

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

## **UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET**

**FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES**  
**DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE**



# **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

**Pour l'obtention du diplôme de Master**

**Domaine : Sciences et Technologie**

**Filière : Génie Electrique**

**Spécialité : Réseaux électriques et Haute tension**

## **THÈME**

**Application des techniques d'optimisation  
dans un système électrique de puissance**

*Préparé par : Othmani Ali*

**Devant le Jury :**

**Nom et prénoms**  
**Mr koulali.M**  
**Mr Hebri.K**  
**Mr Chaalal.M**

**Grade**  
MAA  
MAA  
MAA

**Qualité**  
Président  
Examineur  
Encadreur

**PROMOTION 2015 /2016**

## **Remerciements**

Nous tenons tout d'abord à remercier l'université "Ibn Khaldoun "de TIARET, spécialement

Le département de Génie électrique et tous nos enseignants.

Nous adressons également nos remerciements à Mr le président du jury et Mrs les membres

du jury pour avoir accepté d examiner et de juger notre travail

Comme, nous exprimons notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à notre Encadreur Mr. Chaalal Mokhtar, pour la qualité de son encadrement et pour nous avoir dirigés

Durant la période de préparation de notre mémoire de Master.

Nos vifs remerciements vont aussi au Doctorant en Réseaux électriques Mr Bey Mohamed pour ses conseils et ses orientations et à tous nos amis et tous nos collègues qui nous ont assistés

Durant notre encadrement.

# *Dédicace*

*Parce qu'il a des choses plus faciles à écrire qu' à dire, je dédie ce*

*Modeste travail de fin d'étude :*

*A mes symboles d'affection et de tendresse*

*Ma chère maman et mon cher père*

*A mes frères et mes toutes mes chères sœurs pour Leur soutien moral*

*Et leurs sacrifices tout au long de ma formation.*

*A ma grande famille*

*A tous qui m'ont encouragé et aidé dans la réalisation de ce projet*

*A tous mes amis et mes collègues de promotion 2016*

*A tous les enseignants de ma période de formation et d'étude*

*A tous ceux que j'aime et m'aiment.*

## Liste des Figures

### Chapitre : L'étude et L'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques

Fig.I.1 : Modèles d'un générateur.....	04
Fig.I.2: Schéma en $\pi$ d'une ligne de transmission.....	04
Fig.I.3 : Représente la charge électrique.....	05
Fig.I.4 : Eléments shunt.....	05
Fig.I.5 : Modèle de transformateur de puissance.....	06
Fig.I.6 : Le modèle en $\pi$ d'une ligne.....	07
Fig.I.7: Organigramme Newton- Raphson.....	12

### Chapitre II : les Dispatching économique par les méthodes de l'optimisation conventionnelles

Fig.II.1 : Organigramme de calcul de la méthode du gradient.....	18
Fig .II.2 : l'organigramme de méthode de lagrangien avec perles.....	20
Fig.II.3 : l'explication graphique de la méthode Itératif de lambda.....	21
Fig. II. 4. Organigramme de la méthode lambda.....	22

### Chapitre III : Les méthodes d'optimisation avancées

fig.III.1 : Les quatre niveaux d'organisation des AG.....	28
Fig.III.2 : L'organigramme de l'algorithme génétique.....	30
Fig. III.3 : Organigramme de calcul de la méthode PSO.....	32
Fig.III.4: Organigramme de l'ACO-OPF.....	34
Fig.III.5: Expérience de sélection des branches les plus courtes par une colonie de fourmis.....	35
Fig.III.6 : Illustration de la capacité des fourmis à chercher de la nourriture en minimisant leur parcours.....	36

### Chapitre. IV : Résulta et simulation

Fig. IV.1:Schéma du réseau à 5 nœuds non contrôlé en tension.....	36
Fig. IV.2: Schéma du réseau à 5 nœuds contrôlé en tension à nœud N°2.....	38

<b>Fig. IV. 2:</b> schéma reseaux IEEE-14.....	41
<b>Fig. IV.4 :</b> La puissance générée de chaque générateur en fonction de Lambda optimal.....	47
<b>Fig. IV.5 :</b> Coût des deux générateurs en fonction de la puissance générée.....	48
<b>Fig. IV. 6:</b> graph de cout en fonction de nombre d'itération.....	48
<b>Fig. IV. 7:</b> graph de cout en fonction de nombre d'itération la methede GA.....	50
<b>Fig.IV.8. :</b> La puissance générée optimal de réseau 14 neouds sans pertes en fonction de N° de générateur par gradient.....	52
<b>Fig. IV.9.</b> La puissance générée de chaque générateur en fonction de Lambda optimal .....	52
<b>Fig. IV. 10 :</b> Le cout total optimal de production de réseau 14 neouds sans pertes en fonction du nombre d'itération par GA.....	53
<b>Fig. IV.11. :</b> La puissance générée optimal de réseau 14 neouds sans pertes en fonction de N° de générateur par PSO.....	54
<b>Fig.IV.12. :</b> Le cout total optimal de production de réseau 14 neouds sans pertes fonction du nombre d'itération par PSO.....	55
<b>Fig. IV. 13:</b> La puissance générée optimal de réseau 14 neouds sans pertes en fonction de N° de générateur par ABC.....	56
<b>Fig.VI.14.</b> La puissance générée de chaque générateur en fonction de Lambda optimal.....	57
<b>Fig. IV. 15:</b> résultat d'optimisation de réseaux 14 neouds avec pertes.....	58
<b>Fig. IV.16:</b> La puissance générée optimal de réseau 14 neouds avec pertes en fonction de N° de générateur par PSO.....	59
<b>Fig. IV. 17:</b> Le cout total optimal de production de réseau 30 neouds avec pertes en fonction du nombre d'itération par PSO.....	59



## Liste des Tableaux

### Chapitre. IV : Résulta et simulation

Tableau. IV. 1: Le plan de tension du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension. ....	36
Tableau. IV. 2 : Le plan de circulation de puissance du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.....	37
Tableau. IV. 3: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.....	37
Tableau. IV. 4: Le plan des tensions du réseau 5 nœuds contrôlé en tension. ....	38
Tableau. IV. 5: Le plan de la circulation des puissances du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.....	39
Tableau. IV.6: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.....	39
Tableau. IV.7: Le plan de tension du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension. ....	39
Tableau. IV. 8: Le plan de circulation de puissances du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension. ....	40
Tableau. IV. 9: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension. ....	40
Tableau. IV. 10: plan de tension du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.....	40
Tableau. IV. 11: plan de circulation de puissance du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.....	40
Tableau. IV. 12: Pertes totales dans la ligne du réseau 5 nœuds contrôlé en tension .....	41
Tableau. IV. 13: Le plan de tension du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension. ....	42
Tableau. IV. 14: Le plan de circulation de puissance du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.....	42
Tableau. IV. 15: Les pertes totales dans les lignes du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension. ....	43
Tableau. IV. 16: Le plan de tension du réseau 14 nœuds contrôlé en tension. ....	43
Tableau. IV. 17: Le plan de la circulation de puissances du réseau 14 nœuds contrôlé en tension. ....	43
Tableau. IV. 18: Les pertes totales dans les lignes du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.....	44
Tableau. IV. 19: Le plan de tension du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension. ....	44
Tableau. IV. 20: Le plan de circulation de puissance du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.....	45
Tableau. IV. 21: Les pertes totales dans les lignes du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension. ....	45
Tableau. IV. 22: plan de tension du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.....	45
Tableau. IV. 23: plan de circulation de puissance du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.....	46
Tableau. IV. 24: Les pertes totales dans la ligne du réseau 14 nœuds contrôlé en tension. ....	47
Tableau. IV. 25:résultat de l'écoulement optimal du réseaux 5 nœuds sans pertes par le gradient. ....	48
Tableau. IV. 26 L'écoulement optimal de puissances par PSO du réseau 5 nœuds sans pertes. ....	49
Tableau. IV. 27: L'écoulement optimal de puissances par la méthode GA .....	50
Tableau. IV. 28:Comparaison des résultats obtenus par les méthodes d'optimisation. ....	51
Tableau. IV. 29:résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par gradient. ....	51
Tableau. IV. 30:résultats d'Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par GA.....	52
Tableau. IV. 31:résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par PSO.....	54
Tableau. IV. 32:résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds avec pertes par gradient.....	54
Tableau. IV. 33:résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds avec pertes par GA. ....	55
Tableau. IV. 34:résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par PSO.....	56
Tableau. IV. 35:comparaison des résultats de réseaux 14 nœuds avec pertes.....	56

---

## Sommaire

Remerciements	
Dédicace	
Liste des Tableaux	
Liste des Figures	
Introduction Générale.....	1
<b>Chapitre. I : Étude et L'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux Électriques</b>	
I.1 Introduction.....	3
I.2 L'écoulement de puissance dans les réseaux électriques .....	3
I.2.1 Introduction .....	3
I.2.2 Modélisation des réseaux électriques .....	3
I.2.2.1 Générateurs .....	3
I.2.2.2 Lignes de transmission.....	4
I.2.2.3 Charge électrique .....	5
I.2.2.4 Eléments shunt .....	5
I.2.2.5. Transformateur de puissance .....	6
I.3. Le réseau électrique .....	6
I.4 Caractéristiques d'un réseau électrique.....	7
I.4.1 Variables associés aux nœuds.....	7
I.4.2 Bilan de puissances.....	7
I.4.3 Classification des nœuds .....	8
I.5 Méthodes appliquées à l'écoulement de puissance .....	8
I.5.1 La méthode de Gauss-Seidel .....	8
I.5.2 Principe de la méthode de Gauss Seidel.....	8
I.5.3 Application à la solution des équations de l'écoulement de puissance.....	9
I.6 La Méthode itérative de Newton-Raphson .....	9
I.7 Méthode de Newton-Raphson modifiée (fast decoupled) .....	11
I.8. Organigramme de la méthode de Newton Raphson .....	12
I.9.Conclusion .....	13

