.

D onc , pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque des pertes importantes , nous multiplierons les coefficients de leur fonction coût par un facteur de pénalité f_i [8].

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

$$P_{gi} = \frac{\lambda\ f_i^{-1} - \beta_i}{2\gamma_i} \qquad (I.43)$$

En remplaçant l'équation (I.38) dans l' équation (I.43) :

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

$$\lambda = \frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \ldots\ldots\ldots\ldots P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng}\dfrac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng}\dfrac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}} \qquad (I.44)$$

$$P_{gi} = \left[\frac{1}{2\gamma_i}\left(\left(\frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \ldots\ldots\ldots\ldots P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng}\dfrac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng}\dfrac{f_i}{2\gamma_i}}\right) f_i^{-1} - \beta_i\right)\right] \qquad (I.45)$$

Le problème devient plus difficile à résoudre car, suite à l'introduction du terme de pertes les équations de stationnarité du Lagrangien deviennent des équations couplées [5].

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

Donc ,il faut utiliser une méthode itératif pour calculer chaque puissance sous les étapes suivant :

L'étape 1 : calculer les valeurs initiales des puissances générées par la méthode de lagrangien sans pertes.

L'étape 2 : remplacement des puissances générées dans la formule des pertes.

L'étape 3 : calcule des coefficients $\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}$, ensuite l'évaluation des facteurs de pénalités de tous les générateurs.

L'étape 4 : calculer $\lambda^{(K)}$ correspondant.

L'étape 5 : Mise à jour des Pgi.

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

l'organigramme de cette méthode est représentée dans la Figure I.12 :

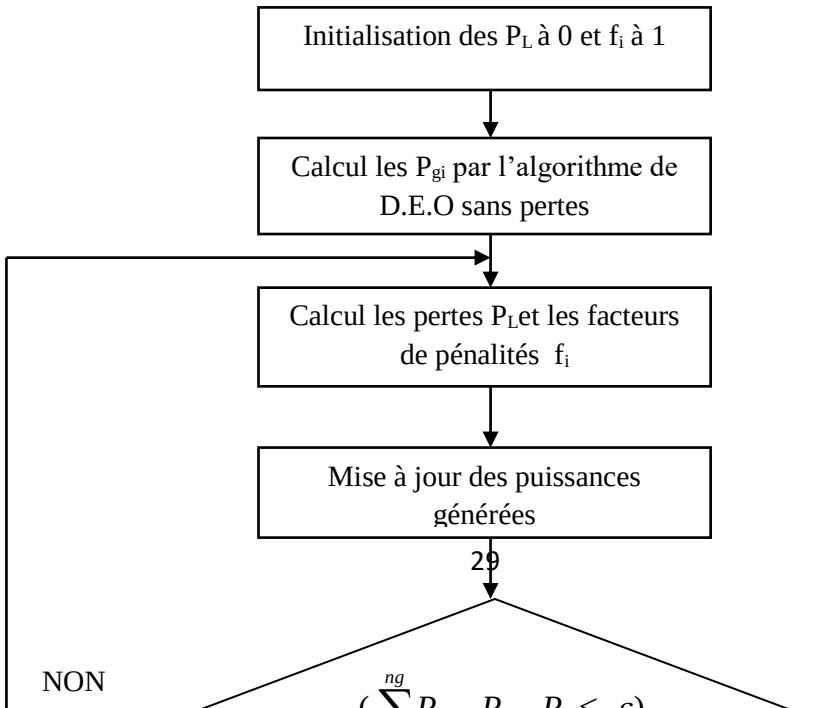


Figure I.12: *l'organigramme de méthode lagrangien avec pertes*

Exemple explicatif :

En prend les paramètres de l'exemple précèdent avec la formule de pertes suivant :

$P_L=0.00003\ P_{g1}^2+0.00009\ P_{g2}^2+0.00012\ P_{g3}^2$

Premièrement ,les puissances générées initiales sont des valeurs tiennent de dispatching sans pertes :

$P_{g1}^{(0)} =$ 393.16 MW , $P_{g2}^{(0)}$ =334.6 MW , $P_{g3}^{(0)}$ =122.2 MW

$P_L=0.00003\ (393.16)^2+0.00009\ (334.6)^2+0.00012\ (122.2)^2=16.5$ MW

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{g1}} = 2*393.16*0.00003 = 0.0236 \Rightarrow f_1 = 1.0142$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{g2}} = 2*334.6*0.00009 = 0.0602 \Rightarrow f_1 = 1.0641$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{g2}} = 2*122.2*0.00012 = 0.0293 \Rightarrow f_1 = 1.0301$$

Calcule λ correspondant :

$$\lambda = \frac{850+16.5+7.92/0.003124+7.85/0.00388+7.97/0.000964}{(1.0142)^{-1}/0.003124+(1.0641)^{-1}/0.00388+(1.0301)^{-1}/0.000964} = 9.1483$$

Mise à jour à P_{gi} :

$$P_{g1}^{(1)} = \frac{9.1483*(1.0142)^{-1} - 7.92}{0.003124} = 445.8915 \text{ MW}$$

$$P_{g2}^{(1)} = \frac{9.1483*(1.0641)^{-1} - 7.85}{0.00388} = 286.9867 \text{ MW}$$

$$P_{g3}^{(1)} = \frac{9.1483*(1.0301)^{-1} - 7.97}{0.000964} = 133.6284 \text{ MW}$$

On choisi ε=0.001

445.8915+286.9867+133.6284 -16.5 - 850 =0.0066 MW

Donc en retourne à l'étape (2) et en répéter le même calcule. En programme dans langage de programmations Matlab à été réalisé, les résultats obtenus sont identiques :

coff=[561 7.92 0.001562

310 7.85 0.00194

78 7.97 0.00482];

B=[0.00003 0 0

0 0.00009 0

0 0 0.00012];

Pd=850;

Les résultats obtenus sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau(I.1): les résultats de programmation en Matlab d'exemple

λ(optimal)[KDA/MW]	**9.5284**
Pg1(optimal)[MW]	435.1926
Pg2(optimal) [MW]	299.9779
Pg2(optimal) [MW]	130.6579
Les pertes PL[MW]	15.8292
Le coût total [KDA]	8344.6

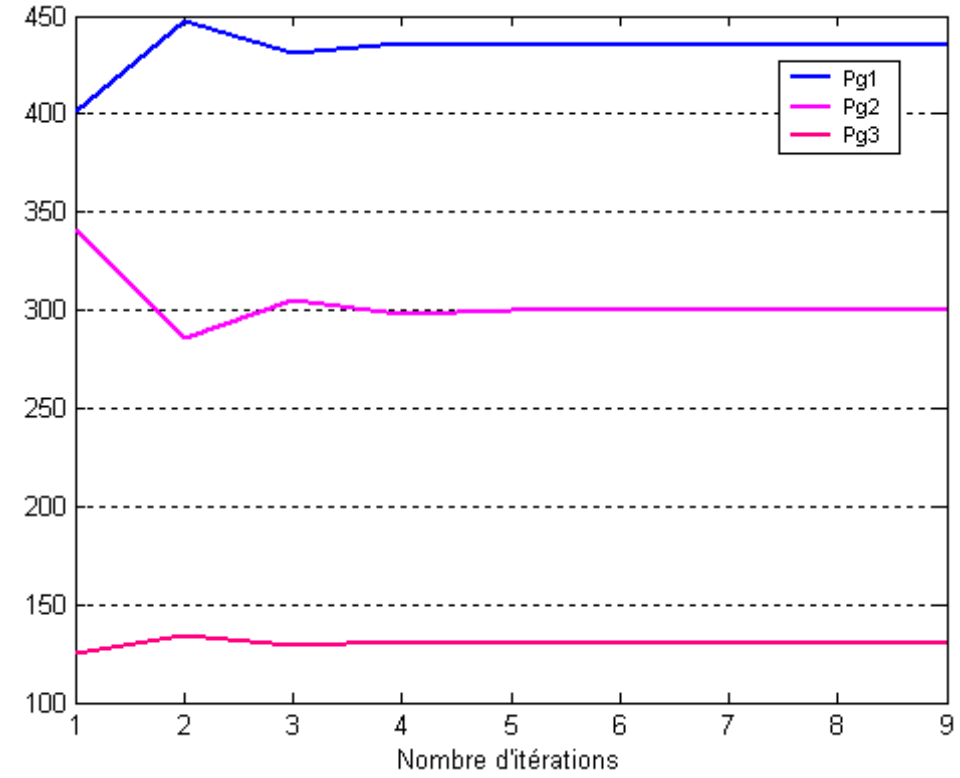


Figure (I.13) : *l'évolution de la répartition optimale de puissance par la méthode itératif de lagrangien avec pertes*

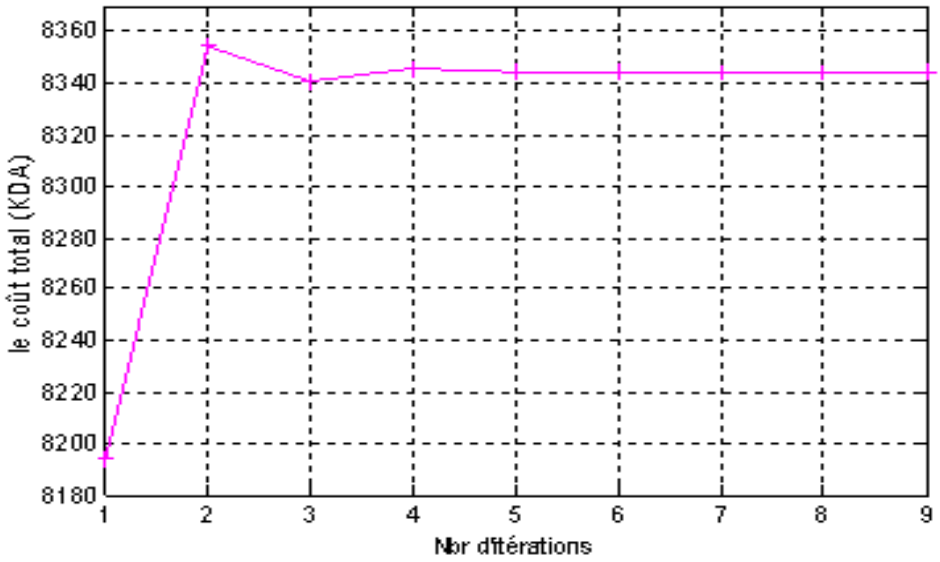


Figure (I.14) : *le coût total de production par le méthode lagrangien*

I.3.Conclusion :

Dans ce chapitre on a donné une formulation du problème de l'écoulement de puissance par un système d'équations non linéaires gouvernant le système de puissance. On présent deux méthodes itérative pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance, ce sont les méthode de G-S e t N-R . Et on vue que l'étude de l'écoulement de puissance optimale est très importante pour la planification, le contrôle et le bon fonctionnement des systèmes électriques.

on a exposé la formulation mathématique générale du problème de la répartition optimale de puissance dans les deux cas sans et avec pertes et la résolution de cette problème par des méthode classique s'appuyer sur le multiplicateur de Lagrange , Mais pour un système de puissance électrique contenant plusieurs générateurs, peut alimenté une charge demandée pendant un nombre infini de cycle de génération , L'arrivée à un minimum de coût de production sera plus difficulté par ces méthodes c'est pourquoi on propose l'utilisation de l'un des algorithmes méta-heuristiques (OEP) , le responsable du dispatching possède une infinité de solutions pour répartir ces puissances aux consommateurs. Mais parmi toutes les solutions existantes, il faut garantir la répartition optimal en un temps très réduit et consistant à minimiser le cout de production totale de l'énergie électrique, notre étude s'intéresse sur l'algorithme génétique qui sera plus détaillé dans le chapitre suivant.

II-1 Algorithme Génétique

II. 1. 1 Introduction :

Le développement technologique a contribué à une augmentation de la consommation d'énergie qui a eu pour conséquence un accroissement des puissances à générer et à transporter. Par conséquent, les réseaux deviennent de plus en plus grands et compliqués d'où l'intérêt de tout organisme chargé de produire l'énergie électrique est d'assurer en tout temps et en tout lieu la couverture des puissances actives et réactives demandées par les clients avec un coût de combustible aussi faible que possible. La contribution de ce travail est d'utiliser une méthode d'optimisation pour minimiser la fonction objective qui est la fonction de coût de production d'énergie électrique, en satisfaisant les contraintes de type égalité et d' inégalité de cette fonction. Pour cela, nous utiliserons une répartition optimale basée sur les Algorithmes Génétiques [14].

II. 1.2 Définition :

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : sélections, croisements, mutations, etc. Ils appartiennent á la classe des algorithmes évolutionnaires [13]. On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problème.

II. 1.3 Principe :

Cette classe d'algorithme travaille sur une population d'entités abstraites munies d'un génotype formel (par exemple une suite de bits formant un octet : 10010001). Ce dernier possède une signification relative au problème posé, et il en constitue une solution potentielle. Partant d'une population construite aléatoirement, c'est-à-dire où chaque individu à un génotype différent, choisi au hasard, l'algorithme évalue la qualité de la solution proposée par chaque individu. Cette évaluation correspond à la notion biologique d'adaptation dans un écosystème. Les meilleurs individus sont alors sélectionnés pour appartenir à la génération suivante. Ils sont croisés entre eux, à l'image de la reproduction sexuée :

Les génotypes se recombinent par paire. Enfin, quelques individus choisis au hasard voient leur génotype modifié de façon aléatoire, ils subissent une mutation. La nouvelle

génération est ainsi constituée, et le processus recommence jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit respecté.

Il existe de nombreuses variantes à cet algorithme, les algorithmes génétiques étant regroupés selon un paradigme de programmation, c'est-à-dire une méthode générale qu'il faut adapter pour des applications précises. Par exemple, il peut ne pas y avoir de mutation, ou bien la population peut être de taille fixe et évoluer pendant une durée déterminée à l'avance, comme elle peut être de taille variable. [13]

II.1.4 Applications :

La recherche du minimum absolu d'une fonction mathématique est un exemple typique de l'emploi d'algorithme génétique. D'une manière plus générale, les problèmes intéressants se ramènent à chercher des solutions dans un espace de recherche de très grande taille, espace notamment rencontré lorsque le nombre de cas à explorer avant d'être sûr d'avoir trouvé la meilleure solution grandit de manière exponentielle avec la taille du problème. On dit que ce sont des problèmes NP-complets, ou difficiles. [14]

Les algorithmes génétiques ont pour but de résoudre de tels problèmes par leur approche spécifique, différente des algorithmes d'optimisation les plus courants. Les algorithmes génétiques utilisent massivement des tirages de nombres pseudo aléatoires pour effectuer l'exploration des solutions. Le fait de travailler sur une population implique un parallélisme implicite, c'est-à-dire : plusieurs solutions sont explorées simultanément.

De plus, il est possible d'arrêter à tout moment un tel algorithme, il propose toujours une solution, qui n'est pas forcément la meilleure, mais qui n'est pas trop mauvaise non plus. Enfin les algorithmes génétiques évitent un piège très souvent rencontré dans les algorithmes d'optimisation : ils ne s'arrêtent pas dans les extrema locaux, c'est-à-dire qu'ils essayent constamment de trouver de meilleures solutions, même s'ils semblent les avoir atteintes. En conséquence, les algorithmes génétiques sont très robustes, mais ils souffrent de ne pas être prévisibles, et donc leur efficacité ne peut pas être calculée à l'avance.

Les algorithmes génétiques différents des algorithmes classiques, par quatre (4) points principaux : [15]

- Les algorithmes génétiques utilisent un codage des paramètres, et non les paramètres eux mêmes.

- Les algorithmes génétiques travaillent sur une population de points, au lieu d'un point unique, cela permet aux AG d'explorer différentes zones dans l'espace de recherche et donc de minimiser la probabilité de trouver un point optimal local.
- Les algorithmes génétiques n'utilisent que les valeurs de la fonction objective, pas ses dérivées, ou une autre connaissance auxiliaire.
- Les algorithmes génétiques utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, cela signifie qu'ils ne nécessitent pas d'espace de recherche continu.

II.2 Présentation des algorithmes génétiques :

L'algorithme génétique est organisé en plusieurs étapes et fonctionne de manière itérative. La Figure (III.1) représente l'algorithme génétique le plus simple introduit par Holland [16]. Celui-ci met en œuvre différents opérateurs qui seront décrits dans la section suivante. Mais avant, il est nécessaire de définir quelque termes de base rencontrés dans la littérature :

- **Individu** : solution potentielle du problème.
- **Chromosome** : solution potentielle du problème sous une forme codée (forme de 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).

D'une manière générale, un algorithme génétique manipule les solutions potentielles d'un problème donné afin d'atteindre la solution optimale ou une solution jugée satisfaisante.

Un algorithme génétique fait évoluer une population de gènes en utilisant les mécanismes de sélection naturelle et de la génétique de l'évolution. Il utilise une fonction coût basée sur un critère de performance pour calculer une « qualité d'adéquation » (fitness). Les individus le 26 plus « forts » seront à même de se reproduire et auront plus de descendants que les autres. Chaque chromosome est constitué d'un ensemble d'éléments appelés caractéristiques ou gènes. Le but est de trouver la combinaison optimale de ces éléments qui donne une « fitness » maximale. A chaque itération (génération de population), une nouvelle population e st créée à partir de la population précédente. [17]

La figure suivante illustre les différentes opérations qui interviennent dans un algorithme génétique de base [14] :

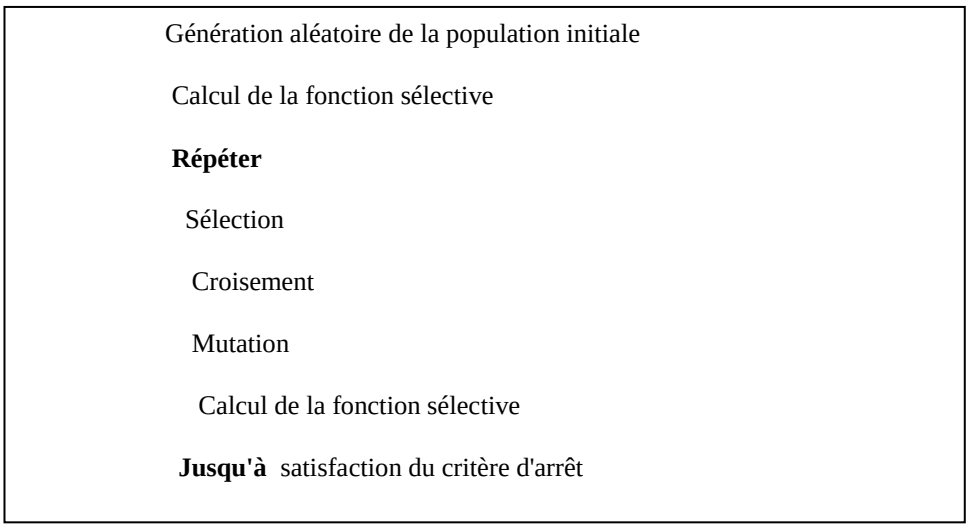


Figure .II.1: *Algorithme génétique de base.*

II.2.1 Fonction d'évaluation et fonction fitness :

La traduction algorithmique de l'adjectif faible et fort appliqué aux individus conduit à définir une fonction sélective (fonction fitness) qui permet d'associer une valeur à chaque individu de la population. Cette valeur est dite valeur sélective de l'individu. La fonction sélective ***f*** est souvent une transformation ***g*** de la fonction objective (***f***(x)=***g*** (***o***(x))).

L'application des opérateurs génétiques sur des individus jugés par une fonction sélective particulière, permet d'explorer l'espace des solutions à la recherche d'un extremum.

Généralement, quand l'AG est appliqué, il est fait dans une manière qui implique les étapes suivantes :

- ✓ Evaluer la fonction sélective de tous les individus dans la population.
- ✓ Créer une nouvelle population en exécutant des opérations tel que la sélection proportionnelle, le croisement, et la mutation sur les individus dont la fonction sélective a été juste mesurée.
- ✓ Abandonner l'ancienne population et répéter les mêmes étapes avec la nouvelle population.

Pour calculer le coût d'un point de l'espace de recherche, on utilise une *fonction*

d'évaluation. L'évaluation d'un individu ne dépendant pas de celle des autres individus, le résultat fournit par la fonction d'évaluation va permettre de sélectionner ou de refuser un individu pour ne garder que les individus ayant le meilleur coût en fonction de la population courante : c'est le rôle de la fonction *fitness*. Cette méthode permet de s'assurer que les individus performants seront conservés, alors que les individus peu adaptés seront progressivement éliminés de la population [14].

II.2.2 Codage et décodage des variables :

Le codage des variables est une étape importante dans l'optimisation des algorithmes génétiques. A chaque paramètre, on doit faire correspondre à un gène.

Sachant qu'un ensemble de gènes représente un chromosome, chaque dispositif est présenté par un individu doté d'un génotype constitué d'un ou de plusieurs chromosomes. La population sera un ensemble de **N** individus, qui évoluera d'une génération à une autre.

Pour un codage binaire, un gène est représenté par un nombre dont la longueur est exprimée en bits. Différents codes peuvent être utilisées pour le codage : Gray, binaire, réelle.

Un des avantages du codage binaire est la facilité avec laquelle on peut représenter différents d'objectifs : les réelles, les entiers, les valeurs booléennes, les chaînes de caractères. Pour passer d'une représentation à une autre, il suffit d'utiliser des fonctions de codage ou de décodage [19].

Pour mieux expliquer cette procédure on considère l'espace de recherche fini.

$x_{min} \leq x_i \leq x_{max} \qquad i \in [1.n]$ (II.1)

n : le nombre de paramètres

Pour coder des variables réelles en binaire est sur *m* bits. L'espace de recherche est subdivisé en $(2^m - 1)$valeurs discrètes.

A chaque variable x_i , on associe un entier y_i tel que :

$y_i = \sum_{i=0}^{m-1} b_i * 2^i$ (II.2)Ou

chaque b_i est codé sur un bit et m représente le nombre de bits. Les formules de codage et de décodage sont alors représentées par les formules (II.3) et (II.4)

$$y_i = \frac{x_i - x_{i\,min}}{x_{i\,max} - x_{i\,min}}\, y_{max} \quad \text{(II.3)}$$

$$x_i = x_{i\,min} + (x_{i\,min} - y_{i\,min})\frac{y_i}{y_{max}} \quad \text{(II.4)}$$

II.2.3 Sélection des parents :

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 liée 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 :

- **Sélection par roulette de loterie :** où 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. [17]

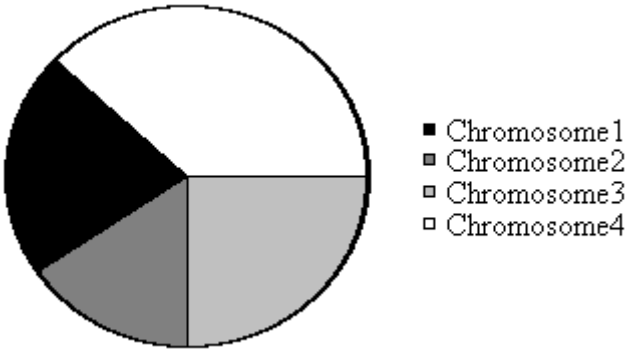


Figure II.2 *: exemple de sélection par roulette de loterie.*

- **Sélection par rang :** La sélection précédente rencontre des problèmes lorsque la valeur d'adaptation des chromosomes varie énormément. Si la meilleure fonction d'évaluation d'un chromosome représente 90%de la roulette alors les autres chromosomes auront très peu de chance d'être sélectionnés et on arriverait à une stagnation de l'évolution.

La sélection par rang trie d'abord la population par fitness. Ensuite, chaque chromosome se voit associé un rang en fonction de sa position. Ainsi le plus mauvais chromosome aura le rang 1, le suivant 2, et ainsi de suite jusqu'au meilleur chromosome qui aura le rang N (pour

une population de N chromosomes). La sélection par rang d'un chromosome est la même que par roulette, mais les proportions sont en relation avec le rang plutôt qu'avec la valeur de l'évaluation. Le tableau 1 fournit un exemple de sélection par rang. Avec cette méthode de sélection, tous les chromosomes ont une chance d'être sélectionnés. Cependant, elle conduit à une convergence plus lente vers la bonne solution. Ceci est dû au fait que les meilleurs chromosomes ne diffèrent pas énormément des plus mauvais. [13]

Chromosomes	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**total**
Probabilités initiales	89 %	5 %	1 %	4 %	3 %	2 %	100 %
Rang	6	5	1	4	3	2	21
Probabilités finales	29 %	24 %	5 %	19 %	14 %	9 %	9 %

Tableau II.1. Exemples de sélection par rang pour 6 chromosomes.

- **Sélection statique :** Ce n'est pas une méthode particulière de sélection des chromosomes parents. L'idée principale est qu'une grande partie de la population puisse survivre à la prochaine génération. L'algorithme génétique marche alors de la manière suivante.

A chaque génération sont sélectionnés quelques chromosomes (parmi ceux qui ont le meilleur coût) pour créer des chromosomes fils. Ensuite les chromosomes les plus mauvais sont retirés et remplacés par les nouveaux. Le reste de la population survie à la nouvelle génération. [18]

- **Sélection par 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. Selon la référence, la population est divisée en groupes de k individus. Ensuite, on sélectionne le meilleur de chaque groupe. Il faut k itérations pour remplir la population intermédiaire parce qu'a chaque fois m individus sont sélectionnées ou m est défini par :

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

Selon la référence. La procédure est la suivante : on tire k fois un individu avec remplacement (chaque tirage inclut tous les individus y compris ceux déjà sélectionnées). Ensuite, on sélectionne celui qui présente la plus grande valeur fitness pour le placer dans la Population intermédiaire. Si N est le nombre total d'individus formant la population, alors il faut N itérations pour compléter la population intermédiaire.

La 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. [17]

- **Elitisme :** A la création d'une nouvelle population, il y a de grandes chances que les meilleurs chromosomes soient perdus après les opérations d'hybridation et de mutation. Pour éviter cela, on utilise la méthode d'élitisme. Elle consiste à copier un ou plusieurs des meilleurs chromosomes dans la nouvelle génération. Ensuite, on génère le reste de la population selon l'algorithme de reproduction usuel. Cette méthode améliore considérablement les algorithmes génétiques, car elle permet de ne pas perdre les meilleures solutions. [18]

II.2.4 La recombinaison génétique :

Dans la recombinaison génétique on distingue deux opérateurs principaux : Le croisement et la mutation. Ces deux opérateurs sont la base de la progression des algorithmes génétiques.

II.2.4.1Croisement :

A partir de deux individus, on obtient deux nouveaux individus (enfants) qui héritent certaines caractéristiques de leurs parents.

Le croisement sélectionne des gènes par mis deux individus appelés parents. A partir de ces gènes sont générés les enfants. La probabilité de croisement représente la fréquence à laquelle les croisements sont appliqués.

- ✓ S'il n'y a pas de croisement, les fils sont l'exacte copie des parents.
- ✓ S'il y a croisement, les fils sont composés d'une partie de chacun de leurs parents.
- ✓ Si la probabilité est de 0%, la nouvelle génération est la copie de la précédente.

- ✓ Si la probabilité est fixée à 100%, tous les descendants sont générés par croisement.

Le croisement est mis en place pour que les nouveaux chromosomes gardent la meilleure partie des chromosomes anciens. Ceci dans le but d'obtenir, peut-être, de meilleurs chromosomes. Néanmoins, il est quand même important qu'une partie de la population survive à la nouvelle génération.

Ils existent deux types de croisements :

A. Croisement en un point :

Pour chaque couple, on choisit au hasard un point de croisement (figure II.3). Le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non au niveau des gènes. Un croisement peut être coupé au milieu d'un gène.

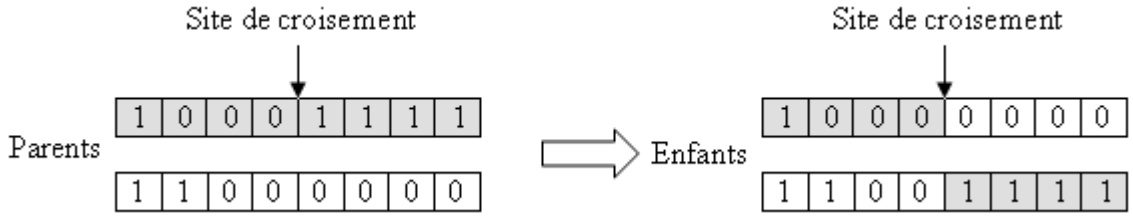


Figure II.3. *Représentation schématique du croisement en un point*

B. Croisement en deux points :

On choisi au hasard deux points de croisements successifs. Cet opérateur est généralement considéré comme plus efficace que le précédent.

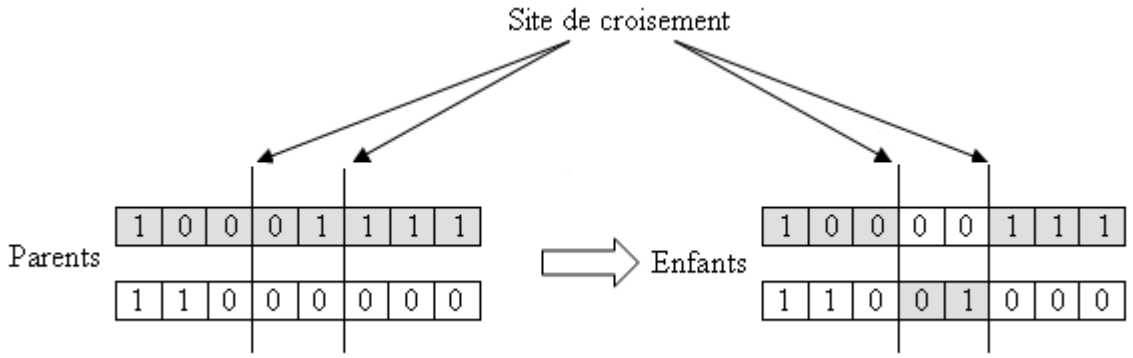


Figure II.4. *Représentation schématique du croisement en deux points.*

II.1.2.4. Mutation :

La mutation est traditionnellement considérée comme un opérateur marginal bien qu'elle confère en quelque sorte aux algorithmes génétiques la propriété d'ergodicité (c.-à-d. tous les points de l'espace de recherche peuvent être atteints). Cet opérateur a un double rôle :

- ✓ celui d'effectuer une recherche locale et/ou de sortir d'une trappe (recherche éloignée).
- ✓ Cet opérateur ne crée généralement pas de meilleurs individus, mais il évite l'établissement de populations uniformes incapables d'évoluer.

La version de base de la mutation, dite mutation simple, consiste à modifier aléatoirement, avec une probabilité Pm faible, la valeur d'un composant de l'individu. Dans le cas du codage binaire, chaque bit $a_i \in \{0; 1\}$ est remplacé selon une probabilité Pm par son inverse ait = 1- a_i. C'est ce qu'illustre la figure 3.4. Tout comme plusieurs lieux de croisement peuvent être possibles, nous pouvons très bien admettre qu'une même chaîne puisse subir plusieurs mutations.

La mutation génère des «erreurs»de recopie, afin de créer un nouvel individu qui n'existait pas auparavant. Le but est d'éviter à l'AG de converger vers des extrema locaux de la fonction et de permettre de créer des éléments originaux. Si elle génère un individu plus faible l'individu est éliminé. La probabilité de mutation représente la fréquence à laquelle les gènes d'un chromosome sont mutés.

- ✓ S'il n'y a pas de mutation, le fils est inséré dans la nouvelle population sans changement.
- ✓ Si la mutation est appliquée, une partie du chromosome est changée.

La mutation est prévue pour éviter au AG de s'enliser dans des optima locaux. Mais si elle est trop fréquente, le AG est orienté vers une recherche aléatoire de la bonne solution.

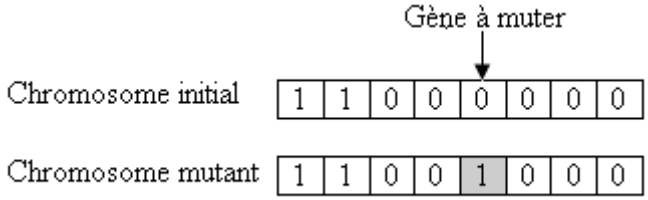


Figure. II.5. *Représentation schématique de la mutation simple.*

II.2.5 critères 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 : [13]

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

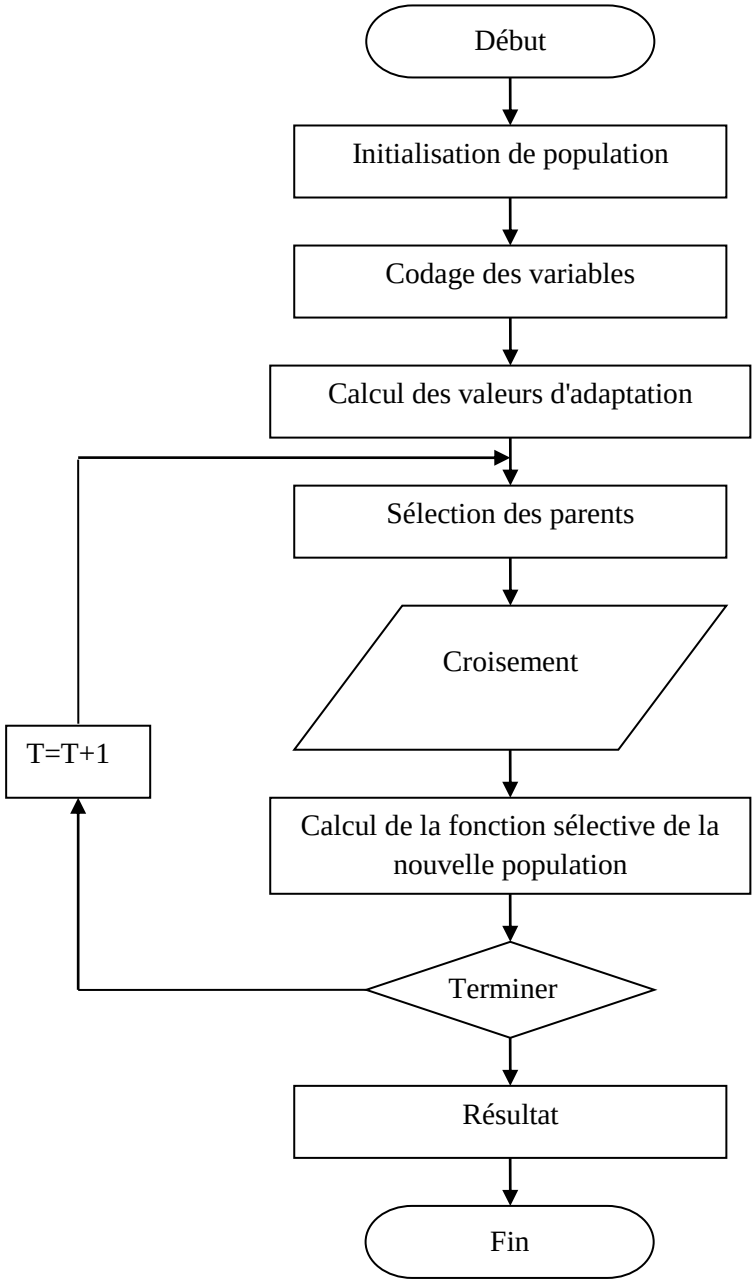


Figure. II.6. *Organigramme d'un algorithme génétique*

II.3. 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, et ils sont souvent choisis de manière empirique. Quelques remarques sont alors à soulever : [17]

- **Probabilité de croisement :**

la probabilité de croisement a une influence considérable sur la vitesse de convergence d'un algorithme génétique. Plus elle est grande et plus elle favorise la recombinaison des individus tout en favorisant de tomber dans un optimum local. Les valeurs usuelles pour ce paramètre varient entre 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 optima locaux. Les valeurs usuelles 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 un optimum local, mais en même temps elle augmente le temps nécessaire pour converger vers les régions optimales de l'espace de recherche.