---



## Chapitre II : les Dispatching économique par les méthodes de l'optimisation

### Conventionnelles

II.1	Introduction.....	14
II.2	Formulation du Dispatching économique de puissance.....	14
II.3	Les méthodes de l'optimisation de l'écoulement de puissance.....	16
II.3.1	Méthodes déterministes .....	16
II.3.2	Cas d'un Système sans pertes: .....	16
II.4	Méthode du gradient réduit (Reduced Gradient Méthode) .....	16
II.4.1	Méthode généralisée du gradient réduit (Generalized Reduced Gradient).....	16
II.4.2	Méthode du gradient conjugué .....	16
II.4.3	Méthode de gradient .....	17
II.4.4	Organigramme de la méthode du gradient.....	18
II.5	Méthode de Newton .....	18
II.6	Méthode lagrangien.....	19
II.6.1	Organigramme de méthode de lagrangien .....	20
II.7	Méthode itérative de lambda.....	21
II.7.1	Organigramme de la méthode lambda.....	22
II.8	La méthode de Kuhn-Tucker .....	23
II.9	Désavantage des méthodes conventionnelles .....	24
II.10	Conclusion .....	25

### Chapitre III : Les méthodes d'optimisation avancées

III.1	Introduction .....	26
III.2	L'algorithme génétique .....	26
III.2.1	Historique .....	26
III.2.2	Les bases de l'algorithme génétique : .....	27
III.2.3	Principe de fonctionnement des Algorithmes Génétiques.....	28

III.2.4	L'organigramme de l'algorithme génétique.....	29
III.3	Optimisation par essaim de particules (PSO).....	30
III.3.1	L'algorithme PSO .....	30
III.3.2	Les étapes de la méthode d'Optimisation par Essaim de Partielles .....	31
III.3.3	Organigramme de PSO .....	32
III.3.4	Historique de la logique floue.....	33
III.3.5	La théorie des sous-ensembles flous.....	33
III.3.6	La variable linguistique .....	34
III.3.7	Interface de fuzzification .....	34
III.4	Conclusion.....	34

#### **Chapitre. IV : Résultats de simulation**

IV.1	.Introduction.....	35
IV.2	. Application des méthodes sur le réseau d'étude.....	35
IV.3	.Réseaux test 5noeuds.....	36
IV.3.1	Résultats de Circulation de puissance du réseau 5 nœuds par Newton Raphson.....	36
IV.3.2	Réseau à 5 nœuds non contrôlés en tension avec nœuds PQ .....	36
IV.3.3	Réseau à 5 nœuds contrôlés en tension .....	38
IV.4	Résultats de la circulation de puissance dans le réseau par Newton Raphson Découplée.....	39
IV.4.1	Réseau à 5 nœuds non contrôlé en tension.....	39
IV.4.2	Réseau à 5 nœuds contrôlé en tension.....	40
IV.5	Réseau d'étude 14noeuds .....	42
IV.5.1	Résultats de la circulation de puissances dans le réseau par Newton Raphson .....	42
IV.5.2	Nœuds non contrôlés en tension.....	42
IV.5.3	Nœuds contrôlés en tension.....	43
IV.6	Résultats de la circulation de puissance dans le réseau par Newton Raphson découplée.....	44

---

IV.6.1	Réseau à 14 nœuds non contrôlé en tension.....	44
IV.6.2	Réseau à 14 nœuds contrôlé en tension.....	46
IV.7	Interprétation des résultats.....	47
IV.8	L'écoulement de puissance optimal par les méthodes d'optimisation : .....	47
IV.8.1	Application sur le Réseau 5 noeuds .....	48
IV.8.1.1	Résultats obtenus par la méthode du gradient.....	48
IV.8.1.2	Résultats de l'écoulement optimal de puissances par la méthode PSO .....	49
IV.8.1.3	Résultats de l'écoulement optimal de puissances par la méthode GA.....	50
IV.9	Comparaison des résultats obtenus par les méthodes d'optimisation.....	51
IV.9.1	Interprétation des résultats : .....	51
IV.10	Application aux Réseaux IEEE-14 .....	51
IV.10.1	Résultats de la méthode de gradient.....	51
IV.10.2	Résultats de la méthode du GA .....	52
IV.10.1	Résultats de la méthode du PSO.....	54
IV.11	Optimisation L'écoulement de puissance optimale avec pertes .....	54
IV.11.1	Application aux Réseaux 14.....	54
IV.11.1.1	Résultats de la méthode de gradient.....	54
IV.11.1.2	Résultats de la méthode du GA.....	56
IV.11.1.3	Résultats de la méthode du PSO .....	56
IV.12	Interprétation.....	56
IV.13	Conclusion .....	56
Conclusion Générale .....		57
Bibliographie .....		58
Annexes .....		60

---

# Introduction Générale

---

### Introduction générale

A notre époque, sans électricité, la vie quotidienne serait difficile. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Avec le développement industriel et technologique la demande en énergie électrique croît sans cesse ce qui a nécessité la construction d'une multitude de centrales de production et des moyens de transport et de distribution énormes. Tout cela a rendu le développement et l'exploitation des réseaux électriques très complexe.

Le rôle des producteurs d'énergie électrique est donc d'assurer en tout temps et en tout lieu la production de la puissance active permettant de satisfaire cette demande sans cesse croissante avec un coût de combustible aussi faible que possible [1].

Pour respecter ces exigences, il faut assurer l'équilibre instantané entre la production et la consommation soit par un réglage de la puissance active en intervenant sur les puissances échangées ou en introduisant le dispatching économique. Ce dernier tient compte des coûts de production et des contraintes de sécurité (les transits de puissance sur les branches et les tensions aux différents nœuds du réseau électrique).

Donc, il s'agit d'une optimisation en régime permanent qui est reprise plusieurs fois par heure en fonction des variations des charges. C'est dans l'optique du dispatching économique que les méthodes techniques numériques et d'optimisation proposées par la suite seront développées.

Le dispatching économique (DE) a pour objectif la production d'énergie électrique à un coût faible ; il serait donc important de faire une répartition optimale des puissances produites par les différentes unités de production. Gérer un ensemble de centrales de production de l'énergie active n'est pas une simple mission.

Perpétuellement, les recherches se développent pour les profits en respectant les conditions contractuelles et les contraintes de fiabilité. L'objectif principal de ce travail est d'exploiter les nouvelles méthodes techniques de résolution de la circulation de la puissance active et de l'optimisation de l'ensemble des centrales électriques.

. Le but de ce travail est la gestion optimale de l'écoulement de puissance qui permet d'utiliser en priorité les unités de production avec un faible coût marginal et de minimiser ainsi soit les pertes actives engendrées par le transport de l'énergie électrique soit le coût de la production de cette énergie par le dispatching économique.

Le présent travail est structuré en quatre chapitres. Le chapitre I est consacré à l'étude et l'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques par les méthodes itératives, en particulier la méthode de Newton-Raphson.

Le chapitre II est intitulé le problème du dispatching économique par les méthodes conventionnelles et traite en détail les équations de l'écoulement optimal de puissance dans sa première partie. Dans la deuxième partie on étudie quelques méthodes mathématiques non linéaires largement utilisées pour la résolution de notre problème du dispatching économique sans pertes, comme les méthodes de khun-Tucker, du gradient et d'itération de lambda.

Le chapitre III donne un aperçu sur les méthodes d'optimisation avancées à savoir la méthode d'optimisation des algorithmes génétiques ou GA (genetic algorithm method) ) et la méthode d'optimisation des nids de particules ou PSO (Particle Swarm Optimization)

Le chapitre IV porte sur les résultats et les simulations du dispatching économique sans pertes avec pertes par les méthodes techniques d'optimisation avancées. La première partie de ce chapitre montre l'application des méthodes sur les réseaux électriques d'étude IEEE-5 bus et IEEE-14 bus, tandis que la deuxième partie porte sur les résultats obtenus et leur illustration.

# Chapitre I

## Étude et l'analyse de L'écoulement de Puissance dans les Réseaux électriques

## **I.1 Introduction**

Dans un système de production - transport d'énergie électrique, La répartition de charge (*load flow* ou *power flow*) est l'un des principaux problèmes qui se pose, pour les consommateurs alimentés par des centrales avec un réseau maillé.

La résolution du problème de la répartition des charges donne les modules et l'argument de la tension en chaque nœud du réseau, les puissances actives et réactives et les pertes de transmission.

Pour résoudre le problème de la répartition des charges, il existe plusieurs méthodes numériques itératives comme la méthode de Gauss Seidel et les méthodes de Newton-Raphson et Newton-Raphson découplée rapide. Dans le cas de notre étude, on utilise la méthode de Newton-Raphson pour résoudre le problème de la répartition de charge.

## **I.2 Ecoulement de puissance dans les réseaux électriques**

### **I.2.1 Introduction**

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres. Il est énoncé par la spécification des charges en MW et en Mvar qui doivent être alimentées à certains jeux de barres et par les puissances générées et les modules de tension aux restes des jeux de barres.

Une description totale de la topologie du système en utilisant les impédances ou les admittances est nécessaire. Les tensions calculées sont utilisées pour déterminer toutes les autres grandeurs telles que les courants dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissances. [2]

### **I.2.2 Modélisation des réseaux électriques**

Les éléments qui interviennent dans le problème de répartition des charges sont ceux qui sont exposés à des hautes tensions et à des forts courants, à savoir : les générateurs de puissance les charges électriques, les lignes de transports, les transformateurs de puissance et les compensateurs statiques. [3]

#### **I.2.2.1 Générateurs**

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active injectée au jeux de barres et la tension aux bornes des générateurs soient maintenues constantes. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production, qui est contrôlée par le courant de l'excitation, et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de



sa courbe de capacité réactive, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles comme indiqué sur la Fig. I.1. Suivants [04].