II.4. Les avantages des algorithmes génétiques :

• Pas d'hypothèse sur l'espace de recherche
• Facile à incorporer d'autres méthodes
• Solutions intermédiaires sont interprétables
• Fournissent plusieurs alternatives (solutions)
• S'adaptent rapidement au changement de l'environnement (données, objectifs)
• Coévolution (compétition), Parallélisme et distribution facile à mettre en place

• Base théorique de moins en moins faible dans les cas particuliers suivants :

o Convergence d'un AG lorsque la sélection déterministe et la mutation tend vers 0 pour une fonction quelconque.

o Complexité en l log (l) pour les AG sur des fonctions booléennes séparables convergence (ou divergence) géométrique pour certaines stratégies d'évolution - algorithmes évolutionnaires pour l'optimisation continue.

II.5. Les inconvénients des algorithmes génétiques :

• Ne garantissent pas de trouver la solution optimale dans un temps fini
• Base théorique faible dans le cas général
• Besoin d'initialiser plusieurs paramètres
• Coût d'exécution important

II.6. Exemple de d'application;

Avant d'appliqué l'AG sur un simple réseau de 6Jdb, on va expliqué des concepts de bas de qui sont:

✓ **La fonction sélective (fitness) :** Il y a de nombreuses façons de choisie la fonction fitness ,elle peut être pris comme coefficient d'entrée ,nous choisissons la forme suivant :

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

✓ **Le choix des paramètres d'AG :** En utilisant les paramètres suivantes :

- nombre de population initiale =50
- Nbit=10
- Pc=0.85
- Pm=0.1

✓ **Les etapes de calcule de l'AG:**

➢ **Etape1 :** Créer une population initiale.
➢ **Etape2** : Evaluer l'adaptation de chaque individu.
➢ **Etape3** : Y a-t-il convergence ?

Si oui afficher les résultats Si non aller à l'étape 4

➢ **Etape4** : Sélectionner les individus
➢ **Etape5** : Coder les individus (décimale → binaire)

- **Etape6** : Faire subir à la population des croisements et des mutations aléatoires.
- **Etape7** : Décoder les individus (binaire → décimale)
- **Etape8** : Evaluer l'adaptation des nouveaux individus et aller à l'étape3

Exemple:

Le réseau de 6 Jdb est constitué de 11 lignes de transport, 3 générateurs et 3 charges au niveau des jeux de barres n° 4, 5 et 6. Les données de ce réseau sont montrées dans l'annexe B.(le tableau B1, le tableau B2, le tableau B3).

La puissance et la tension de base sont respectivement, 100 MVA et 230 KV. Les puissances actives et réactives générées (en MW et MVAR) sont limitées par les contraintes d'inégalités suivantes:

$$50 \leq P_{g1} \leq 200$$
$$37.5 \leq P_{g2} \leq 150$$
$$45 \leq P_{g3} \leq 180$$
$$-300 \leq Q_{g1} \leq 300$$
$$-300 \leq Q_{g2} \leq 300$$
$$-300 \leq Q_{g3} \leq 300$$

Le niveau de tension de chaque jeu de barre i (en p.u) doit obéir à la contrainte suivante:

$0.9 \leq V \leq 1.1$

Les puissances générées sont :

Pg1=54.9440 MW

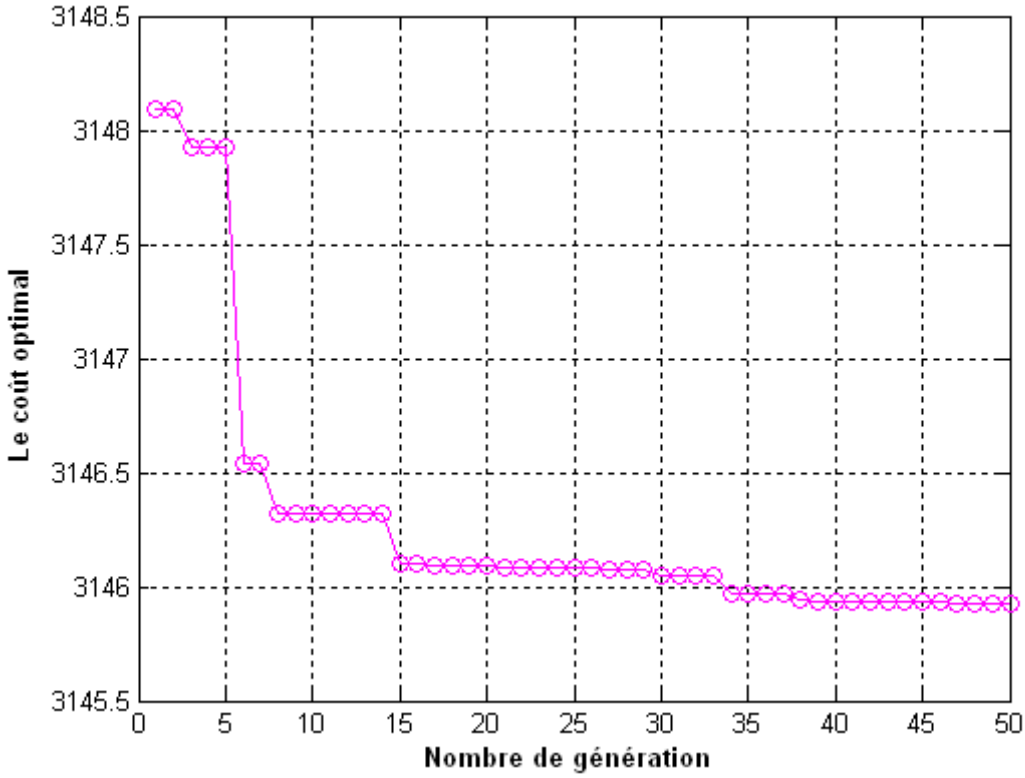
Pg2= 89.4610 MW

Pg3=72.3073MW

Les pertes actives : PL= 6.7123MW

Le coût de production optimal est 3145.9

La courbe du coût optimal est présentée dans la figure suivante



La figure II.7 *l'évolution de la fonction de coût*

II.7. conclusion

Les algorithmes génétiques constituent actuellement un sujet de recherche important dans le cadre de l'optimisation et de la recherche opérationnelle, qui sont 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, les algorithmes génétiques fournissent des solutions proches de la solution optimale à l'aide des mécanismes de sélection, de croisement et de mutation comme le montre la figure (II.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.

III.1 Introduction :

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisent les algorithme génétiques dans les systèmes électriques .cela, dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour les problèmes complexes.

Ce chapitre est consacré aux tests de l'algorithme génétique appliquée au dispatching économique optimal, les tests seront effectuées sur des réseaux électriques de petites, moyennes et grade échelles. Les résultats obtenus sont interprétés et comparées, d'une part en terme de valeur de la fonction objective et d'autre part, en terme de nombre d'itérations et du temps de CPU nécessaire à la convergence .

En utilise dans notre étude la technique de la programmation visuelle sous l'environnement MATLAB-6.5 .

III.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 :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} = P_D + P_L$$

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

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

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

$$P_{gi\ min} \leq Pgi \leq P_{gimax}$$

III.3 Test de l'AG :

On va testé le programme de notre algorithme génétique (l'organigramme de cette méthode dans l'annexe A). aux réseaux tests standards de IEEE (9, 25, 30 Jdb), et aussi le réseau ouest d'algérien de 12 Jdb, ensuit, on fait la comparaison des résultats obtenues par des autres méthodes sont déjà appliquées aux ces réseaux.

Dans chaque test il faut suivre les étapes ci-dessous :

- introduction de toutes les données du réseau tel que les paramètres des lignes, les puissances générées, demandées et leurs limites admissibles, …..etc.
- Insérer ces données dans l'algorithme génétique et on calcule les pertes par la méthode de N-R qui a été expliqué dans le chapitre (I).
- les résultats obtenues présentent la solution optimale de l'DEO.

III.3.1 Le réseau test de 9 jeux de barres :

Ce réseau est constitué de 9 jeux de barres, 6 lignes électriques, 3 générateurs, 3 transformateurs et 3 charges. Le schéma de ce réseau configuré dans la figure (III.1).

Les données des jeux de barres de ce réseau seront présentées dans les tableaux III.1, III.2 et III.3, La puissance et la tension de base sont respectivement 100MVA et 345.0KV [7].

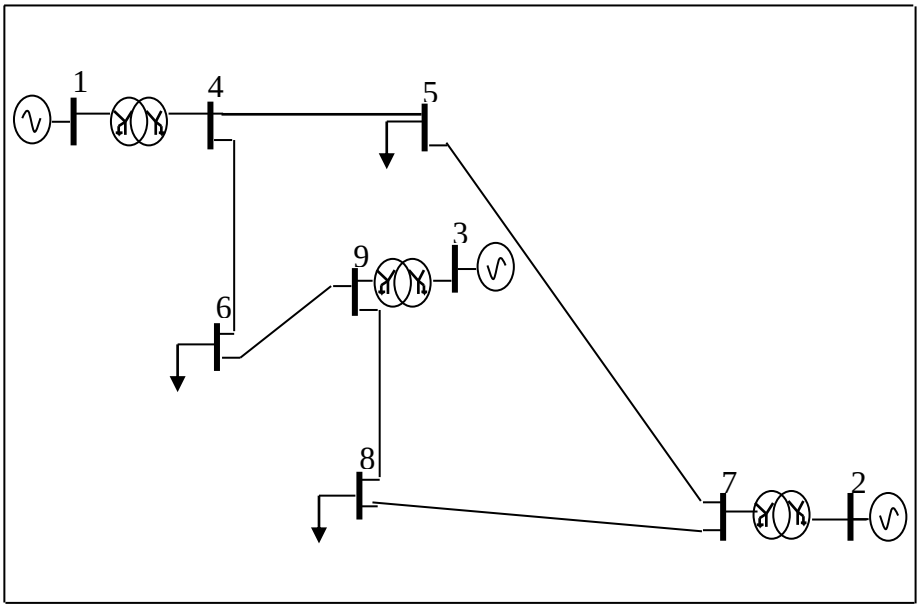


Figure III.1 : *Schéma unifilaire du réseau test de 9 Jdb*

Tableau III.1 données des jeux de barres du réseau électrique 9 Jdb

Jdb	Type	Pd (Mw)	Qd (Mvar)
1	Ref	0.0	0.0
2	PV	0.0	0.0
3	PV	0.0	0.0
4	PQ	0.0	0.0
5	PQ	125.0	50.0
6	PQ	90.0	30.0
7	PQ	0.0	0.0
8	PQ	100.0	35.0
9	PQ	0.0	0.0

Tableau III.2 Données des générateurs du réseau 9 Jdb

Jdb	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	Pmax (MW)	Pmin (Mw)	c ($/MW^{2}hr)	b ($/MW^{2}hr)	a ($/hr)
1	0.0	0.0	300.0	-300.0	250.0	10.0	0.1100	5.0	150
2	163.0	0.0	300.0	-300.0	300.0	10.0	0.0850	1.2	600
3	85.0	0.0	300.0	-300.0	270.0	10.0	0.1225	1.0	335

Tableau III.3 Données des lignes et des transformateurs du réseau 9 Jdb

J	I	r (p.u)	x (p.u)	b (p.u)
1	4	0.0000	0.0576	0.000
4	6	0.0170	0.0920	0.158
6	9	0.0390	0.1700	0.358
3	9	0.0000	0.0586	0.000
8	9	0.0119	0.1008	0.209
7	8	0.0085	0.0720	0.149
7	2	0.0000	0.0625	0.000
5	7	0.0320	0.0000	0.306
4	5	0.0100	0.0850	0.176

✓ ***l'application de l' AG:***

D'après l'application de l' AG sur le même réseau en considération des pertes dans les lignes, la meilleur résultat obtenue est comme ci-dessous.

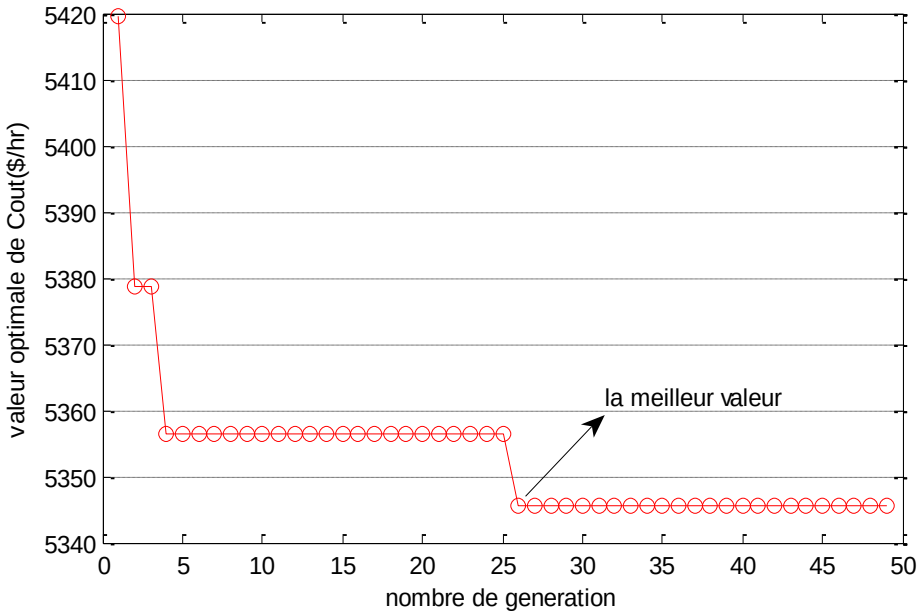


Figure III.2: *convergence de la fonction de coût du réseau 9 Jdb durant le processus de l'AG*

On constat que le coût optimal est obtenue après 26 génération, et égal à **5345.5** $/hr.

✓ ***Les niveaux de tension :***

La figure III.3 montre que la tension de chaque jeu de barre est dans leur limites admissibles (Min, Max).

La comparaison des tensions et leurs angles correspondantes, par la méthode classique de Newton-Raphson est dans le tableau III.4 :

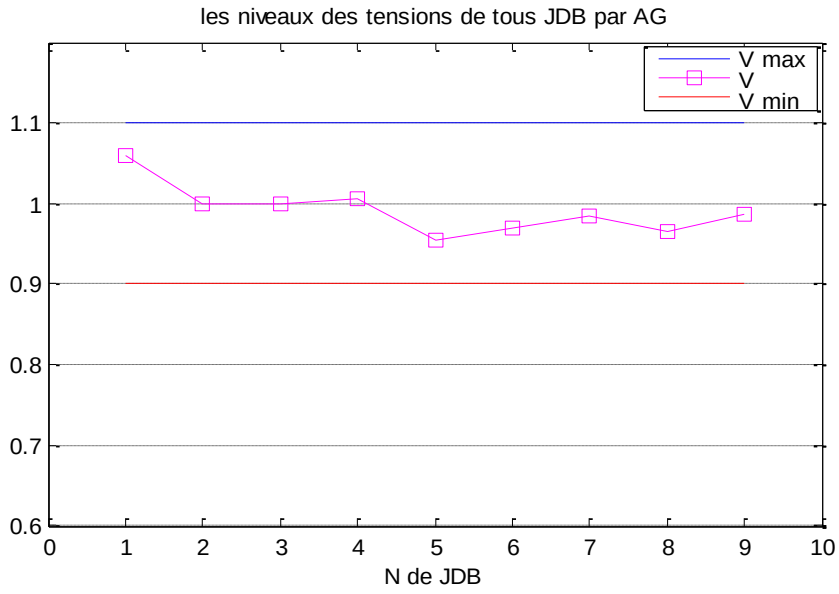


Figure III.3 : *les Niveaux de tension des 9 jeux de barre*

Tableau III.4 :La comparaison des tensions et leurs angles par N_R et notre AG

	V (p.u)		Angle (deg.)	
Jdb	**N-R**	**AG**	**N-R**	**AG**
1	1.0000	1.0600	+ 0	+ 0
2	1.0000	1.0000	+ 2.91	+ 0.7992
3	1.0000	1.0000	+ 0.738	+0.6971
4	1.0175	1.0065	- 2.349	- 2.8639
5	0.9996	0.9541	- 3.0461	- 4.2553
6	1.0255	0.9689	- 5.319	- 5.7269
7	1.0342	0.9847	- 2.7407	- 4.1598
8	1.0298	0.9643	- 4.7093	-5.8659
9	1.0343	0.9867	- 2.0223	-2.4227

✓ ***La vérification des contraintes :***

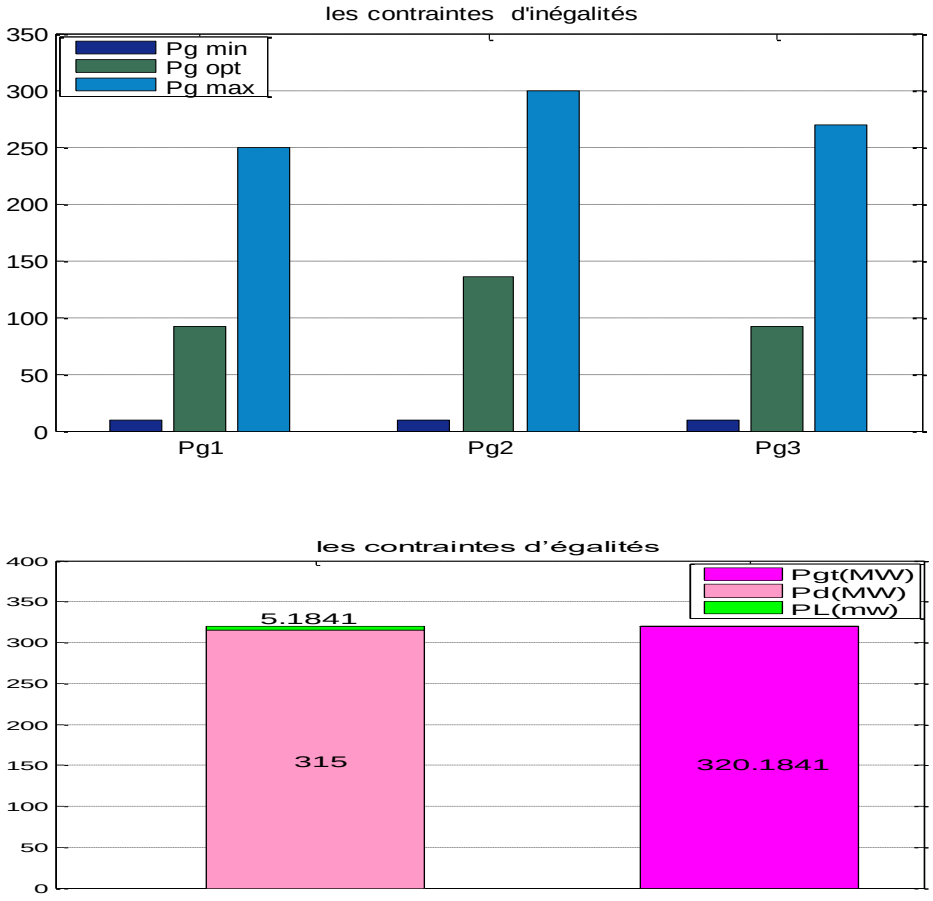


Figure III.4: *les contraintes d'égalité et d'inégalité de 9Jdb par notre AG*

Il est claire d'après la figure III.4 que les contraintes d'égalités et d'inégalités sont vérifiées.

✓ ***Comparaison techno-économique:***

Comme il est illustré dans le tableau III.5, le coût total des puissances actives générée est inférieur à celle de N-R et de l'POS, ce qui résulte un gain financier de 102.20 $/hr par rapport NR et de 66.4 $/hr par rapport l'PSO .

Les pertes de puissance active qui réside par l'AG est inférieur aux pertes obtenues par la méthode classique de N-R, mais elles est supérieur à ceux de l'PSO .

Tableau III.5: comparaison des résultats techno-économiques entre NR , PSO et notre AG

	N-R	**PSO[3]**	**AG**
$\mathbf{P_{g1}}$	72.4050	113.1201	92.4634
$\mathbf{P_{g2}}$	163.0000	12.1976	136.1270
$\mathbf{P_{g3}}$	85.0000	84.5263	91.5937
$\mathbf{P_{gT}}$	320.41	318.8440	320.1841
$\mathbf{P_L}$	5.4050	3.884	5.1841
Coût $/hr	**5447.7**	**5411.9**	**5345.5**
Temps(s)	0.078	-	6.907

On peut visualisée ces résultats sous forme distinguent dans la figure III.5

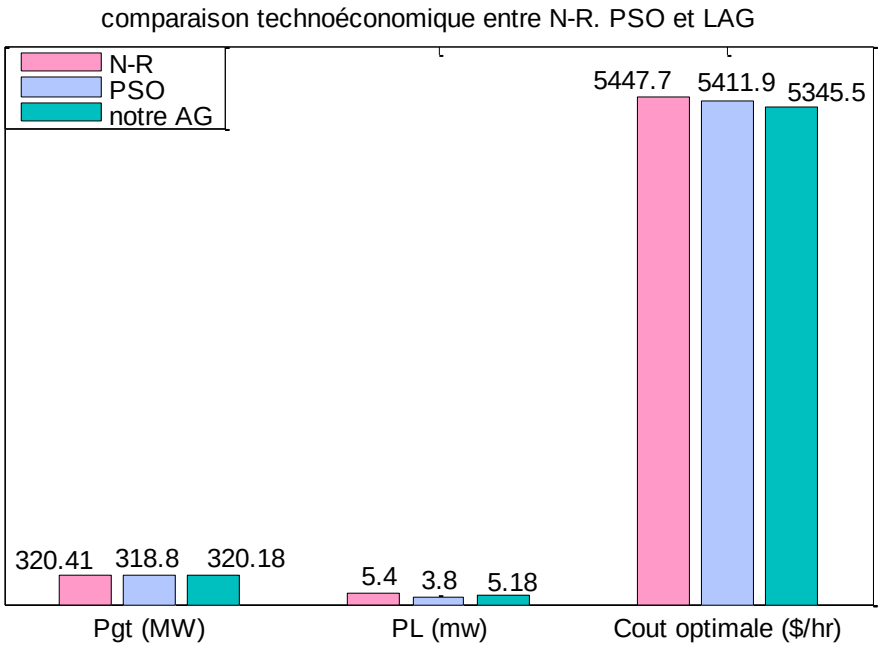


Figure III.5: *comparaison des résultats du réseau 9 Jdb obtenus par PSO, NR et notre AG*

III.3.2 le réseau test de 25 jeux de barres :

Ce réseau est de moyenne taille caractérisés par leurs charges électriques qui sont nombreuses et distantes 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 charges où la puissance totale demandée vaut 530 MW.

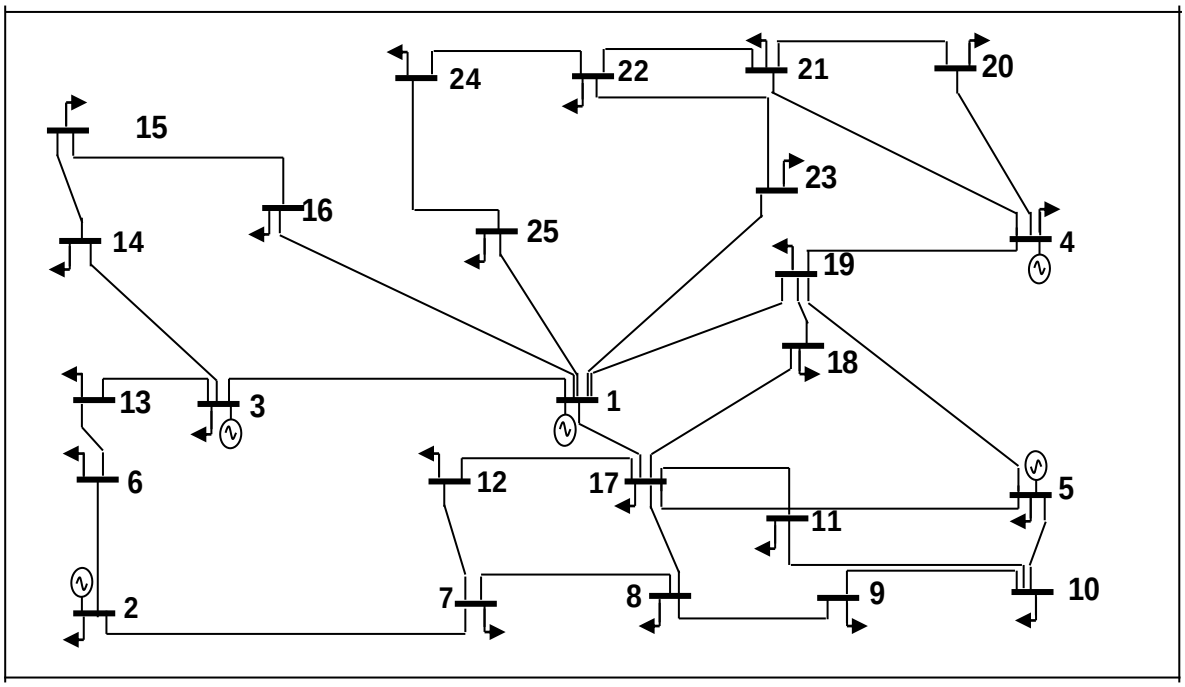


Figure (III.6) : *le schéma unifilaire de réseau test de 25 Jdb du IEEE.*

- ***les données***

Les valeurs initiales des tensions des générateurs , leurs angles correspondantes ainsi que les puissances actives et réactives demandées de chaque nœud sont présentées dans le tableau B.1 de l'annexe B.

Les coefficients de coût de chaque générateur (a_i, b_i, c_i) et leurs limites des puissances générer en (MW et Mvar) sont indiquées dans le tableau B.2 .

Les paramètres des lignes R, X, B/2 sont résumées dans le tableau B.3.

La figure (III.7) dresse les courbes quadratiques des générateurs en fonction de puissances actives générées **:**

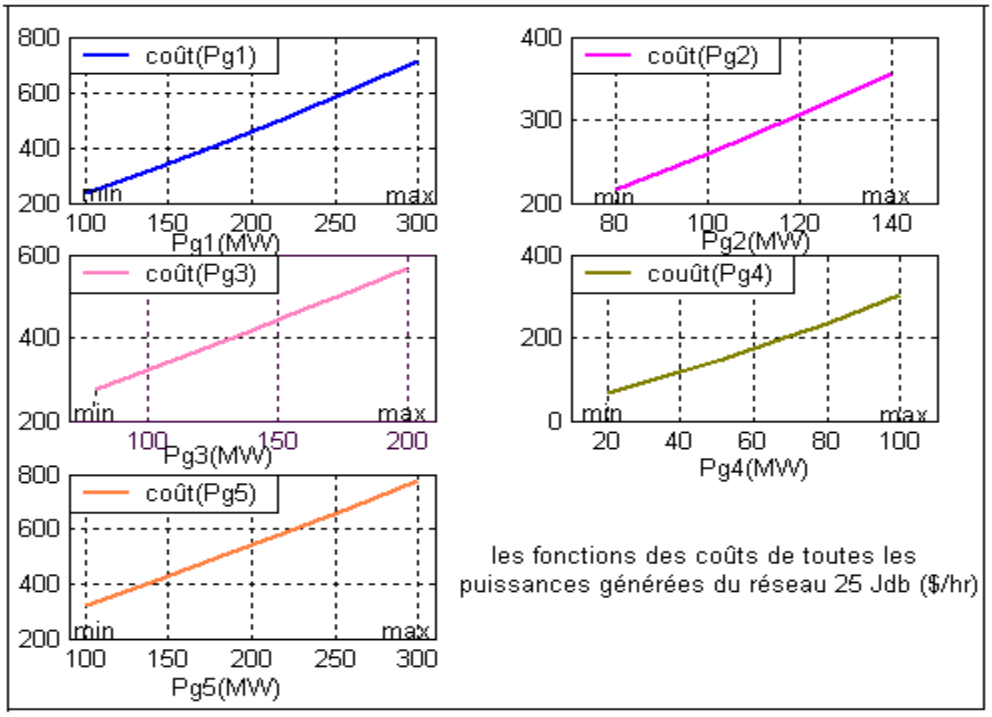


Figure (III.7): *les Courbes quadratiques des générateurs du réseau IEEE 25-Jdb*

- ***Application de l' AG :***

Après la mise en œuvre du programme de l'AG, on trouve la courbe suivante :.

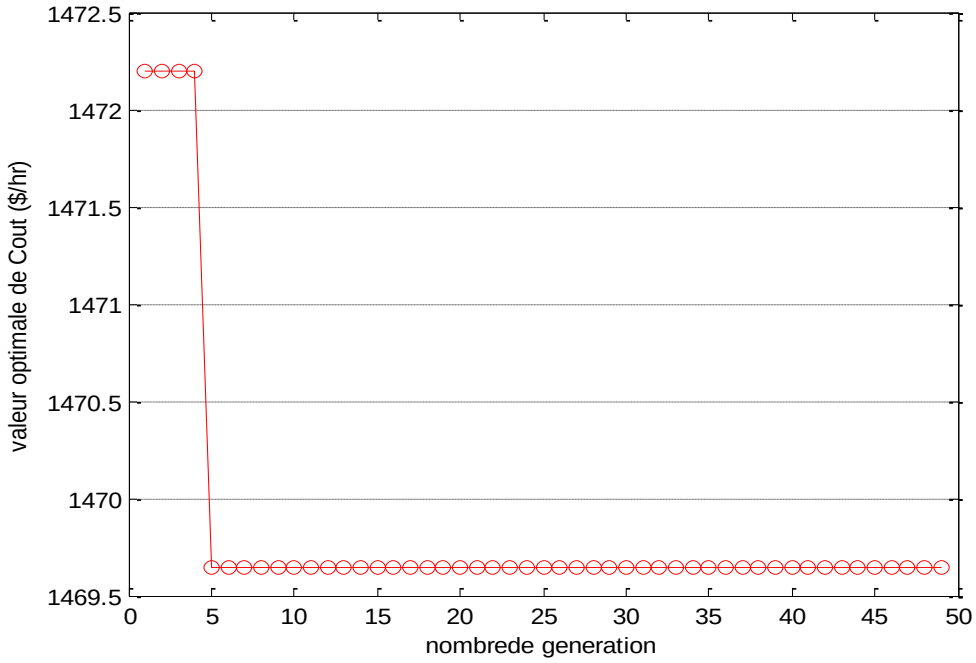


Figure (III. 8) : *le Coût optimal des générateurs du réseau IEEE 25-Jdb par notre AG.*

On remarque que la convergence fait à l'itération numéro 5 dont la valeur de coût est de **1469.6 ($/hr),** donc après cette itération la valeur du coût sera constante

la figures (III.9) illustrait que les contraintes d'inégalités des puissances actives sont satisfaites.