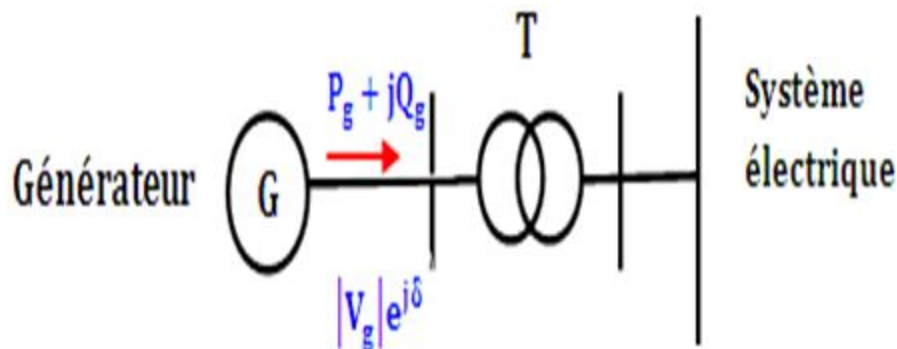


Fig.I.1 : Modèle d'un générateur. [04]

### I.2.2.2 Lignes de transmission

Les lignes de transmission de l'énergie électrique entre les nœuds  $i$  et  $j$  généralement représentée par le schéma équivalent par phase de type  $\pi$  comme indiqué sur la Fig. I.2.

Ce modèle est caractérisé par les paramètres suivants :

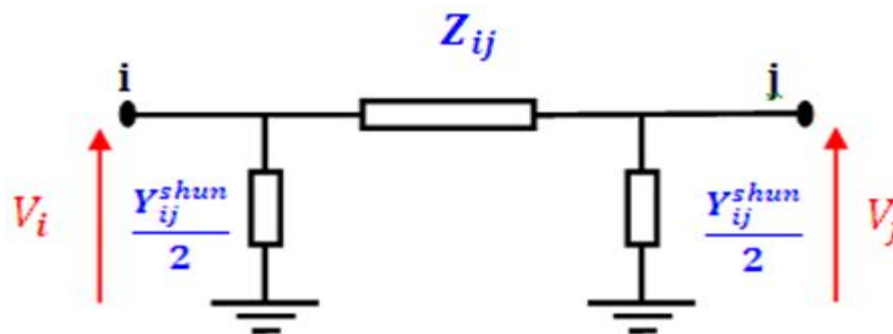


Fig. I.2: Schéma en  $\pi$  d'une ligne de transmission.

$Z$  : c'est l'impédance série ou longitudinale par phase en ( $\Omega$ ) :

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad (\text{I.1})$$

Où  $R_{ij}$  et  $X_{ij}$  sont respectivement, la résistance et la réactance série de la ligne entre les jeux de barres  $i$  et  $j$ .

$Y$  : L'admittance shunt par phase en (Siemens) :

$$Y_{ij}^{shun} = g_{ij}^{shun} + jb_{ij}^{shun} \quad (\text{I.2})$$

Où  $g_{ij}^{shun}$  et  $b_{ij}^{shun}$  sont, respectivement, la conductance et la susceptance capacitive shunt de la ligne entre les jeux de barres  $i$  et  $j$ .

Ces paramètres spécifiques pour les lignes ou les câbles avec une configuration donnée, dépendent de la nature des conducteurs et de leur géométrie. Dans la plupart des cas, leur valeur est si petite qu'on peut la négliger.

### I.2.2.3 Charge électrique

Les charges électriques en haute tension reflètent souvent des postes de répartition (sous-stations) qui alimentent des réseaux de distribution. Ces charges sont connectées au réseau à travers des transformateurs munis de prises réglables en charge. la fig. I.3. est indiquée Schéma équivalent de la charge électrique. [3]

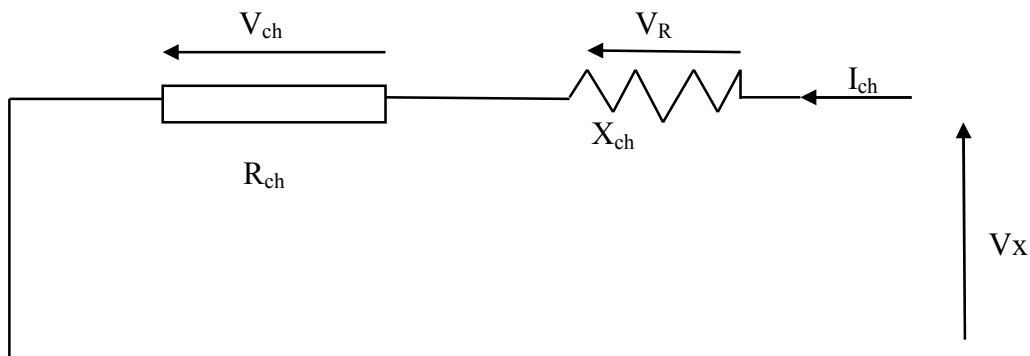


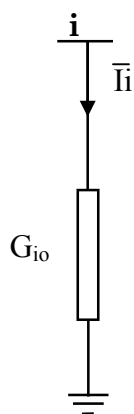
Fig. I.3 : Schéma équivalent de la charge électrique.

### I.2.2.4 Eléments shunt

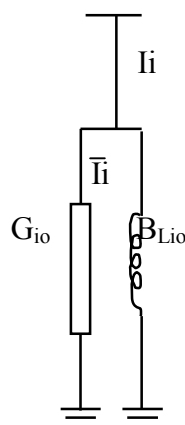
Généralement les éléments shunt sont des dispositifs destinés à :

- La compensation de l'énergie réactive.
- Les batteries de condensateurs
- La fig.I.4 Représentation des éléments shunt [05].

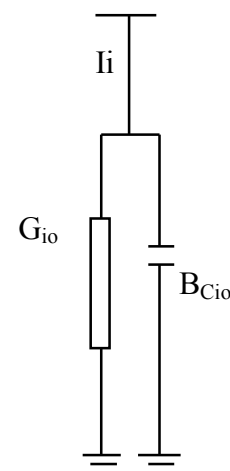
$$Y_{i0} = G_{i0} + j * B_{i0}$$



a) Élément résistif



b) Élément inductif

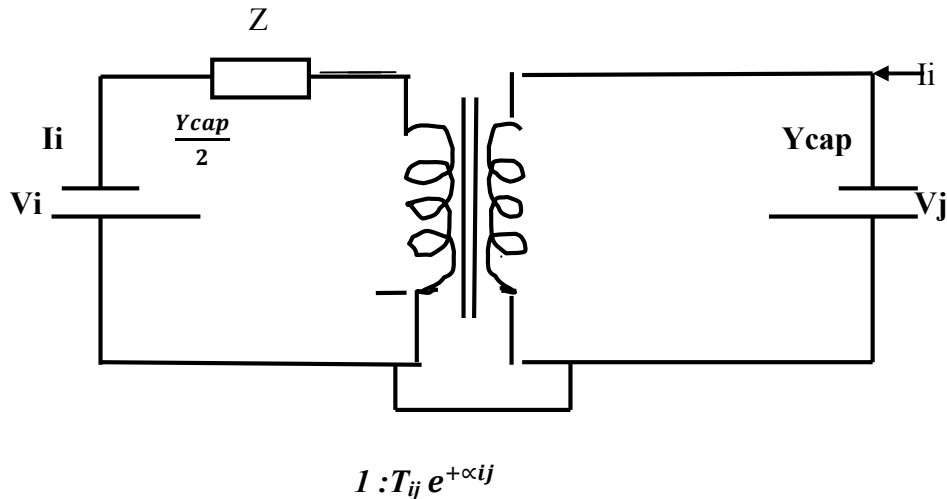


c) Élément capacitif

Fig.I.4 : Représentation des éléments shunt.

### I.2.2.5. Transformateur de puissance

Il ya deux types de transformateurs à modéliser : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charge et le transformateur déphaseur. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports des déviations et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications de la matrice admittance. La fig.1.5 présente le schéma unifilaire équivalent d'un transformateur triphasé symétrique à changeur de prises de charge et déphaseur [3].



**Fig. I.5 : Schéma du modèle du transformateur de puissance**

$Z$  : représente les pertes par effet joule et les inductances de fuite de transformateur ramenées au secondaire.

La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées en moitié au primaire et l'autre moitié au secondaire.

Le paramètre  $T_{ij}$  symbolise la ration du régleur de tension en charge. Le paramètre  $\alpha_{ij}$  symbolise le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barres i et j.

Il est important de noter que la matrice admittance du réseau électrique qui prend en considération ces variables va être donc ajustée à chaque itération.

$Y$  : c'est la matrice admittance du transformateur qui s'écrit comme suit :

$$I=Y*V \quad \begin{matrix} \longrightarrow \\ \left[ \begin{matrix} I_1 \\ I_2 \end{matrix} \right] \end{matrix} = \begin{bmatrix} y + \frac{Y_{CAP}}{2} & \frac{-e^{+j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} \\ \frac{-e^{+j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y & \frac{1}{t_{ij}^2} y + \frac{Y_{CAP}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (I.3)$$

### I.3. Réseau électrique

Le réseau électrique est constitué des divers éléments, les centrales de production, les lignes, les câbles, les transformateurs et les dispositifs associés (Appareillages de mesure et de

production,...) et les charges liées à la consommation. Le réseau peut être représenté par un schéma unifilaire. L'utilisation d'un système de grandeurs réduites (per unit) permet de modéliser ce réseau par un circuit composé d'éléments linéaires provenant de l'association des divers la fig. I.6 repèrent schémas équivalents en  $\pi$  des éléments de liaison. [6]

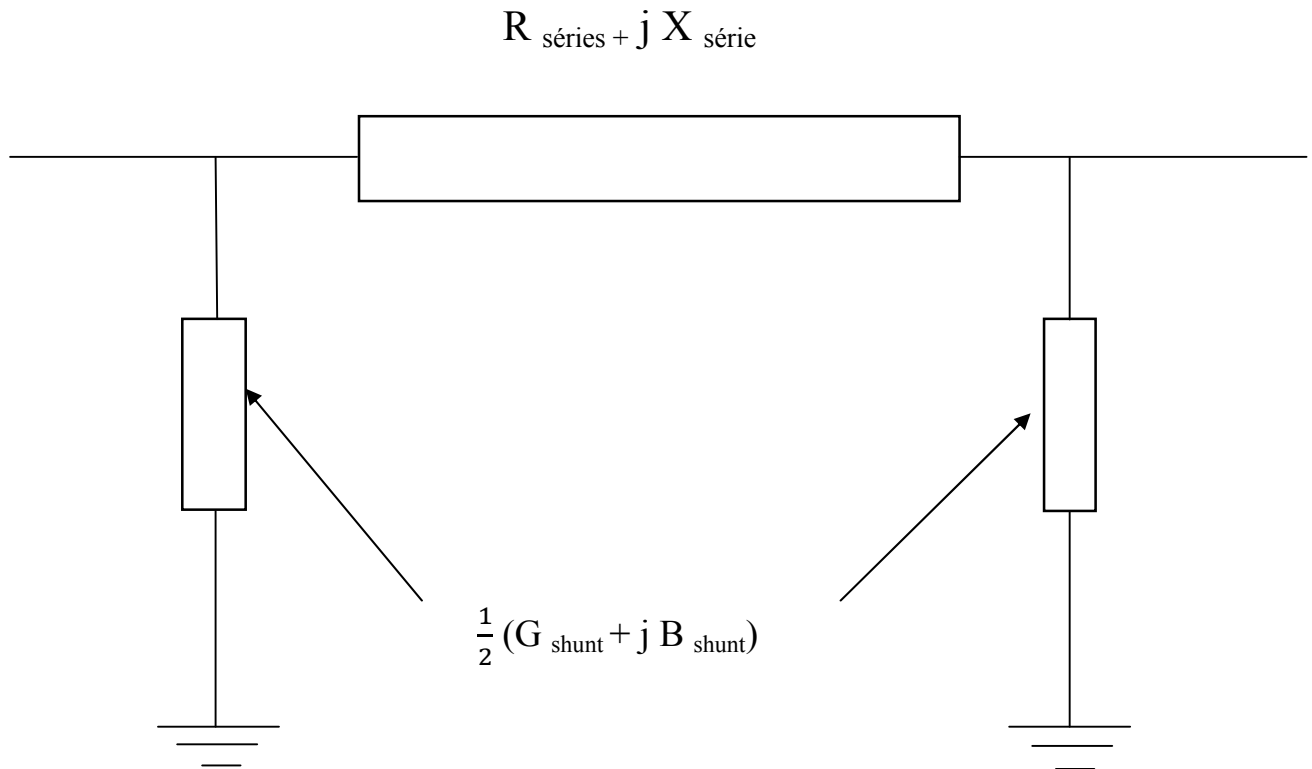


Fig.I.6 : Le modèle en  $\pi$  d'une ligne

## I.4 Caractéristiques d'un réseau électrique

### I.4.1 Variables associés aux nœuds

Dans l'étude de la répartition des charges, chaque nœud est décrit par quatre variables :

- Puissance active  $P$
- Puissance réactive  $Q$
- Amplitude de tension  $V$
- Angle de la charge  $\theta$

### I.4.2 Bilan des puissances

Le bilan des puissances actives du réseau s'écrit

$$\sum P_G = \sum P_D + P_L \quad (\text{I.4})$$

La somme des puissances actives  $\sum P_G$  injectées par les générateurs est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges  $\sum P_D$  augmentée des pertes de puissance active  $P_L$  dues aux résistances des lignes et des câbles.

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit

$$\sum Q_G = \sum Q_D + Q_L \quad (1.5)$$

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs  $\sum Q_G$  est égale à la somme des puissances réactives consommées ou produites par les charges  $\sum Q_D$  augmentées de la somme augmentée des pertes de puissance réactive du réseau de transmission (réactances des lignes, des câbles, des transformateurs, du banc de condensateurs etc...). L'ordre de grandeur des consommations et des productions réactives du réseau de transmission est très variable et peut être relativement élevé.

### **1.4.3. Classification des nœuds**

Le problème de la répartition de la charge d'un réseau donné est correctement posé si nous considérons en chaque nœud du réseau, un des types de contraintes ci-dessous.

Nœuds où P et Q sont imposés. Ce sont les nœuds de type I ou les nœuds de charge où les puissances produites et consommées sont connues et fixes. Nœuds où P et V sont imposés. Ce sont les nœuds de type 2 ou nœuds générateurs. Ce sont les nœuds où une compensation de puissance réactive existe soit fournie ou absorbée par un générateur synchrone ou par tout autre élément de compensation et dans des limites de production de réactif ( $Q_{G\min} < Q_G < Q_{G\max}$ ), limite imposées par le matériel [7].

Nœuds où V et  $\theta$  sont imposés. C'est les nœuds de types 3, le nœud balancier (nœud bilan, nœud de référence) qui assure l'équilibre production-consommation.

## **1.5 Méthodes numériques appliquées à l'écoulement de puissance**

### **1.5.1 Méthode de Gauss-Seidel**

Cette méthode se considère l'une des plus simples des méthodes itératives, à savoir que la méthode la plus efficace est la méthode de Newton-Raphson, mais la méthode de Gauss Seidel intervient pour les raisons suivantes. [8]

- 1-Elle possède une valeur scientifique sûre grâce à sa simplicité.
- 2-Elle est utilisée dans les systèmes à faible puissance, dans lesquels les programmes sont simples.
- 3-Elle s'utilise dans le cas des grands systèmes pour obtenir une solution approximative.

### I.5.3 Application à la solution des équations de l'écoulement de puissance

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad (\text{I. 6})$$

On a alors :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \cdot \frac{P_i - jQ_i}{V_i} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} \cdot V_j \quad (\text{I. 7})$$

Donc :

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \cdot \left[ \frac{P_i - jQ_i}{V_i^{k*}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} \cdot V_j \right] \quad (\text{I. 8})$$

### I.6 Méthode itérative de Newton-Raphson

Le problème de l'écoulement de puissance peut être résolu aussi par la méthode de Newton-Raphson. En réalité, parmi les nombreuses méthodes disponibles pour l'analyse de l'écoulement de puissance, la méthode de Newton-Raphson est considérée comme la méthode la plus précise.

Elle n'est pas aussi simple que la méthode de Gauss-Seidel, mais elle possède une convergence plus rapide surtout pour les réseaux de taille importante. [9]

L'équation de la puissance apparente :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad , i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{I. 9})$$

$$S_i = V_i \left( \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right)^* = V_i \left( \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^* \right) \quad (\text{I. 10})$$

Alors :

$$V_i = |V_i| \angle \theta_i \quad (\text{I. 11})$$

On définit :

$$\theta_{ij} = \theta_j - \theta_i \quad (\text{I. 12})$$

$$y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{I. 13})$$

$$S_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (\cos(\theta_i - \theta_j) + j \sin(\theta_i - \theta_j)) \omega (G_{ij} - jB_{ij}) \quad (\text{I. 14})$$

**Etape 1 :** On définit le type de jeux de barres  $i=1$ , un jeux de barre référence  $(\theta_1, V_1)$  connues  $(P_1, Q_1)$  a déterminer :

$$\theta = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \theta_n \end{bmatrix} \tag{I.15}$$

$$V = \begin{bmatrix} V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} \tag{I.16}$$

$$X = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \tag{I.17}$$

$G_{ij} + jB_{ij}$  : La partie réelle et imaginaire de la matrice  $Y_{ij}$ .

$\theta_{ij}$  : La différence des phases entre les jeux de barres  $i$  et  $j$ .

**Etape 2 :** On définit les fonctions de  $P_i(X)$  et  $Q_i(X)$  :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| \omega ( G_{ij} \cos ( \theta_{ij} ) + B_{ij} \sin ( \theta_{ij} ) ) \tag{I.18}$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| \omega ( G_{ij} \sin ( \theta_{ij} ) + B_{ij} \cos ( \theta_{ij} ) ) \tag{I.19}$$

**Etape 3 :** On forme l'équation  $F_i(X) = 0$

$$\begin{cases} P_i(x) - P_i = 0 \\ Q_i(x) - Q_i = 0 \end{cases} \tag{I.20}$$

- Ou  $P_i, Q_i$  sont des puissances spécifiées.

$$F(x) = \begin{bmatrix} P_2(x) - P_2 \\ P_3(x) - P_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ P_n(x) - P_n \\ Q_2(x) - Q_2 \\ Q_3(x) - Q_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ Q_n(x) - Q_n \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [0] \quad (\text{I.21})$$

**Etape 4 :**

$$\begin{aligned} J_{11} &= \delta P_i(x) / \delta \theta_j \\ J_{12} &= \delta P_i(x) / \delta V_j \\ J_{21} &= \delta Q_i(x) / \delta \theta_j \\ J_{22} &= \delta Q_i(x) / \delta V_j \end{aligned} \quad (\text{I.22})$$

Alors :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{I.23})$$

J : matrice jacobéenne.

### **1.7 méthode de Newton-Raphson modifiée (fast decoupled)**

En se basant sur les cas des différents réseaux étudiés on constate que les valeurs des sub-matrices J12 et J21 sont très petites

$$J = \begin{vmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{vmatrix} \approx \begin{vmatrix} J_{11} & 0 \\ 0 & J_{22} \end{vmatrix}; \quad J_{12} = \frac{\partial Q}{\partial |V|} \approx 0; \quad J_{21} = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \approx 0$$

L'explication de ces faibles valeurs revient au fait que la puissance active P dépend nécessairement du  $\theta_i$ ; et non du  $|V_i|$  par contre  $Q_i$  dépend essentiellement du  $|V_i|$  et non  $\theta_i$ . Généralement  $B_{ij} \approx 0$  et  $\theta_{ij} \approx 0$  d'où  $\theta_i - \theta_j = 0$  alors  $\sin \theta_{ij} = 0$ .