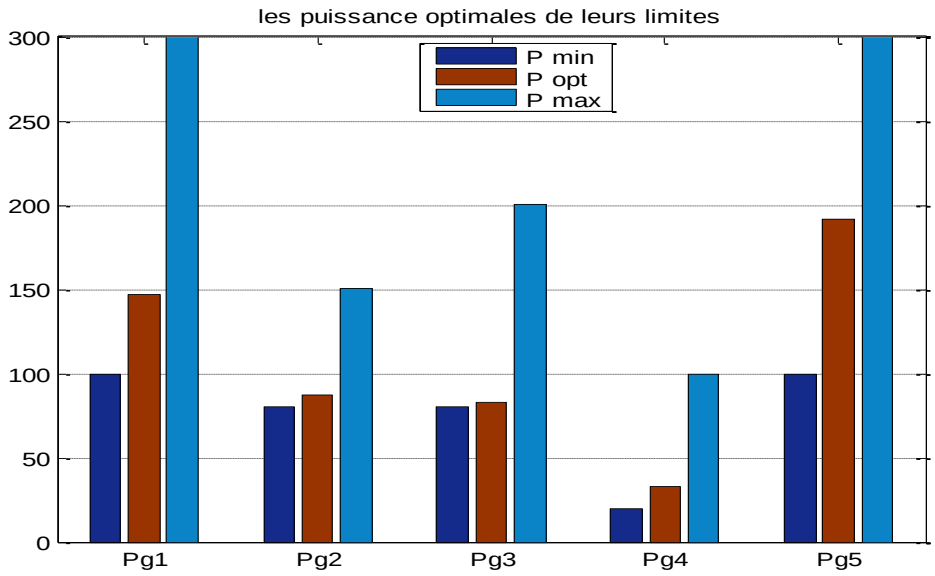


Figure (III.9) : *les contraintes d'inégalités du réseaux 25 Jdb*

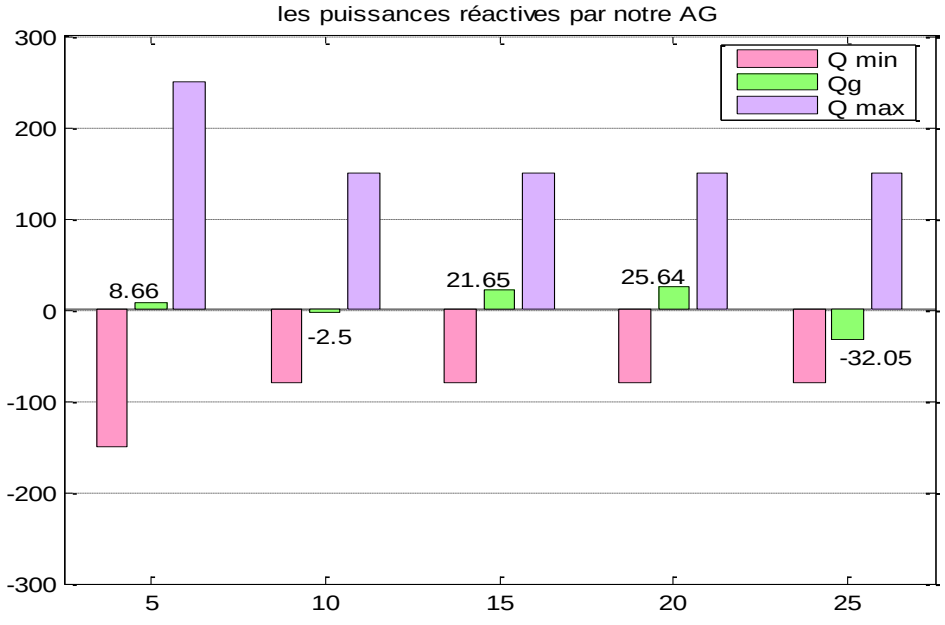


Figure (III.10) : *les puissances réactives de 25 Jdb par de notre AG*

Le tableau III.6 expose une comparaison entre les trouvés par cette méthode d'optimisation (AG) et l'écoulement de puissance classique N-R. Malgré que AG a augmenté légèrement les pertes de puissances actives par rapport à N-R (+4.77. MW), elle a diminué considérablement le coût (-41.8 $/h).

Tableau III.6 Comparaison des résultats du réseau 25 bus obtenus par N-R et AG

	N-R	**Notre AG**
Pg1 [MW]	45.77	147.286
Pg2 [MW]	100.00	87.62
Pg3 [MW]	150.00	82.48
Pg4 [MW]	50.00	32.6
Pg5 [MW]	200.00	191.24
Pgt [MW]	**545.77**	**541.226**
PL [MW]	**15.77**	**11.226**
Coût [$/hr]	**1512.50**	**1469.60**

On peut présenter dans la figure (III.11) la participation de la puissance générée de chaque générateur pour satisfaire la demande:

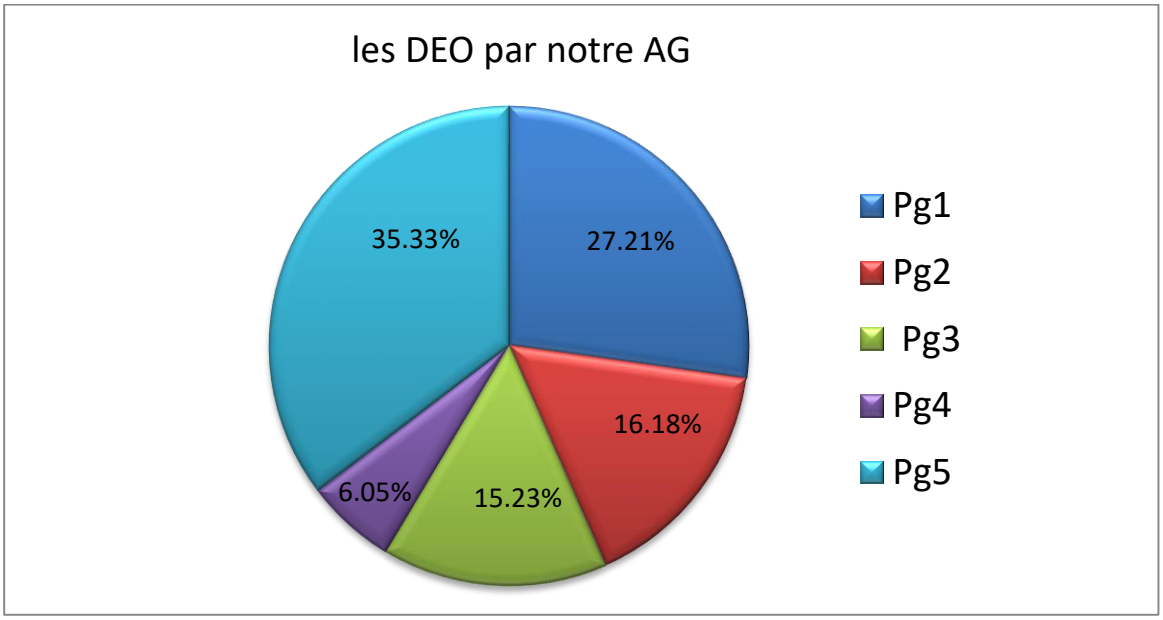


Figure III. 11:*R.E.O.P de réseau test 25 Jdb par notre AG*

- ***Les résultats techno-économiques:***

Les résultats techno-économiques obtenues après la convergence de l'algorithme génétique sont exhibée dans le tableau (III.7) avec une comparaison par des autres méthodes.

Tableau III.7: Comparaison des résultats de L' AG par N-R, LF_OPF, QN_OPF

	N_R	LF_OPF	QN_OPF	Notre AG
P_{Gt} (MW)	545.772	545.60	545.52	541.226
Q_{Gt} (Mvar)	34.3445	20.58	20.60	21.4
P_L(MW)	15.7715	15.60	15.51	11.226
Coût total ($/hr)	**1512.532**	**1478.05**	**1477.93**	**1469.60**
Temps (s)	0.016	-	-	34.813

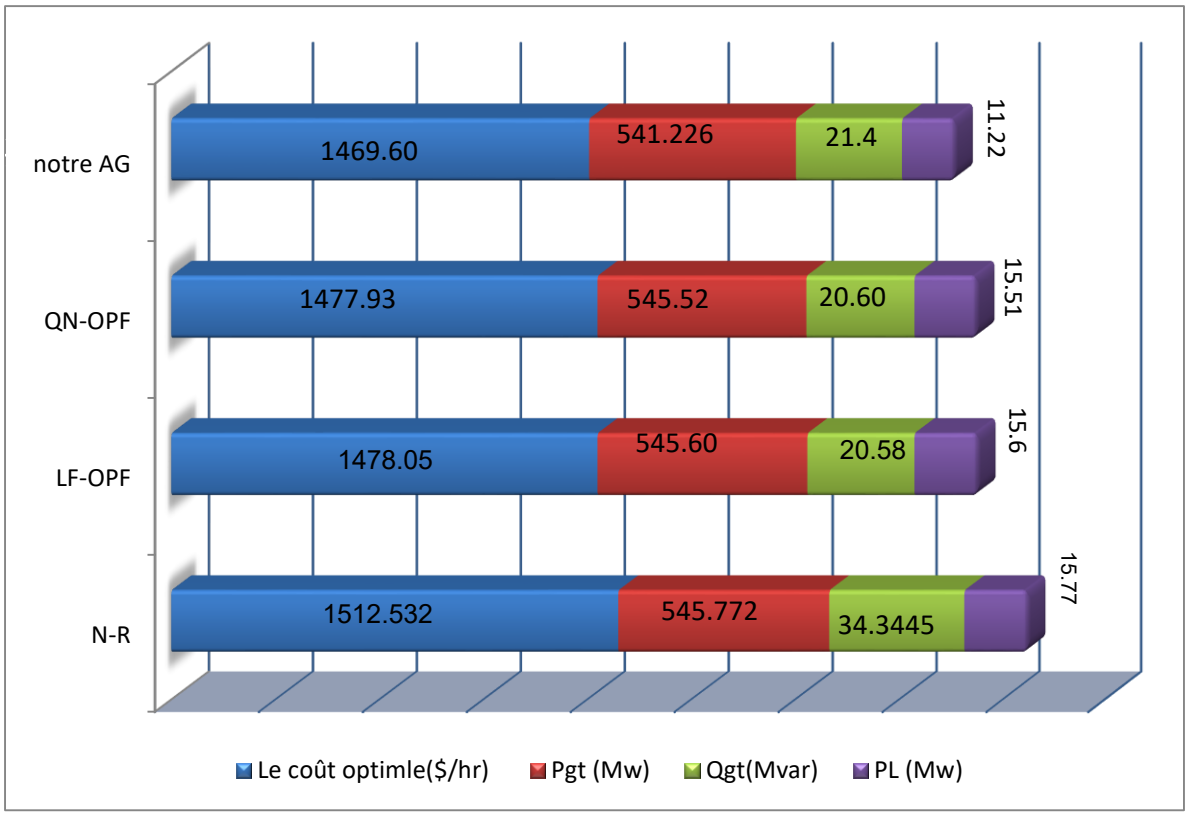


Figure III.12: *comparaison techno-économique du réseau 25 Jdb*

La comparaison des résultats obtenus avec les autres méthodes est illustrée dans le tableau (III.7)

On remarque que :

Le coût de production de la puissance active de l'AG est inférieur à celle de tous les autres méthodes (N_R, LF_OPF, QN_OPF), ainsi que les pertes de l'AG reste plus faible par rapport à ces méthodes, comme il est illustrée dans la figure (III.12) .

Tableau III.8 : La comparaison des tensions et leurs angles entre N_R et notre AG

		N_R		**A_G**				**N_R**		**A_G**	
N°Jdb	type	V(pu)	Dég	V(pu)	Dég	**N°Jdb**	type	V(pu)	Dég	V(pu)	Dég
1	Ref	1.02	0	1.02	0	**14**	PQ	0.954	-2.0	0.959	-5.28
2	PV	1.00	13.5	1.00	6.07	**15**	PQ	0.957	-3.0	0.960	-5.37
3	PV	1.00	6.59	1.00	-0.54	**16**	PQ	0.972	-2.9	0.975	-4.31
4	PV	1.00	2.23	1.00	-1.85	**17**	PQ	0.99	2.52	0.992	-1.12
5	PV	1.00	7.46	1.00	3.55	**18**	PQ	0.992	1.58	0.984	-1.94
6	PQ	0.980	7.45	0.980	0.16	**19**	PQ	1.009	2.42	0.994	0.94
7	PQ	0.991	5.75	0.992	-0.10	**20**	PQ	0.985	0.44	0.985	-3.27
8	PQ	0.993	3.90	0.994	-1.79	**21**	PQ	0.976	0.06	0.977	-3.16
9	PQ	1.002	2.69	1.001	-0.83	**22**	PQ	0.975	-2.4	0.975	-4.74
10	PQ	1.017	3.31	1.016	-0.69	**23**	PQ	0.998	-2.2	0.999	-3.10
11	PQ	1.008	2.42	1.006	2.142	**24**	PQ	0.974	-5.0	0.975	-6.50
12	PQ	0.992	3.73	0.996	-5.12	**25**	PQ	0.977	-5.0	0.978	-6.07
13	PQ	0.9790	6.54	0.9790	-5.21						

Après cette comparaison On peut dire que :

- ✓ les valeurs de tension pour les deux méthodes n'ont pas beaucoup changé et ils sont dans leurs limites admissible.
- ✓ Par contre, les phases des tensions sont varier. Cela s'explique par le fort couplage qui existe entre les phases des tensions et les puissances actives du système électrique.

- la figure (III.13) illustre les niveaux de tension de chaque JDB obtenus par l'AG .
- la figure (III.14) illustre les angles de tension de chaque JDB obtenus par l'AG .

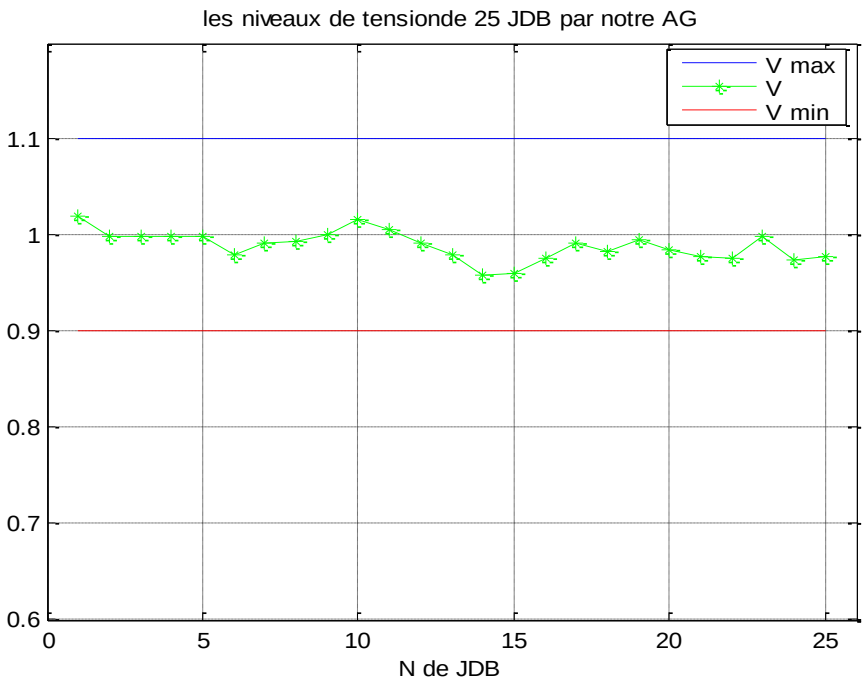


Figure (III.13) :*les niveaux des tensions de 25 Jdb obtenus par notre AG*

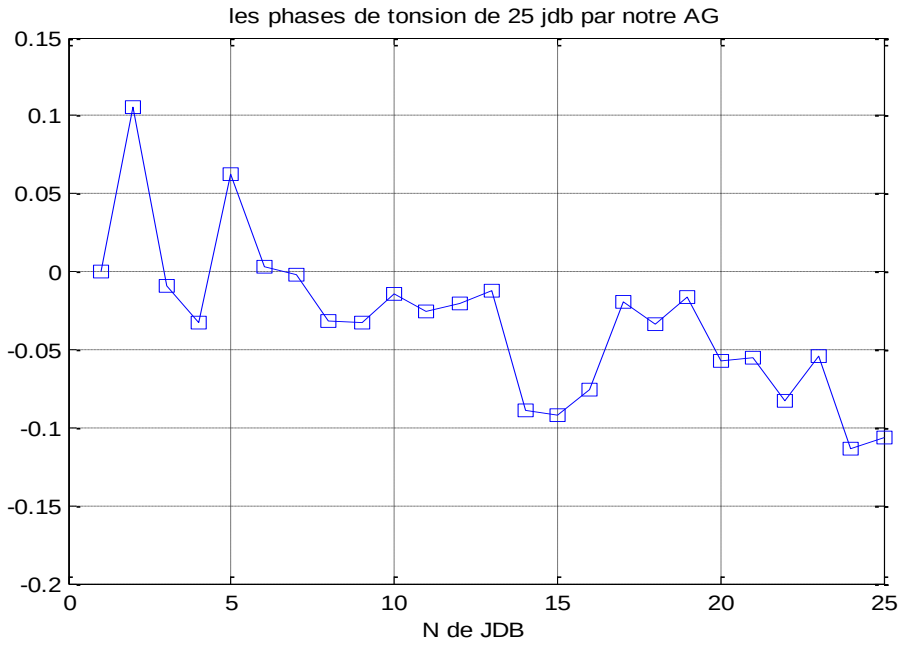


Figure (III.14) : *les angles des tensions de 25 Jdb obtenus par notre AG*

III.3.3 Réseau test de 30 jeux de barres :

Le réseau IEEE 30-bus est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres n° 1, 2, 5, 8, 11, et 13), alimentant un ensemble de 20 charges à travers 41 lignes de transport (Figure III.15).La tension de base pour chaque jeu de barres est de135 KV. Les données de ce réseau sont résumée dans les tableaux B.4 ,B.5 et B.6 de l'annexe B.