La conductance est presque nulle car les éléments connectés au réseau sont d'origine réactive [9].

#### **1.7.1 Avantage de la méthode découplée rapide (FDL)**

La méthode découplée rapide (FDL) effectue le même temps d'exécution que celle de Newton Raphson pour les très petits réseaux. Cependant, elle devient plus rapide pour les grands réseaux et pour les tolérances habituelles



### I.8. Organigramme de la méthode de Newton Raphson

L'organigramme de la fig. 1.7 illustre le calcul de circulation de puissance avec l'algorithme de Newton Raphson.

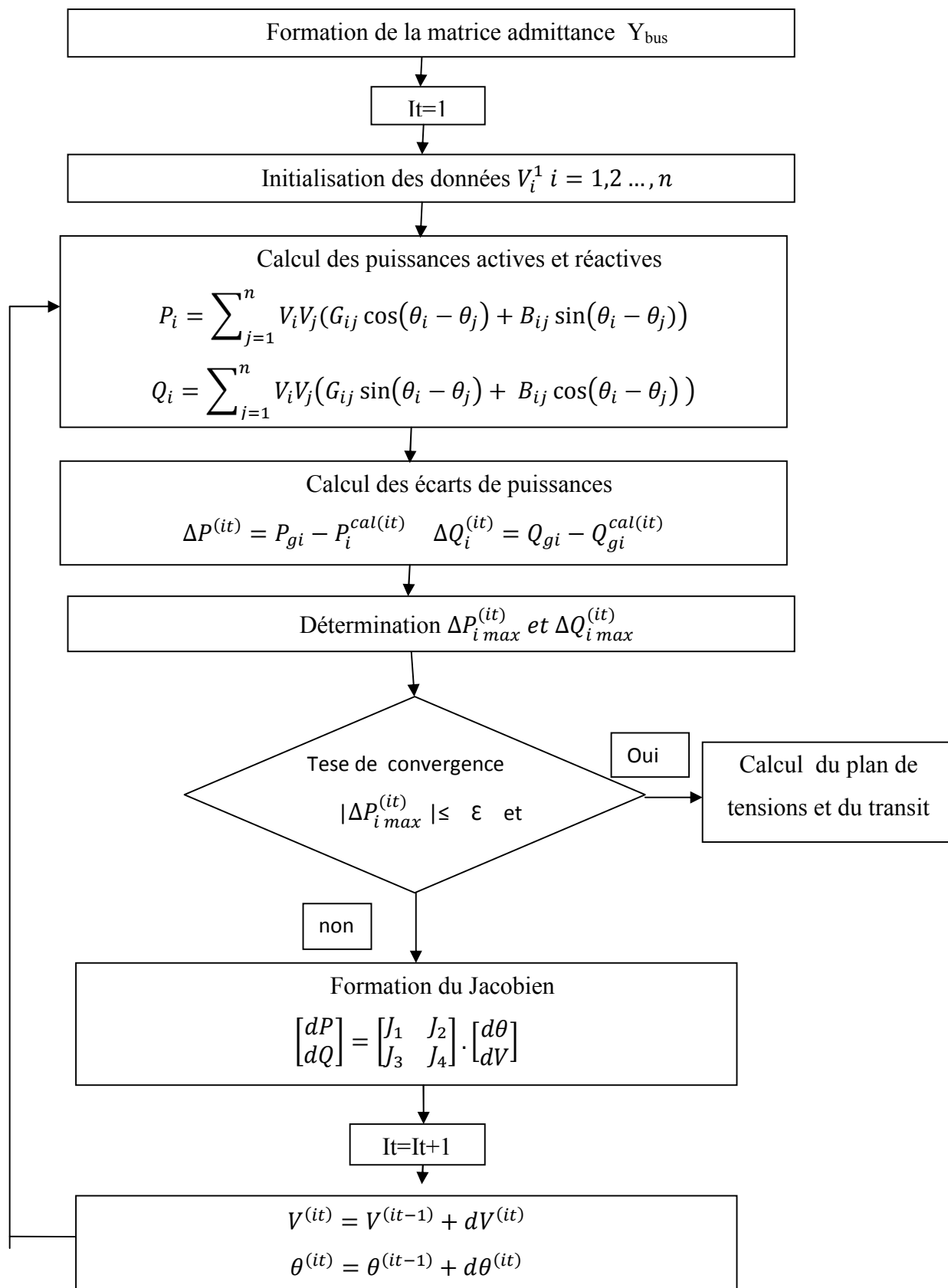


Fig. I.7 : Organigramme Newton- Raphson.

**I.9.Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons donné un rappel sur le problème de l'écoulement de puissance, Toutes les équations de l'écoulement de puissance ont été ainsi abordées, des schémas unifilaires ont été introduits afin de mieux représenter l'ensemble des éléments du réseau électrique (lignes, transformateurs, impédances et charges électriques...etc.).

# Chapitre II

## Les Dispatching économique par les méthodes de l'optimisation conventionnelles

### II.1 Introduction

Le problème de l'écoulement de puissance optimal(OPF) a été développé par Carpentier vers les années 1960. Il introduisit une formulation du problème du dispatching économique comprenant des contraintes sur les tensions et d'autres contraintes de fonctionnement.

Dans son approche (connue par la méthode d'injection), il posa le problème du dispatching économique comme un problème d'optimisation non linéaire, et utilisa la technique du gradient réduit généralisé. En 1968, Dommel et Tinney ont introduit un problème d'optimisation comprenant le dispatching économique classique contrôlé par les équations de l'écoulement de puissance et des contraintes de fonctionnement, où ils ont utilisé la technique du gradient réduit pour résoudre les conditions d'optimalité de Kuhn-Tucker. Cette formulation a été nommée plus tard le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF). Depuis lors, cette dernière a connu un essor considérable comme en témoigne la littérature. En général, il serait difficile de classer d'une manière précise et approfondie toutes les approches parues dans la littérature, car beaucoup emploient une combinaison des méthodologies spécifiques. Toutefois, nous allons essayer de donner dans ce chapitre, un aperçu sur certaines méthodes qui nous paraissent importantes dans la résolution de ce problème. [10]

Les techniques classiques dites aussi mathématiques ou encore conventionnelles appliquées au problème de l'OPF, peuvent être classifiées en deux groupes. Le premier représente la famille des méthodes d'optimisation non linéaire (ou programmation non linéaire) qui sont basées sur la théorie du calcul différentiel où le gradient et/ou le Hessien sont utilisés pour guider la procédure de recherche afin de localiser la solution optimale. Le deuxième groupe inclut les méthodes de programmation linéaire, qui sont fondées sur les techniques du simplexe [11].

### II.2 Formulation du Dispatching économique

La planification du Dispatching économique doit accomplir l'écoulement optimal des puissances générées pour toutes les unités de production et pour chaque période de fonctionnement en satisfaisant les contraintes pratiques de fonctionnement. Les contraintes de fonctionnement souples sont modélisées. Le problème peut être formulé comme suit [12]

$$C_{\tau} = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) \quad (II.1)$$

$P_{gi}$  : C'est la puissance active produite par le générateur i.

$C_{\tau}$  : Représente le coût total de production.

$C_i(P_{gi})$  : Exprime le coût de production de ième générateur en (\$/mw).

$$C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \quad (\text{II.2})$$

$a_i, b_i, c_i$  représentent les coefficients de la fonction coût.

Il est évident que la somme de toutes les puissances actives générées, doit être égale à la charge totale du système plus les pertes totales de transmission.

Cette distribution doit en plus respecter les limites admissibles de production de chaque

Générateur de production  $P_{gi}^{\min}$  et  $P_{gi}^{\max}$ . Par conséquent, le problème du dispatching économique se formule mathématiquement comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min}(C_\tau) = \text{Min} C_\tau = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) \text{ (fonction objectif à minimiser)} \\ \text{Sujet à des contraintes :} \\ \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_D + P_{loss} \quad (\text{II.3}) \\ P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (\text{II.4}) \end{array} \right.$$

Avec  $P_D$  : la puissance demandée

$P_{loss}$  : Pertes actives sur toutes les lignes électriques.

Ou :  $i = 1 : ng$

**ng** : Nombre total de générateurs

La valeur exacte des pertes de transmission ne peut être obtenue qu'à partir d'une étude de l'écoulement de puissance. Néanmoins, dans les études du dispatching économique on exprime souvent les pertes de transmission en fonction des puissances actives générées. Cette technique est communément appelée la méthode des coefficients B qu'on a utilisé dans ce mémoire pour estimer ces pertes. Dans cette approche, les pertes sont approximées par la formule de Kron :

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_i^{ng} B_{0i} P_{gi} B_{00} \quad (\text{II.5})$$

Tel que les termes  $B_{ij}, B_{0i}, B_{00}$  sont les coefficients B.

Notons que ces coefficients ne sont pas constants mais variables suivant les conditions de fonctionnement du système. Cependant, des résultats acceptables peuvent être obtenus si les conditions de fonctionnement actuelles sont relativement proches de celles pour lesquelles les coefficients B ont été calculés. Il existe plusieurs méthodes basées sur l'étude de l'écoulement de puissance qui permettent de calculer les coefficients de pertes [13].

### II.3 Les méthodes de l'optimisation de l'écoulement de puissance

#### II.3.1 Les méthodes déterministes

La méthode consiste à résoudre un système de n équations à n inconnues linéaires ou non linéaires : La méthode est efficace lorsque l'évaluation de la fonction est très rapide, ou lorsque sa forme est connue a priori.

Le problème peut donc être résolu en faisant appel aux méthodes classiques telles que la méthode du gradient, la méthode de Newton. Ces méthodes sont généralement efficaces lorsque l'évaluation de la fonction est très rapide ou lorsque sa forme est connue a priori. Mais, lorsque la dimension du problème ou l'espace de recherche est grand, ces méthodes peuvent :

- Avoir des temps de calcul considérables.
- Boucler et revenir sans cesse au même point.

Une variété des méthodes d'optimisation mathématiques a été proposée pour résoudre le problème d'OPF, citant parmi ces méthodes : les méthodes du gradient la méthode de Newton , du Lagrangien, la méthode itérative de lambda et la méthode de Kuhn Tucker [14].

#### II.3.2 La Méthode du gradient

Historiquement, les méthodes du gradient sont les plus anciennes. Elles permettent de résoudre des problèmes non linéaires et sont basées sur une hypothèse forte sur la connaissance de la dérivée de la fonction objective en chacun des points de l'espace. Cette méthode peut être classée en deux catégories de premier ordre et de deuxième ordre, le premier ordre basé sur une approximation linéaire en séries de Taylor avec l'initialisation du gradient et le deuxième ordre basé sur l'approximation quadratique en séries de Taylor avec initialisation du gradient en utilisant le Hessien H. L'équation suivante représente formulation de l'algorithme du gradient :

$$\sum_{i=1}^n \frac{\gamma - a_{i1}}{2a_{i2}} = P_{ci} \quad (\text{II.7})$$

L'équation (II.6) peut s'écrire sous la forme

$$f(\gamma) = P_{ci} \quad (\text{II.8})$$

Les étapes suivantes résument le mécanisme de recherche par la méthode de gradient

**Etape 1 :** Effectuer le développement de la partie gauche de l'équation (II.7) en série de Taylor, les ordres supérieurs sont négligés.

$$f(\gamma)^k + \left(\frac{df(\gamma)}{d\gamma}\right)^k \Delta\gamma^k = P_{ci} \quad (\text{II.9})$$

**Etape2 :** Dédire l'expression de  $\Delta\lambda$ .

$$\Delta\gamma^k = \frac{\Delta P^k}{\left(\frac{df(\gamma)}{d\gamma}\right)^k} = \frac{\Delta P^k}{\Sigma\left(\frac{dP_{gi}}{d\gamma}\right)^k} \quad (\text{II.10})$$

Ou bien

$$\Delta\gamma^k = \frac{\Delta P^k}{\Sigma\left(\frac{1}{2ai2}\right)^k} \quad (\text{II.11})$$

**Etape 3 :** Calculer la nouvelle valeur de  $\lambda$

$$\gamma^{k+1} = \gamma^k + \Delta\gamma^k \quad (\text{II.12})$$

**Etape 4 :** Calculer l'erreur exprimé par :

$$\Delta P^k = P_{ci} - \sum_{i=1}^n P_{gi}^k \quad (\text{II.13})$$

**Etape 5 :** le processus de calcul se termine si la condition suivante est vérifiée :

$$\Delta P^k < \varepsilon \quad \varepsilon: \text{ Est la précision désirée}$$

### II.4 Méthode du gradient réduit (Reduced Gradient Méthode)

Cette méthode a été appliquée à l'OPF pour la 1ère fois par Dommel et Tinney (1968) par une augmentation de la fonction de Lagrangien. La valeur négative du gradient réduit  $\partial u/\partial u$  décrit la direction de la descente du gradient. Cette direction part d'un point d'une valeur initiale à une autre avec la plus petite valeur [14].

La méthode généralisée du gradient réduit (Generalized Reduced Gradient) a été proposée pour la première fois par Abadie et Carpentier (1969) est une extension de la méthode du gradient réduit (Wolf 1967), dans les cas des contraintes non- linéaires. Péchon en 1971 et Carpentier en 1973 ont appliqués cette méthode à l'OPF.[14].

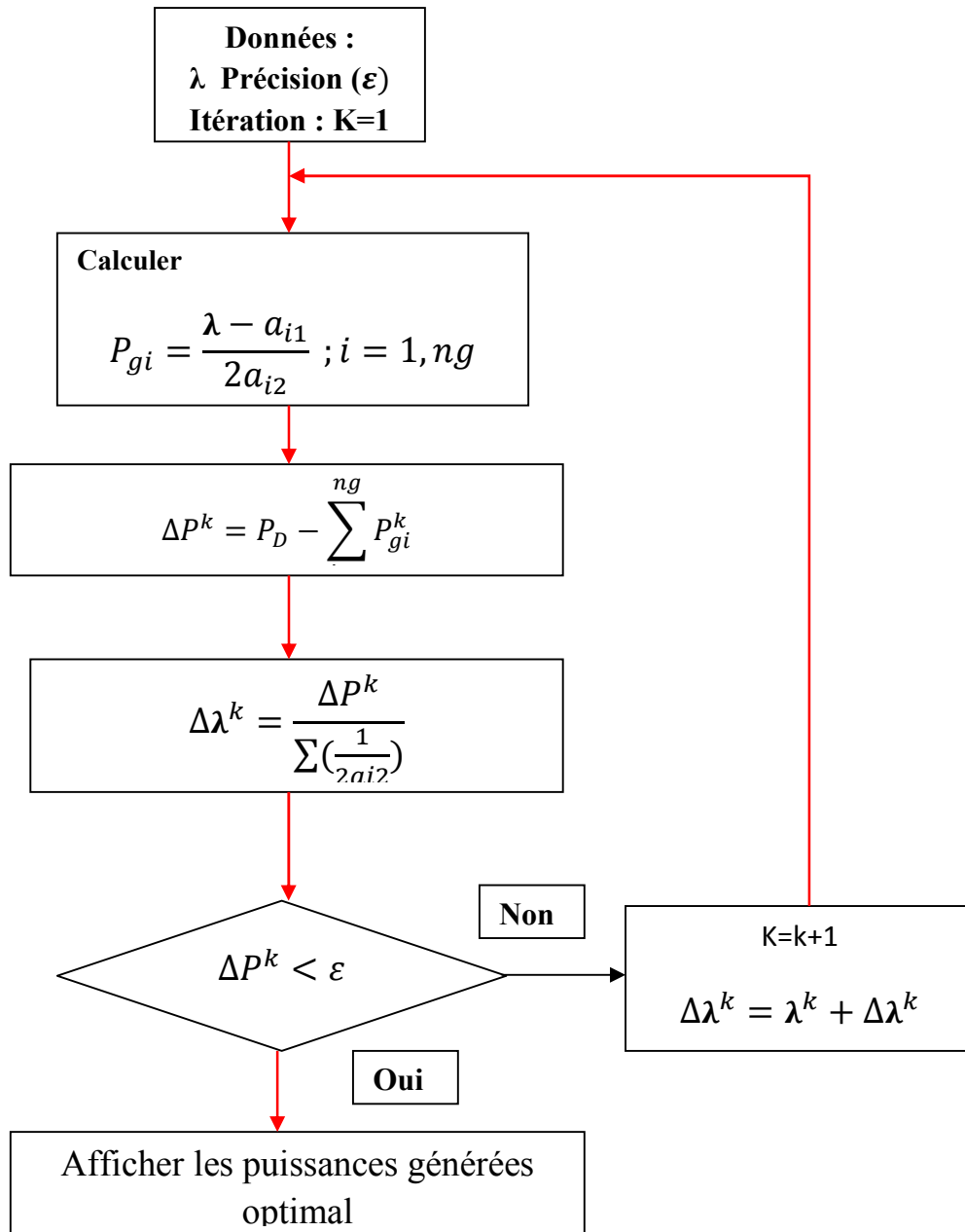
#### II.4.1 Méthode du gradient conjugué

En1982, Buchette utilise la méthode du Gradient conjugué qui fait l'objet de l'amélioration de la méthode du gradient réduit. Au lieu de l'utilisation du gradient négatif comme une direction de

la descente du gradient, les directions de la descente aux points adjacents sont linéairement combinées d'une manière récursive [14].

$$T_k = -v_f + \beta_k T_{k-1} \beta_0 = 0 \tag{II.14}$$

### II.4.2 Organigramme de la méthode du gradient



**Fig.II.1 : Organigramme de calcul de la méthode du gradient**



**II.5 Méthode de Newton**

La méthode de Newton pour l'OPF a été formulée par Sun et all en 1984, Le lagrangien augmenté a été formulé initialement. L'ensemble des dérivées premières du Lagrangien augmenté par rapport aux variables de contrôle donne l'ensemble des équations non-linéaires, qui doivent être résolu par la méthode de Newton. [15]

**II.6 La méthode du lagrangien**

La formulation est caractérisée par une fonction de coût qui est non-linéaire, une contrainte d'égalité scalaire unique et des contraintes d'inégalités sous forme de limites inférieures et supérieures sur les puissances produites [16].