Les contraintes des puissance actives générées sont:

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

$50 \leq Pgi \leq 200\ (MW)$ $10 \leq Pgi \leq 35\ (MW)$

$20 \leq Pgi \leq 80\ (MW)$ $10 \leq Pgi \leq 30\ (MW)$

$15 \leq Pgi \leq 50\ (MW)$ $12 \leq Pgi \leq 40\ (MW)$

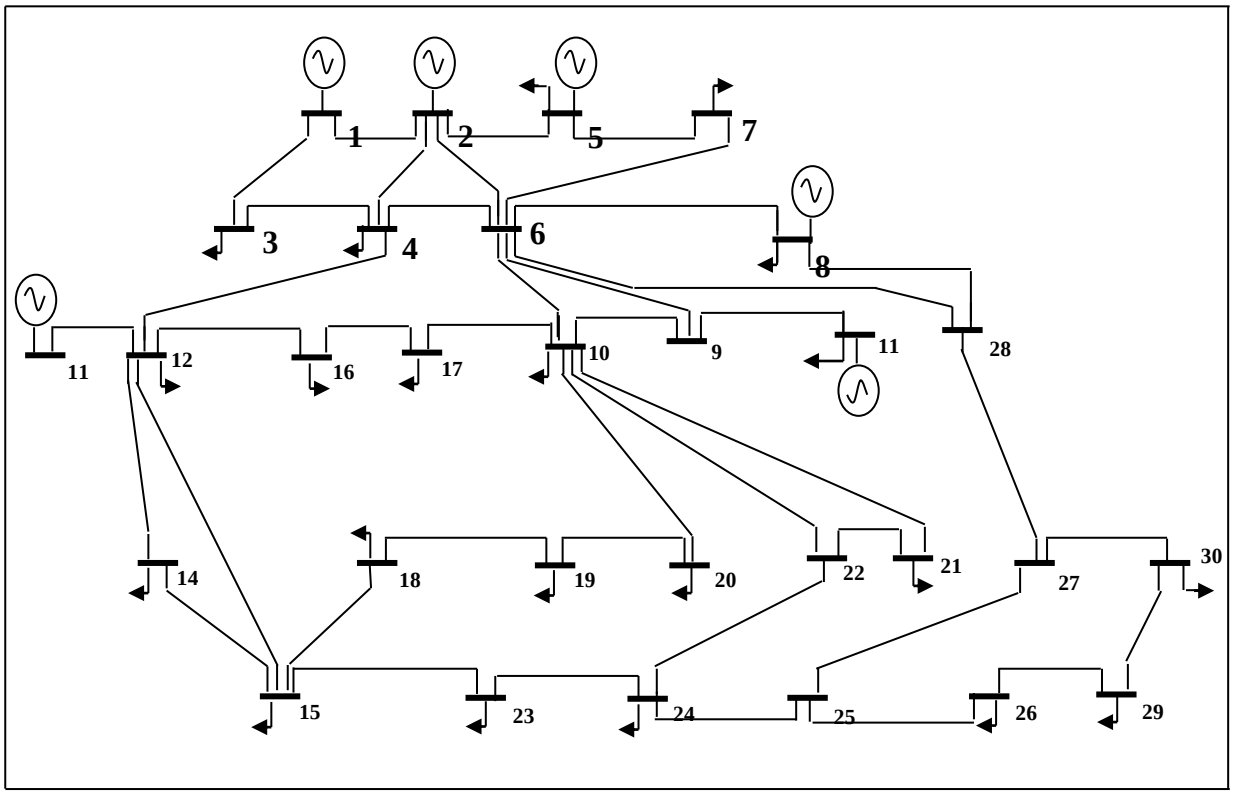


Figure (III.15) : *Topologie de réseau électrique IEEE-30 nœuds*

La figure suivante représente la convergence (meilleur coût) de notre AG en fonction les itérations.

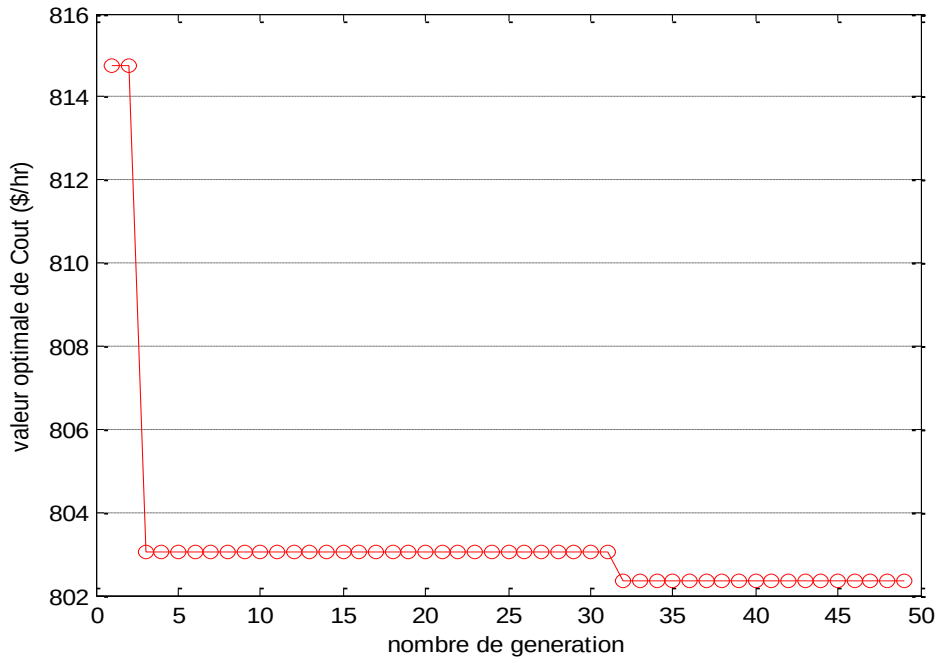
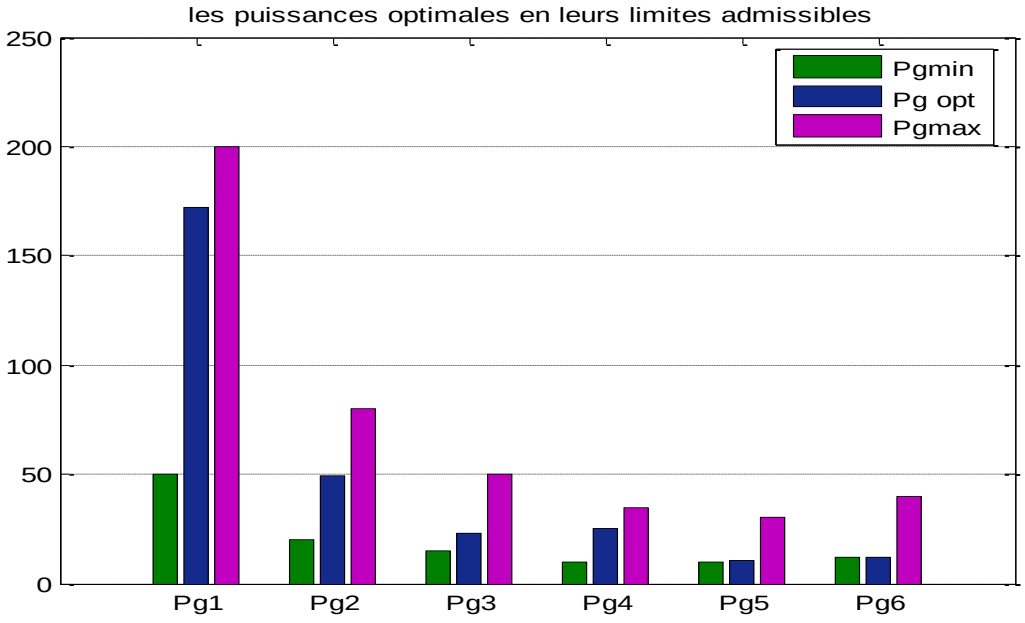


Figure (III.16) : *Convergence de coût en fonction les itérations du réseau IEEE 30 Jdb par Notre AG.*

La valeur optimale qui a été trouvée après 32 génération est de l'ordre de **802.362**$/hr, avec la

Les figures (III.17) et (III. 18) illustrent respectivement que notre AG vérifie les contraintes d'inégalités et d'égalités des puissances actives et les tensions de tous les Jdb sont dans leurs limites :



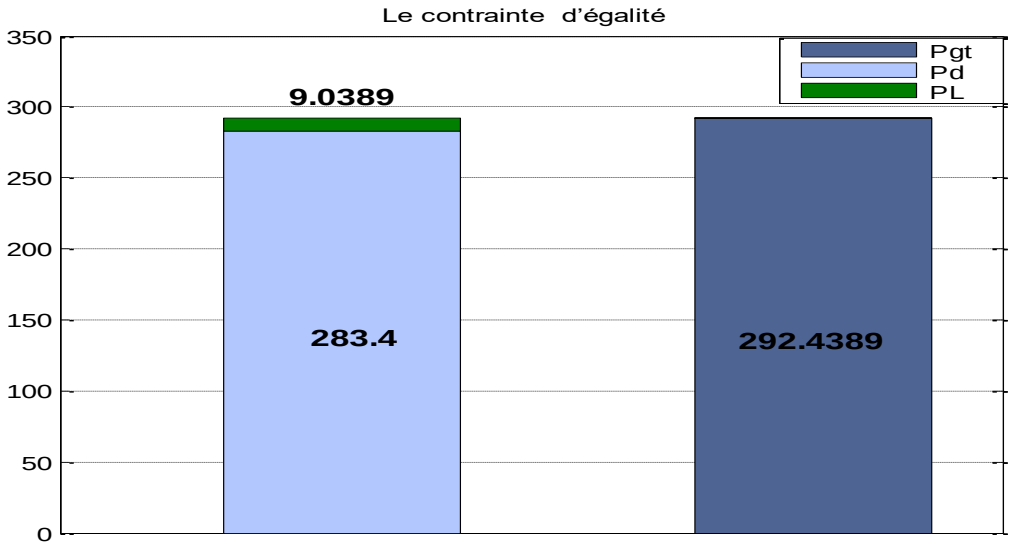


Figure (III.17) : *Les contraintes d'égalités et d'inégalités de 30 Jdb durant le processus de notre AG*

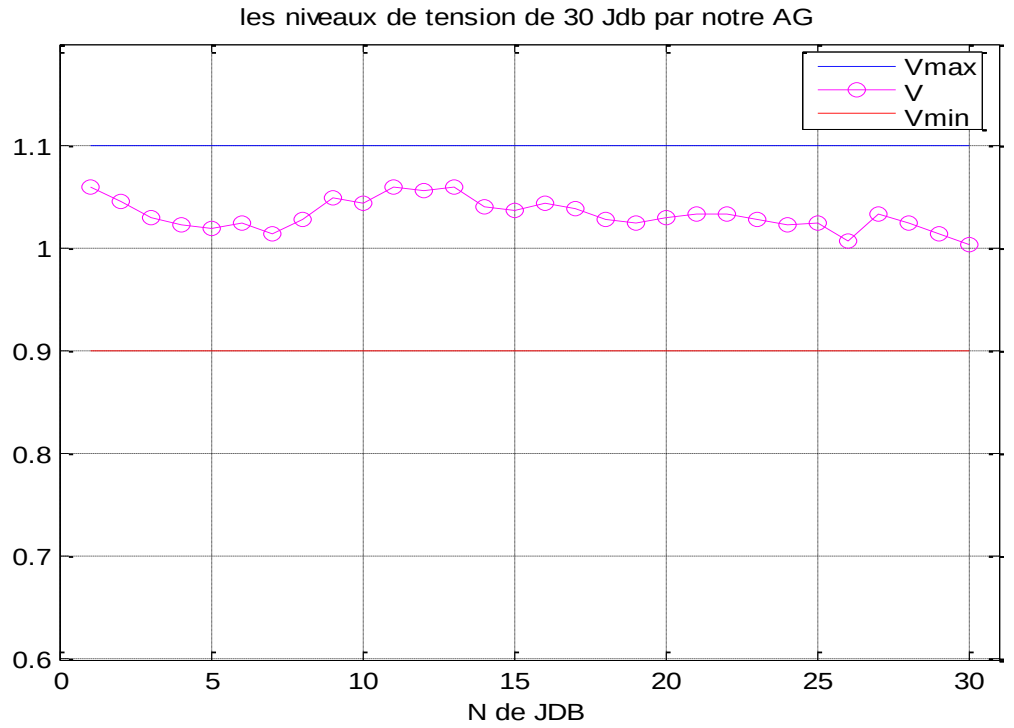


Figure (IV.18) : *les niveaux de tension de 30 Jdb par notre AG*

Le figure (III.19) illustre les angles de tension de 30 Jdb par notre AG.

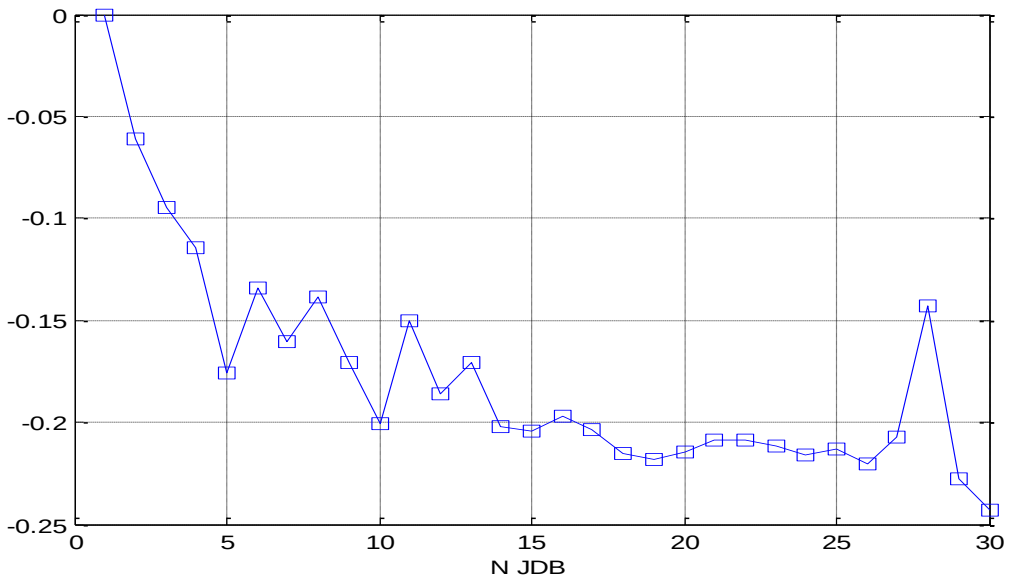


Figure (III.19) : *les angles de tension de 30 Jdb par notre AG*

On peut représenté les puissances générée sous la forme suivante :

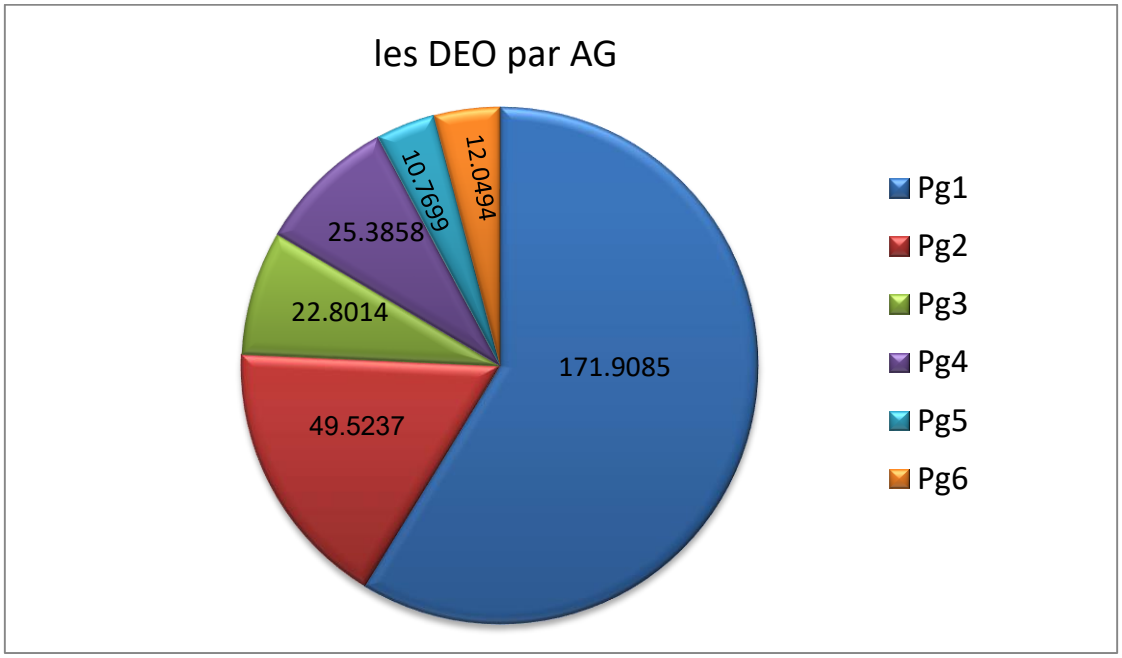


Figure (III.20) : *la répartition économique optimale de réseau de 30 Jdb par notre AG*

La comparaison par les méthodes de N-R et QN-OPF sera comme suivante :

Tableau (III.9) :la comparaison technoéconomique entre NR et notre AG

	Puissance active générée (MW)	**La puissance réactive générée (Mvar)**	**Les pertes actives (MW)**	**Coût total ($/hr)**
N-R	294.2306	148.4806	10.8257	805.6981
QN-OPF	292.02	130.17	8.80	807.78
AG	**292.4389**	**92.1821**	**9.0389**	**802.362**

On peut exposer cette comparaison par un autre façon comme illustre la figure suivante

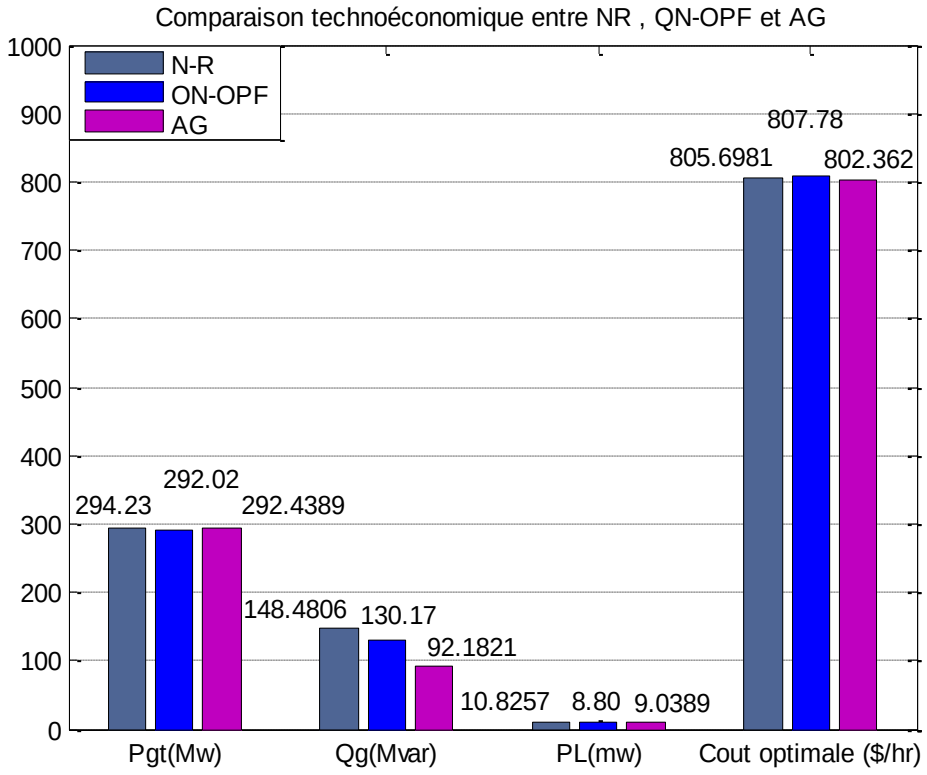


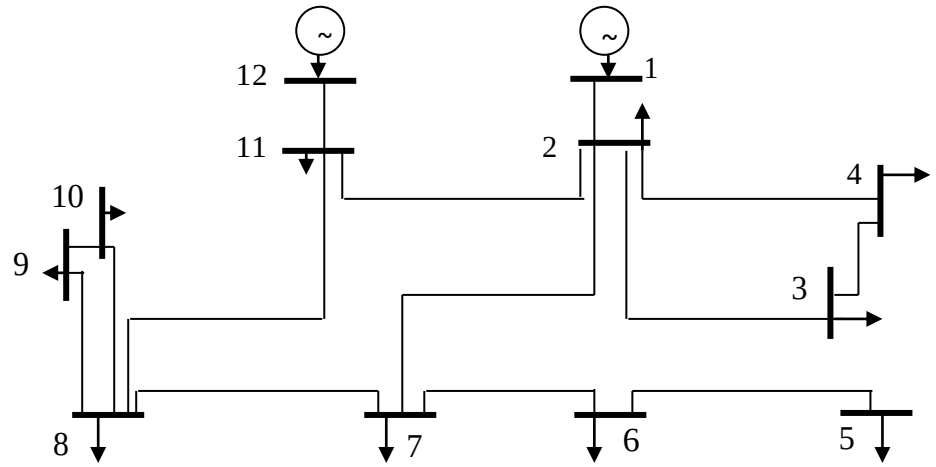
Figure (III.21) : *Comparaison technoéconomique entre NR , QN-OPF et AG*

D'après le tableau III.9 et la figure III.21 on peut constater ce qui suit:

- le coût de production obtenu par l'AG est plus faible par rapport aux méthodes QN-OPF(-5.418) et N-R(-3.3361).
- Les pertes de puissance active obtenues par l'algorithme génétique sont plus faibles que celles obtenues par la méthode de N-R, mais légèrement supérieur à ceux de QN-OPF.

III.3.4 le réseau test d'ouest d'algérien :

Nous appliquons ici l'algorithme génétique de base à l'optimisation du répartition économique optimale au réseau test (ouest algérien) de la figure III.22.



Figure(III.22): *schéma du réseau électrique d'ouest algérien*

Le réseau **ouest algérien** est composée de 12 nœuds avec deux nœuds générateurs ayant les fonctions coûts suivant :

$F_1(P_{g1}) = 0.85P^2_{g1} + 150P_{g1} + 2000$

$F_2(P_{g2}) = 1.7P^2_{g2} + 250P_{g2} + 3000$

Sous les contraintes :

$$\begin{cases} 30 \leq P_{g1} \leq 510 \ [MW] \\ 10 \leq P_{g2} \leq 70 \quad [MW] \end{cases}$$

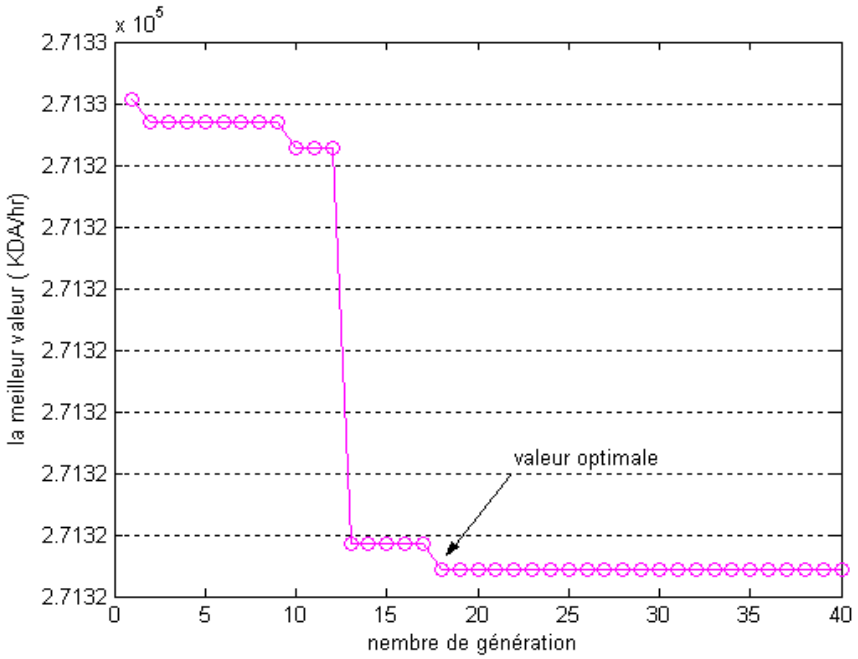
-La puissance demandées totale de ce réseau : Pd = 505 MW

III.3.4.1.La première cas (considération des pertes constants) :

Les pertes actives vaux, **15.94 [MW]** qui sont déterminées par la méthode de Newton-Raphson [14].

Donc, P_D=505+15.94= 520.94MW

Après l'application du processus de notre AG on remarque que la courbe de meilleur résultat de coût est comme suite.



La figure (III.23): *la convergence de coût optimal de réseau d'ouest d'algérien (cas pertes constantes) par notre AG*

Le tableau III.10 montre que le coût de production de la puissance active, après convergence de l'AG est nettement inférieur à celui de toutes les méthodes de comparaison dont, notre AG atteindre un gain de 445.58 KDA/hr par rapport l'autre AG, de 7000 KDA/hr

Tableau III.10 : Comparaison des résultats obtenus de l' AG du réseau ouest algérien.

	Sonelgaz [14]	Fletcher [14]	PSO [3]	Autre AG [14]	Notre AG
P_{g1}(MW)	465.94	469.93	452.44	450.95	**450.9460**
P_{g2}(MW)	55	49.98	68.49	69.00	**69.9940**
Coût (KDA/hr)	278319	279940	271970	271764	**271318.42**
Temps (s)	-	0.01	-	0.05	0.46
Nbr génération	-	3	-	304	18

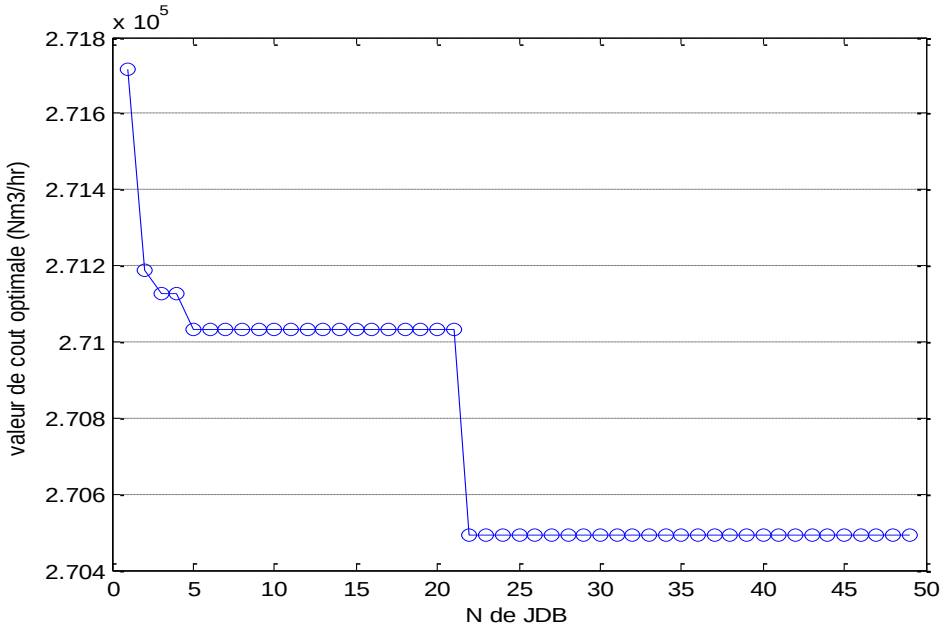
III.3.4.1.La deuxième cas (considération des pertes variables par les coefficients B)

La relation de perte est dans la formule suivante.

$$P_L = 0.0189P_{g1} + 0.0924P_{g2}$$

Pour calculer les pertes, nous remplaçons les valeurs optimales de chaque itération dans la formule de pertes ci-dessus .

La courbe du coût optimal sera présentée dans la figure suivante



La figure (III.24) : *la convergence de coût de réseau d'ouest d'algérien par notre AG.*

Le tableau III.11 donne un résumé sur les résultats obtenus par l'algorithme génétique et des autres méthodes sont déjà appliquées au ce réseau :

Tableau III.11: Comparaison des résultats obtenus du réseau ouest algerien

	Sonelgaz[14]	Fletcher [14]	PSO [3]	Notre AG
P_{g1}(MW)	465.94	468.92	450.4304	450.1322
P_{g2}(MW)	55	49.5	69.505	69.8273
Pg_T (MW)	520.94	518.42	519.9354	519.9595
PL (MW)	15.94	13.43	14.954	14.9595
Coût (Nm^3/hr)	**278319**	**278779**	**270610**	**270490**
Temps (s)	//	0.01	//	1.375
Nbr de génération	//	3	//	22

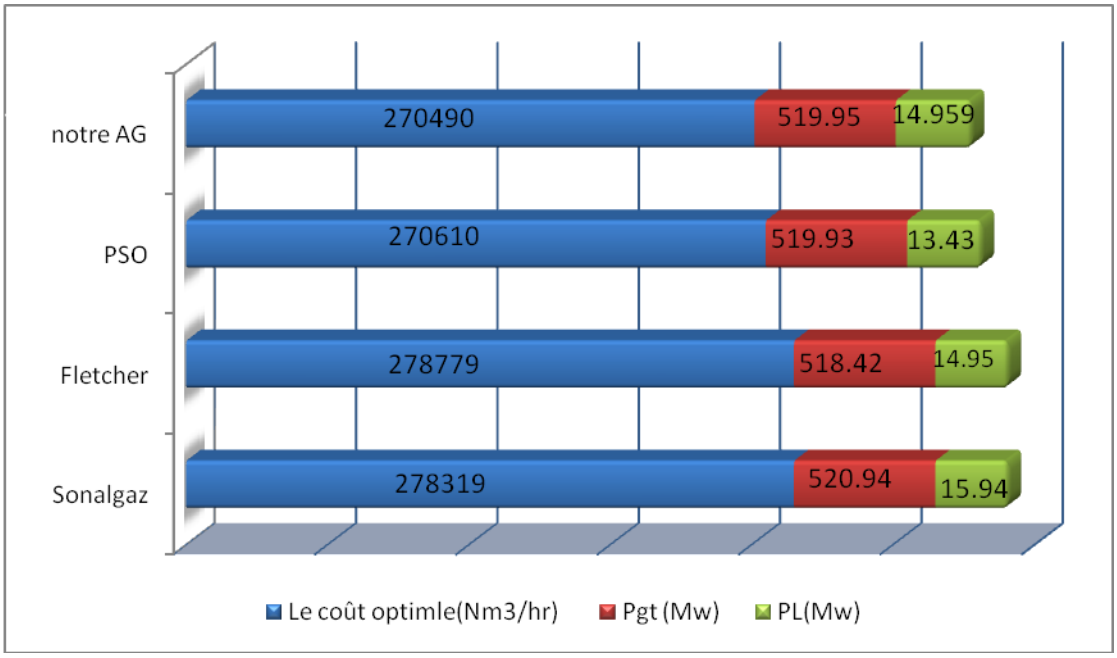


Figure (III.24)*:* *Les résultats techno-économique du réseau d'ouest d'algérien par notre AG*

Le tableau (III.11) explique que :

- Le coût optimal de la puissance active obtenue par notre AG reste plus faible par rapport au coût obtenu par PSO(-8289Nm^3/hr), Fletcher(-8343 Nm^3/hr) et Sonalgaz(-7829 Nm^3/hr).
- Les pertes de puissances actives obtenues par notre algorithme génétique est supérieures à ceux les autres méthodes .

A partir de ces résultats , on peut dire que notre AG est très efficace vu le gain financier considérables apporté par celui-ci.

III .4.Conclusion:

Dans ce chapitre, on a appliqué l'algorithme génétique à l'optimisation de l'écoulement de puissance sur des réseaux standards. Les résultats numériques de tests on été validés par comparaison avec d'autres méthodes classiques et d'optimisation, (N-R ,Q-N et PSO). Les résultats obtenus sont très concluants du point de vu coût de production et par fois, les pertes des puissances actives soient minimisés. Alors, un bon compromis entre le coût de production et les puissances transmises par les lignes de transport, avec la satisfaction de toutes les contraintes de sécurité, y compris les puissances actives et réactives des générateurs.

En fin, on peut dire que l'AG avait planifie les puissances actives des générateurs pour minimiser le cout de kilowattheures , ainsi qu'elle respecte les limites admissibles de tension de chaque Jdb , afin de garantie la sécurité de réseau.

CONCLUSION GENERALE

Après l'étude accomplit dans ce mémoire concernant l'application des algorithmes génétiques à l'optimisation de l'écoulement de puissance, on peut conclure que les algorithmes génétiques sont bien adaptés à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir le minimum coût possible. Les algorithmes génétiques constituent une famille d'algorithmes heuristiques permettant de rechercher l'optimum ou un quasi-optimum des fonctions objectives, sur les quelles 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. Le principe de la recherche par les algorithmes génétiques consiste à échantillonnes l'espace, à évoluer les différents points de l'échantillon grâce à une fonction sélective transformée de la fonction objective et, à partir de ces évaluations, à construire un nouvel échantillon dont la valeur moyenne est meilleure que celle de l'échantillon précédent. Ce principe est mis en œuvre à partir d'opérateurs s'inspirant de l'évolution génétique des espèces.

Afin d'appliquée l'AG aux différents réseaux, il faut pris en considération la sécurité de réseau, alors la spécification des limites des puissances et des tensions qui doivent être appliquées aux différents jeux de barres est un pas très essentiel dans la modélisation des problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance. Le programme du dispatching économique de l'écoulement de puissance proposé basé sur les algorithmes génétiques a été test et validé sur des réseaux électriques de petite et de moyenne taille. On peut dire que l'optimisation de l'écoulement de puissance par les algorithmes génétiques est une méthode globale puisqu'elle converge à la même solution approximativement de tout point de départ et donne un vecteur de control cohérent. Les résultats obtenus permettent d'espérer une bonne application pratique de la programmation pour le calcul de l'écoulement de puissance optimal dans un environnement en temps réel.

Nous estimons que ce travail sera un pas dans le développement des techniques modernes pour résoudre le problème de D.E.O.En perspective, nous proposons d'optimiser d'autres fonctions objectives importantes, comme la puissance réactive, les pertes de puissances actives et les émissions des gaz toxiques dans l'atmosphère.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

[1]: T.AZEB CHIKH, F. FOUNES << L'écoulement de puissance alternative-continu >> mémoire de fin d'étude Ecole nationale polytechnique (promotion 1995)
Propose et dirigé par A.HELLAL

[2]: S.Sayah << application des ensembles flous a la répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques >>
Mémoire de magister université Ferhat Abbas De Sétif (2005)

[3]: A. M. Hamza, B. M. Salah, T. Smail << Optimisation le dispatching économique optimale par la méthode Swarm (POS) >>
Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du Diplôme d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Centre Universitaire D'El-OUED, Promotion 2009
Proposé et dirigé par: Dr. BEN ATTOUS Djilani , Mr. LABBI YACINE

[4]: Pr. Jean-Louis LILIEN, <<Transport et distribution de l'énergie électrique>>
Manuel de travaux pratiques, Université de Liège Faculté des Sciences Appliquées
Année académique 1999/2000.