Pour résoudre le problème du dispatching économique, on formule le lagrangien comme suit,

$$L = \sum_{i=1} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda (P_D - \sum_{i=1} P_{gi}) \quad \text{(II.15)}$$

Les conditions d'optimalités nécessaire sont les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \\ P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \end{cases} \quad \text{(II.16)}$$

On peut résoudre ce système d'équations d'ordre ng+2 par la substitution des valeurs Pgi des premières équations dans l'avant dernière équation :

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad i = 1, ng \quad \text{(II.17)}$$

En remplaçant l'équation (II-10) dans l'équation (II-5), on aura

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{\lambda}{2\gamma_i} = P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \quad \text{(II.18)}$$

La valeur optimale de lambda déterminée de l'équation (II-11) est comme suit :

$$\lambda = \lambda_{opt} = \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \quad \text{(II.19)}$$

La valeur numérique optimale de lambda peut être remplacée dans l'équation (II-11) pour obtenir toutes les valeurs optimales des puissances générées :

$$P_{gi} = P_{g,opt_i} = \frac{1}{2\gamma_i} \left( \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} - \beta_i \right) \quad i = 1, ng \quad \text{(II.20)}$$

II.6.1 Organigramme de la méthode du lagrangien

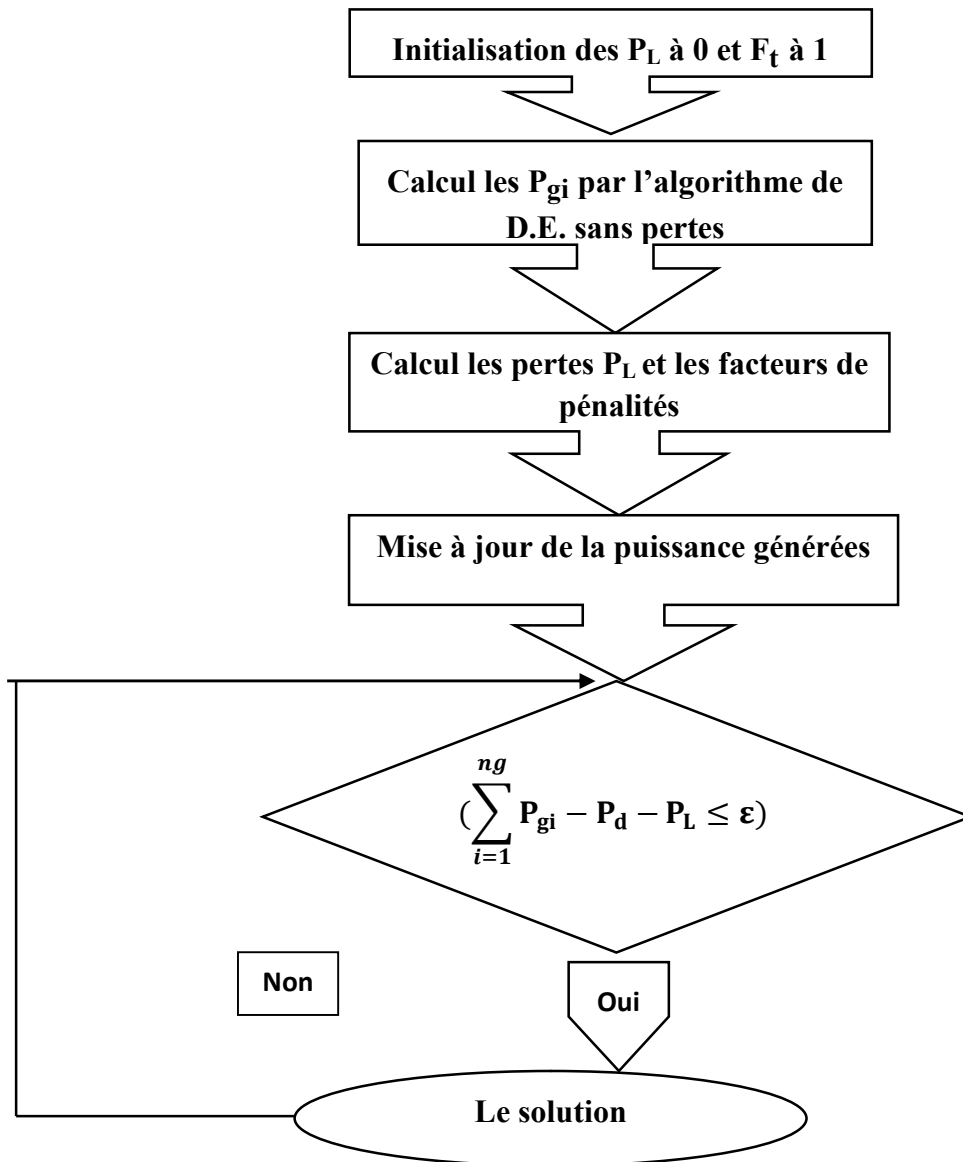
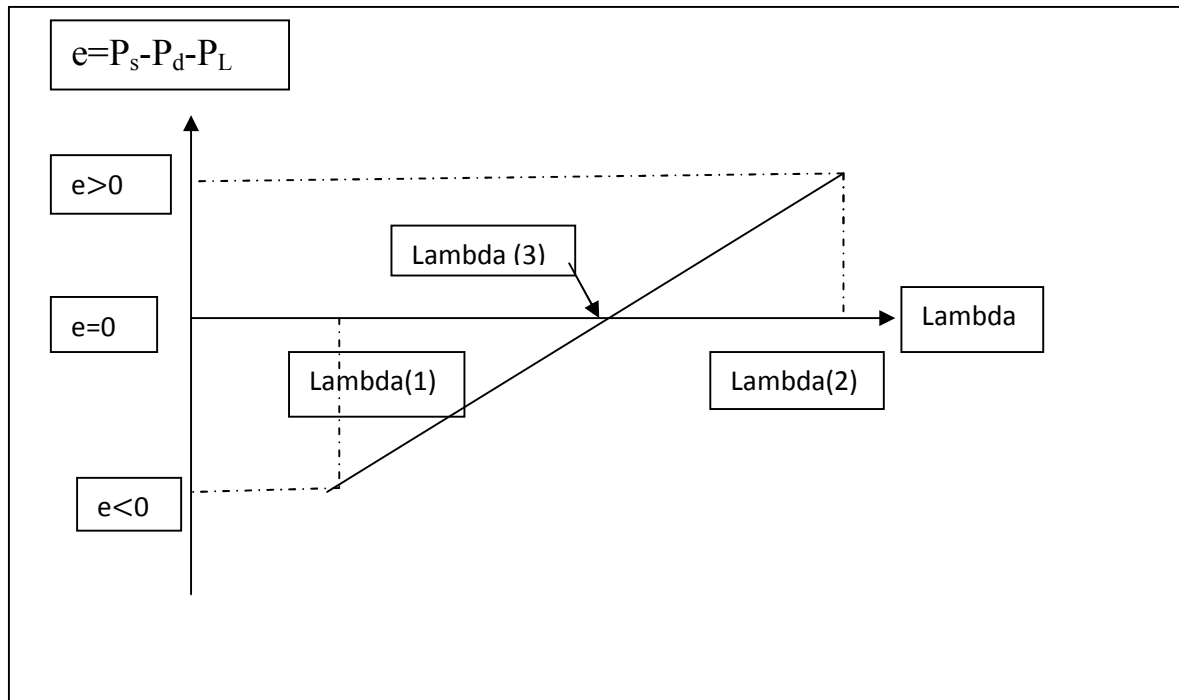


Fig .II.2 : l'organigramme de méthode de lagrangien avec perles

### II.7 Méthode itérative de lambda

La méthode de lambda est utilisée lorsque la fonction de coût n'est pas quadratique, elle est un polynôme de degré supérieur à 2, cette méthode s'appuie sur la fonction d'erreur qui est supposée une fonction continue, pour appliquer le théorème de la valeur moyenne.



**Fig.II.3 : Illustration graphique de la méthode Itératif de lambda.**

Les différentes étapes de cette méthode sont :

\* L'étape I : Estimation de  $\lambda$ .

\* L'étape 2 : on calcule les puissances générées par la méthode lagrangien est les pertes par leurs relation.

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) \quad (\text{II.21})$$

L'étape 3 : calculé l'erreur :

$$e_1 = \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_d - P_L \quad (\text{II.22})$$