[5]: Systèmes de conduite des grands réseaux électriques Année 2000-2001
Cours ELEC-026.

[6]: LU Wei << Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité>> pour obtenir le grade de Docteur de l'institut Polytechnique de Grenoble
Spécialité : « Génie Electrique>> préparée au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble dans le cadre de l'Ecole Doctorale « Electronique, Electrotechnique, Automatique et Traitement du Signal>>, Directeur de thèse Yvon BESANGER
Soutenue publiquement le 6 Juillet 2009 Page 64,65.

[7]: Y.Labbi et N.Barka << Etude Et Analyse Du Problème De Dispatching Economique Par Les Algorithmes Génétiques >>
Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du Diplôme d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique, dirigé par : Mr: Mahdad Belkacem, Université Biskra, Promotion 2005 .

[8]: Fraipont Michael Le Yun Kang << Dispatching économique avec/sans pertes >> Projet de conduite des réseaux électriques ELEC234 Université Libre Bruxelles, Faculté des Sciences appliquées 2 éme licence ingénieur civil électricien Année académique 2006-2007.

[9]:Mémoire d'ingénieur<<L'application de la méthode Newton-Raphson à l'écoulement de puissance dans le système électrique ; Promotion: 2006-2007; Centre Universitaire d'El-Oued>>

[10]: M. Nasri et M. EL Hitmy, << Algorithme Génétique et Critère de la Trace pour l'Optimisation du Vecteur Attribut : Application à la Classification Supervisée des Images de Textures >>
Ecole Supérieure de Technologie, B.P 473, OUJDA, MAROC.

[11]: Mr. Sayah Samir << Application des ensembles flous à la répartition optimal de la puissance dans les réseaux électriques , Magister .année 2005 , >>

[12] : Lotfi Baghli, << Réalisation d'un Environnement Graphique avec Base de Données pour l'Analyse et la Simulation de Réseaux Electriques″,Ecole Nationale Polytechnique, Projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, promotion juin 1994. >>

[13] :C. Eyquem et A. Montaut, <<Les Algorithmes Génétiques" 21 juin 2001 .

[14]:C. Bontemps, " Principes Mathématiques et Utilisations des Algorithmes Génétiques. 95>>

[15]:F. Bouziani et L. Badji, <<Application des Algorithmes Génétiques en Identification et en commande des processus", Mini Projet, Ecole National Département Génie électrique, Promotion 2000/2001>>

[16]: Mémoire d'ingénieur <<Etude Et Analyse Le Problème du Dispatching Economique Par Les Algorithmes Génétiques, juin 2006. >>

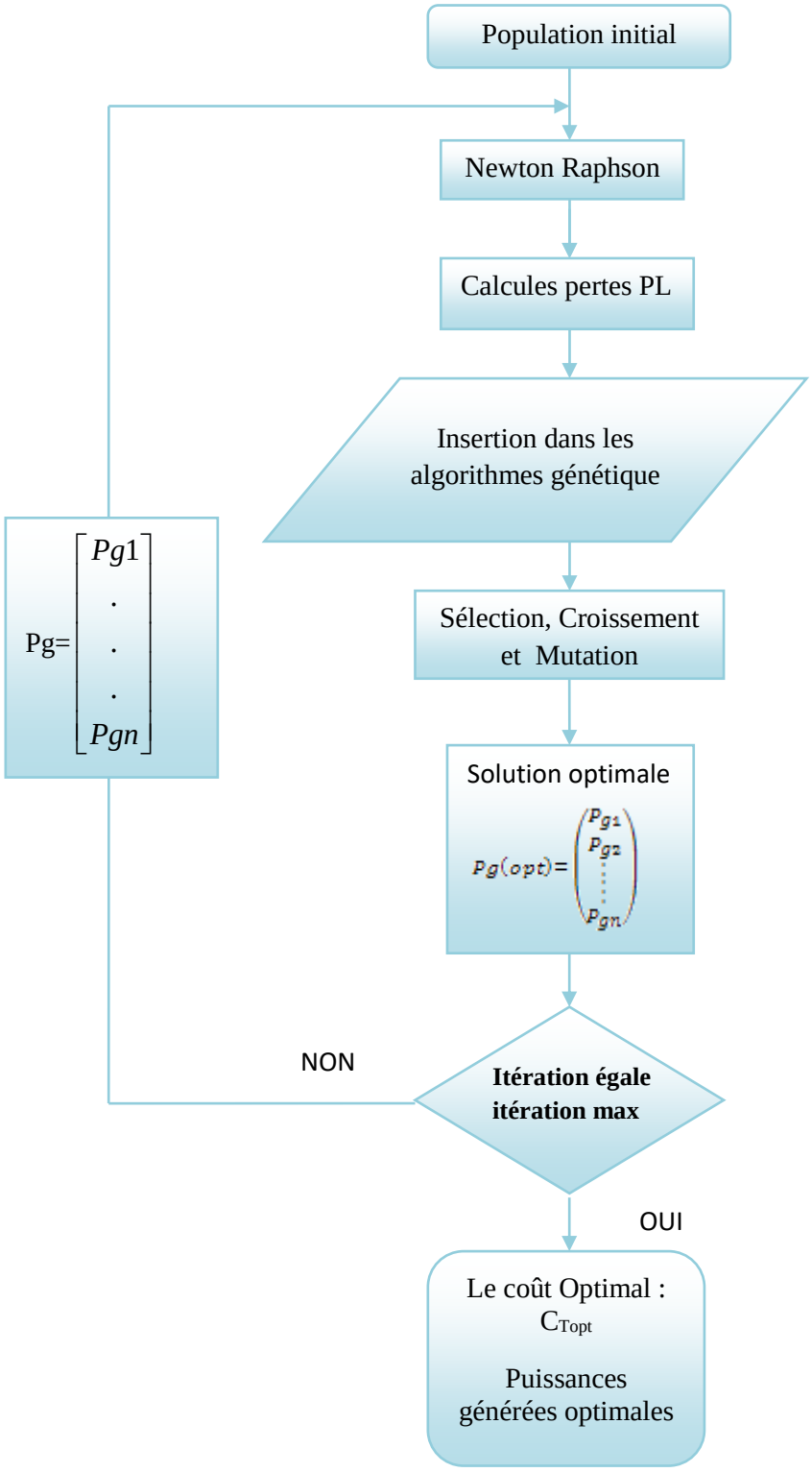
[17]: Lamia KARTOBI ,ENP <<Mémoire de Magister Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques >>

[18]: http://lsis.univ-tln.fr/~tollari/TER/AlgoGen1/node5.html

[19] R.Ouiddir,M.Rahli, << Répartition optimal des puissances actives dans le réseau électrique ouest algérien en utilisant un algorithme génétique", procédé de la SNGE'2001, Université Biskra, pages 174-177,2001. >>

ANNEXE A:

L'ORGANIGRAMME DE L' ALGORITHME GENITIQUE APPLIQUÉ SUR LE DISPATCHIPNG ÉCONOMIQUE OPTIMAL



ANNEXE B:

B.I Réseaux électrique à 6 jeux de barres:

Tableau B.1: Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 6 Jdb.

de	à	r (p.u)	x (p.u)	b (p.u)
1	2	0.10	0.20	0.020
1	4	0.05	0.20	0.020
1	5	0.08	0.30	0.030
2	3	0.05	0.25	0.030
2	4	0.05	0.10	0.010
2	5	0.10	0.30	0.020
2	6	0.07	0.20	0.025
3	5	0.12	0.26	0.025
3	6	0.02	0.10	0.010
4	5	0.20	0.40	0.040
5	6	0. 10	0.30	0.030

Tableau B.2: Données des jeux de barres du réseau électrique à 6 Jdb

Jdb	Type	Pd (Mw)	Qd (Mvar)	V(p.u)	θ(degré)	V_{min}(p.u)	V_{max}(p.u)
1	Ref	0.0	0.0	1.05	0.00	0.9	1.10
2	PV	0.0	0.0	1.05	0.00	0.9	1.10
3	PV	0.0	0.0	1.07	0.00	0.9	1.10
4	PQ	70.0	70.0	1.00	0.00	0.9	1.10
5	PQ	70.0	70.0	1.00	0.00	0.9	1.10
6	PQ	70.0	70.0	1.00	0.00	0.9	1.10

Tableau B.3 Données des générateurs du réseau électrique à 6 Jdb.

Jdb	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	Pmax (MW)	Pmin (Mw)	c ($/MW^{2}hr)	b ($/MW^{2}hr)	a ($/hr)
1	0.0	0.0	300.0	-300.0	200.0	50.0	0.0053	11.7	231.1
2	50.0	0.0	300.0	-300.0	150.0	37.5	0.0089	10.33	200.0
3	60.0	0.0	300.0	-300.0	180.0	45.0	0.0074	10.83	240.0

B.II Réseaux électrique à 25 jeux de barres:

Tableau B.1 Données des jeux de barres du réseau électrique à 25 Jdb.

Jdb	Type	Pd (MW)	Qd (Mvar)	V (p.u)	θ (degré)	V_{min} (p.u)	V_{max} (p.u)
1	Ref	0.0	0	1.02	0.0	0.9	1.1
2	PV	10	3	1.00	0.0	0.9	1.1
3	PV	50	17	1.0	0.0	0.9	1.1
4	PV	30	10	1.0	0.0	0.9	1.1
5	PV	25	8	1.0	0.0	0.9	1.1
6	PQ	15	5	1.0	0.0	0.9	1.1
7	PQ	15	5	1.0	0.0	0.9	1.1
8	PQ	25	0	1.0	0.0	0.9	1.1
9	PQ	15	5	1.0	0.0	0.9	1.1
10	PQ	15	5	1.0	0.0	0.9	1.1
11	PQ	5	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
12	PQ	10	0	1.0	0.0	0.9	1.1
13	PQ	25	8	1.0	0.0	0.9	1.1
14	PQ	20	07	1.0	0.0	0.9	1.1
15	PQ	30	10	1.0	0.0	0.9	1.1
16	PQ	30	10	1.0	0.0	0.9	1.1
17	PQ	60	20	1.0	0.0	0.9	1.1
18	PQ	15	5	1.0	0.0	0.9	1.1
19	PQ	15	5	1.0	0.0	0.9	1.1
20	PQ	25	8	1.0	0.0	0.9	1.1
21	PQ	20	7	1.0	0.0	0.9	1.1
22	PQ	20	7	1.0	0.0	0.9	1.1
22	PQ	15	7	1.0	0.0	0.9	1.1
24	PQ	15	5	1.0	0.0	0.9	1.1
25	PQ	25	8	1.0	0.0	0.9	1.1

Tableau B.2 Données des générateurs du réseau 25 Jdb

Nbr gén	Pg (MW)	Qg (Mvar)	**Pgmin** (MW)	**Pgmax** (MW)	**Qgmin** (Mvar)	**Qgmax** (Mvar)	**C_i** **($/MW^{2}hr)**	**b_i** **($/MW^{2}hr)**	**a_i** **($/MW^{2}hr)**
1	0	0	100	300	-150	250	0.0015	1.80	40
2	100	17	80	150	-80	150	0.0030	1.70	60
3	150	4	80	200	-80	150	0.0012	2.10	100
4	50	-4	80	100	-80	150	0.0080	2.00	25
5	200	-47	20	300	-80	150	0.0010	1.90	120

Tableau B.3 Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 25 Jdb**.**

de	à	r (p.u)	x (p.u)	B/2 (p.u)
1	3	0.072	0.2876	0.0179
1	16	0.072	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	0.022
4	20	0.0382	0.1007	0.0558
5	21	0.097	0.2547	0.00577
5	10	0.0497	0.2372	0.1335
5	17	0.0144	0.1269	0.014
5	19	0.0929	0.2442	0.014
6	13	0.0263	0.0691	0.004
7	8	0.0529	0.1465	0.0078
7	12	0.0364	0.1736	0.011
8	9	0.0387	0.1847	0.0118
9	17	0.0407	0.2075	0.0118
9	10	0.097	0.2091	0.09
10	11	0.089	0.2859	0.0137
11	17	0.1068	0.2807	0.0161
12	17	0.046	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	0.225	0.3559	0.0169
22	24	0.097	0.2595	0.0567
24	25	0.0472	0.1458	0.0317

B.III Réseaux électrique à 30 jeux de barres:

Tableau B.4 Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 25 Jdb**.**

de	à	r (p.u)	x (p.u)	B/2 (p.u)
1	2	0.02	0.06	0.03
1	3	0.05	0.19	0.02
2	4	0.06	0.18	0.02
3	4	0.01	0.04	0.0
2	5	0.05	0.2	0.02
2	6	0.06	0.18	0.02
4	6	0.01	0.04	0.0
5	7	0.05	0.12	0.01
6	7	0.03	0.08	0.01
6	8	0.02	0.04	0.0
6	9	0.0	0.21	0.0
6	10	0.0	0.560	0.0
9	11	0.0	0.21	0.0
9	10	0.0	0.11	0.0
4	12	0.0	0.26	0.0
12	13	0.0	0.14	0.0
12	14	0.12	0.26	0.0
12	15	0.07	0.13	0.0
12	16	0.09	0.2	0.0
14	15	0.22	0.2	0.0
16	17	0.08	0.19	0.0
15	18	0.11	0.22	0.0
18	19	0.06	0.13	0.0
19	20	0.03	0.07	0.0
10	20	0.09	0.21	0.0
10	17	0.03	0.08	0.0
10	21	0.03	0.07	0.0
10	22	0.07	0.15	0.0
21	22	0.01	0.2	0.0
15	23	0.1	0.2	0.0
22	24	0.12	0.18	0.0
23	24	0.13	0.27	0.0
24	25	0.19	0.33	0.0
25	26	0.25	0.38	0.0
25	27	0.11	0.21	0.0
28	27	0	0.4	0.0
27	29	0.22	0.42	0.0
27	30	0.32	0.6	0.0
29	30	0.24	0.45	0.0
8	28	0.06	0.2	0.02
6	28	0.02	0.06	0.01

Tableau B.5 Données des jeux de barres du réseau électrique à 30 Jdb.

Jdb	Type	Pd (MW)	Qd (Mvar)	V (p.u)	θ (degré)	V_{min} (p.u)	V_{max} (p.u)
1	Ref	0.0	0.0	1.06	0.0	0.9	1.1
2	PV	21070	12.7	1.047	0.0	0.9	1.1
3	PQ	2.4	1.2	1.0	0.0	0.9	1.1
4	PQ	7.6	1.6	1.0	0.0	0.9	1.1
5	PV	94.2	19.0	1.02	0.0	0.9	1.1
6	PQ	0.0	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
7	PQ	22.8	10.9	1.0	0.0	0.9	1.1
8	PV	30	30	1.029	0.0	0.9	1.1
9	PQ	0.0	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
10	PQ	5.8	12.0	1.0	0.0	0.9	1.1
11	PV	5	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
12	PQ	11.2	7.5	1.0	0.0	0.9	1.1
13	PV	0.0	0.0	1.06	0.0	0.9	1.1
14	PQ	6.2	1.6	1.0	0.0	0.9	1.1
15	PQ	8.2	2.5	1.0	0.0	0.9	1.1
16	PQ	3.5	1.8	1.0	0.0	0.9	1.1
17	PQ	9.0	5.8	1.0	0.0	0.9	1.1
18	PQ	3.2	0.9	1.0	0.0	0.9	1.1
19	PQ	9.5	3.4	1.0	0.0	0.9	1.1
20	PQ	2.2	0.7	1.0	0.0	0.9	1.1
21	PQ	17.5	11.2	1.0	0.0	0.9	1.1
22	PQ	0.0	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
23	PQ	3.2	1.6	1.0	0.0	0.9	1.1
24	PQ	8.7	6.7	1.0	0.0	0.9	1.1
25	PQ	0.0	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
26	PQ	3.5	2.3	1.0	0.0	0.9	1.1
27	PQ	0.0	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
28	PQ	0.0	0.0	1.0	0.0	0.9	1.1
29	PQ	2.4	0.9	1.0	0.0	0.9	1.1
30	PQ	10.6	1.9	1.0	0.0	0.9	1.1

Tableau B.6 Données des générateurs du réseau 30 Jdb

Nbr gén	Pg (MW)	Qg (Mvar)	**Pgmin** (MW)	**Pgmax** (MW)	**Qgmin** (Mvar)	**Qgmax** (Mvar)	**C_i** **($/MW^{2}hr)**	**b_i** **($/MW^{2}hr)**	**a_i** **($/MW^{2}hr)**
1	0	0	50	200	-150	250	0.00375	2.00	0
2	50.5846	0.0	20	80	-40	50	0.01750	1.75	0
5	18.5227	0.0	15	50	-40	40	0.06250	1.00	0
8	18.0865	0.0	10	35	-30	40	0.00830	3.25	0
11	10.4038	0.0	10	30	0.0	0.0	0.02500	3.00	0
13	13.2553	0.0	12	40	-6	24	0.02500	3.00	0