II.7.1 Organigramme de la méthode lambda

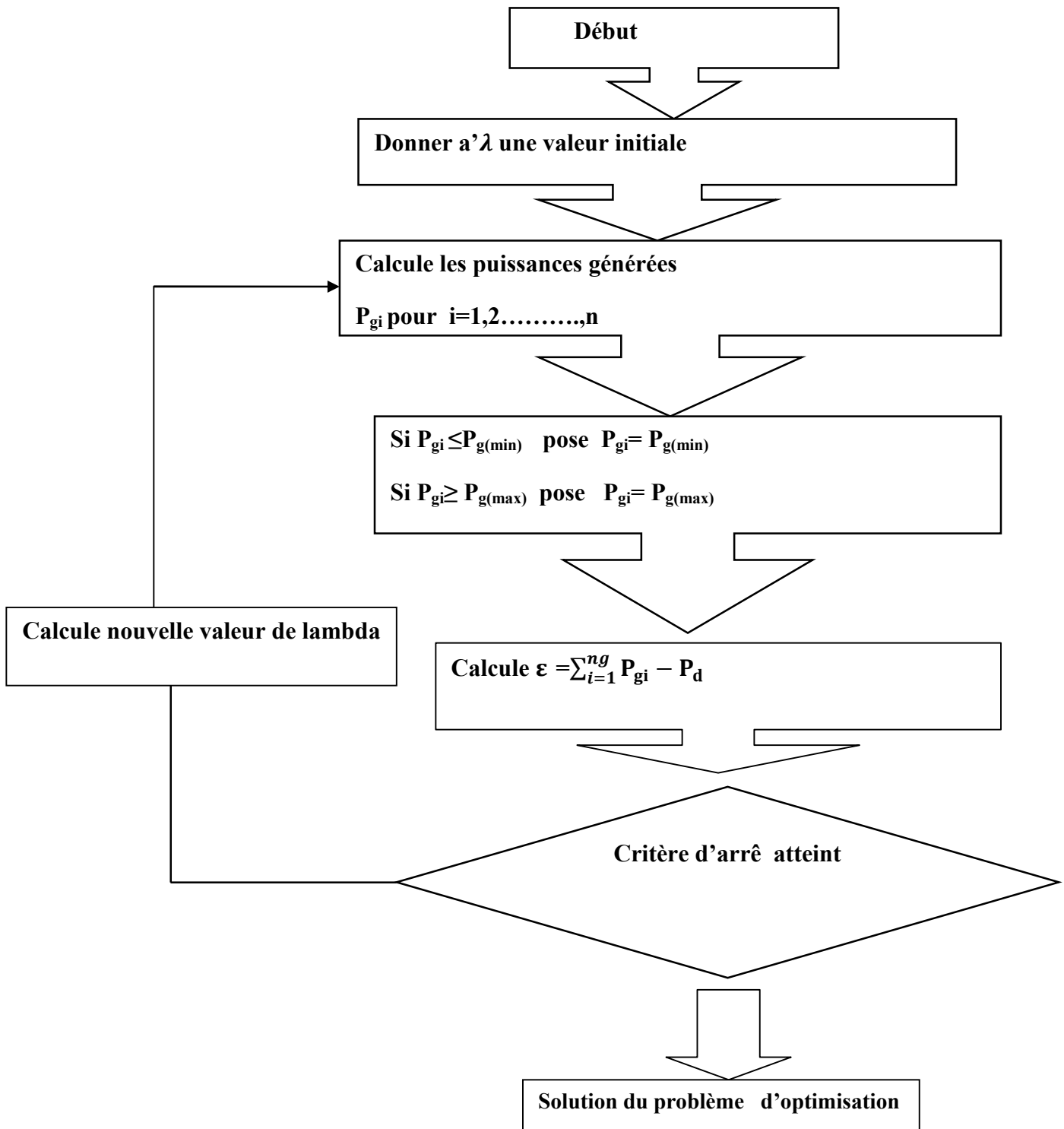


Fig. II. 4. Organigramme de la méthode lambda

**II.8 La méthode de Kuhn-Tucker**

La production de l'ensemble des centrales thermiques qui composent le système doit satisfaire la puissance électrique demandée. En terme mathématique, cette contrainte est représentée par l'expression suivante :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} = P_D \tag{II.23}$$

$P_D$  : La puissance électrique demandée par les consommateurs connectés au système considéré, elle est exprimée en MW.

$P_{Gi}$ : Puissance électrique produite par la centrale thermique  $i$ , elle est exprimée en MW.

La production optimale affectée à chaque centrale thermique  $i$  doit être admissible, c'est à- dire, qu'elle doit être dans les limites de capacité de la centrale thermique. En terme mathématique cette condition est représentée par la contrainte d'inégalité suivante :

$$P_{Gi \min} \leq P_i \leq P_{Gi \max}$$

La fonction objective se présente sous la forme suivante :

$$F_i(P_{Gi})=a_i+b_iP_{Gi}+C_iP_{Gi}^2$$

Où  $a_i, b_i$  et  $c_i$ , sont des coefficients du coût du combustible propre à chaque unité de production d'énergie électrique.

$$F = \sum_{i=1}^{ng} F_i(P_{Gi}) \tag{II.24}$$

Une approche typique consiste à utiliser la méthode de Lagrange :

$$L=F+\lambda[P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi}] \tag{II.26}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \frac{\partial F}{\partial P_{gi}} + \lambda[0 - 1] = 0 \longrightarrow \frac{\partial F}{\partial P_{gi}} = \tag{II.27}$$

$$F = \sum_{i=1}^{ng} F_i \longrightarrow \frac{\partial F}{\partial P_{gi}} = \frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad i=1, 2, \dots, n_g \tag{II.28}$$

$$\lambda = \frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = b_i + 2 c_i P_{Gi} \tag{II.29}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = (P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi}) = 0 \longrightarrow \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} = P_D \tag{II.30}$$

Remplaçant et combinant les équations pour résoudre  $\lambda$  par les étapes suivantes :

De l'équation (II.16) on détermine la valeur de  $P_{Gi}$  comme suit :

$$P_{Gi} = \frac{1}{2 c_i} (\lambda - b_i) \tag{II.31}$$

On remplace (II.23) dans (II .22) on aura :

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2 c_i} (\lambda - b_i) = P_D \tag{II.32}$$

Donc de l'équation (II.24), la valeur de Lambda devient :

$$\lambda = \left( \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2 c_i} \right)^{-1} \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2 c_i} \right) \quad (\text{II.33})$$

De l'équation (II.23), on aura enfin la valeur de puissance générée dans chaque jeu de barres.

$$P_{Gi} = \frac{1}{2 c_i} \left( \left( \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2 c_i} \right)^{-1} \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2 c_i} \right) - b_i \right) \quad (\text{II.34})$$

Cette dernière expression nous donne donc l'ensemble des puissances générées minimisant le coût total (contraintes d'inégalité négligées) et constituant notre premier optimum, est applicable s'il n'existe pas de limites sur les puissances générées, n'est pas calculable dans le cas où le coût du combustible propre à chaque générateur  $c$  est nul. Or ce coefficient pourrait être nul pour quelques centrales. On peut conclure que la méthode d'optimisation de « Kuhn-Tucker » n'est pas adaptée à tous les problèmes [17].

### II.9 Les inconvénients des méthodes conventionnelles

Après avoir étudié quelques méthodes mathématiques non linéaires les plus réputées et utilisées dans le domaine de l'optimisation notamment pour la résolution du problème de répartition optimale des puissances actives générées, elles constituent ainsi un atout mathématique puissant dans la recherche de l'optimum global minima ou maxima des fonctions quadratiques selon la nature du problème de l'optimisation (minimisation ou maximisation d'un tel critère). Néanmoins ces méthodes présentent des inconvénients majeurs lorsque le problème devient :

- 1- de plus en plus fortement non linéaire.
- 2- la fonction à optimiser n'est pas différentiable.
- 3- la fonction à optimiser a plusieurs objectifs à optimiser simultanément (optimisation multi-objectifs). Leurs inconvénients se présentent dans les principales raisons suivantes :
  - Leurs convergences vers des optimums locaux.
  - Difficulté majeure confrontée lors de leur programmation et de mise en œuvre.

Les chercheurs ont vécu, lors des récentes dernières décennies la naissance de plusieurs méthodes globales d'optimisation ayant l'aspect stochastique probabiliste tel que les algorithmes génétiques, l'optimisation par essaims de particules, les réseaux neuronaux.

L'algorithme d'optimisation par colonie de Fourmies, l'algorithme d'optimisation à stratégie évolutionnaire. Ces méthodes sont proposées dont l'objectif est de remplacer les méthodes conventionnelles qui sont inadéquates, voire inutilisables dans les problèmes mathématiques de grande complexité mathématique. Le futur chapitre aborde d'une manière détaillée des définitions de base, les modèles mathématiques des trois méthodes globales d'optimisation que nous avons utilisé pour la résolution du problème de dispatching économique.[13]

### II.10 Conclusion

Ce chapitre traite du problème du dispatching économique par les méthodes d'optimisation conventionnelle et étudie de manière explicite le principe de fonctionnement des méthodes d'optimisation conventionnelle telles que: la méthode du gradient, la méthode de Newton, la méthode lagrangien, la méthode itérative de lambda et la méthode de Kuhn-Tucker.

# Chapitre III

## Les méthodes d'optimisation avancées



### III.1 Introduction

Les ingénieurs se heurtent quotidiennement à des problèmes de complexité grandissante, qui surgissent dans des secteurs très divers, comme l'écoulement de puissance optimal, la conception des systèmes de commande et de diagnostic...etc. Le problème à résoudre peut souvent être considéré comme un problème d'optimisation dans lequel on définit une ou plusieurs fonctions objectifs, ou fonctions de coût, que l'on cherche à minimiser (ou maximiser) par rapport à l'ensemble des paramètres concernés. Vu les inconvénients des méthodes classiques que nous avons abordé au chapitre précédant, la résolution d'un tel problème a conduit les chercheurs à proposer des méthodes de résolution de plus en plus performantes, parmi lesquelles on peut citer les méta-heuristiques. Ces dernières qui comprennent aussi la logique flou [18], les algorithmes d'optimisation par essais de particules, les algorithmes génétiques ...etc. , présentent des caractéristiques communes, qui sont:

1. Raisonnement par analogie avec les systèmes réels (physique, biologie, éthologie..... etc ).
2. Stochastiques. et partagent aussi les mêmes inconvénients :
3. Difficulté de réglage des paramètres de la méthode.
4. Temps de calcul élevé. Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'étude des algorithmes génétiques et les algorithmes d'optimisation par essais de particules qui ont connu ces dernières années un développement considérable grâce à l'augmentation vertigineuse de la puissance des calculateurs numériques.

### III.2 L'algorithme génétique

#### III.2.1 Historique

Les premiers travaux sur les algorithmes génétiques ont commencé dans les années (1950) lorsque plusieurs biologistes Américains ont simulé des structures biologique sur Ordinateur « Charles Darwin », biologiste montre en 1859 que l'apparition d'espèces distinctes est le résultat de la sélection naturelle de la variation individuelle. Les individus les plus adaptés auront une meilleure progéniture. La sélection naturelle est l'exercice d'une population qui lutte dans la vie et tente de s'étendre en faisant face aux multiples contraintes de l'environnement. C'est « J.H.Hollande » et ses étudiants qui ont commencé à applique des algorithmes génétiques [19].

#### III.2.2 Les bases de l'algorithme génétique :

Une population : est un ensemble fini d'individus (de solution)

- **Individu** : est une solution potentielle du problème ou l'expression des chromosomes.
- **Chromosome** : est une solution potentielle du problème sous une forme codée (forme de chaînes de caractères) ou ensemble des gènes.
- **Gènes** : est une partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome.
- **Fitness** : est un terme 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) Cette fitness est égale la fonction (F) objective dans le cas de minimisation et (1/F) Dans le cas de maximisation [20].

On peut dire que chaque paramètre d'une solution est assimilé à un gène, toutes les valeurs qu'il peut prendre sont les allèles de ce gène, on doit trouver une manière de coder chaque allèle différent de façon unique (établir une bijection entre l'allèle "réel" et sa représentation codée). Un chromosome est une suite des gènes, Chaque individu est représenté par un ensemble de chromosomes, et une population est un ensemble d'individus.

On aboutit ainsi à une structure présentant quatre niveaux d'organisation fig.I.1 :

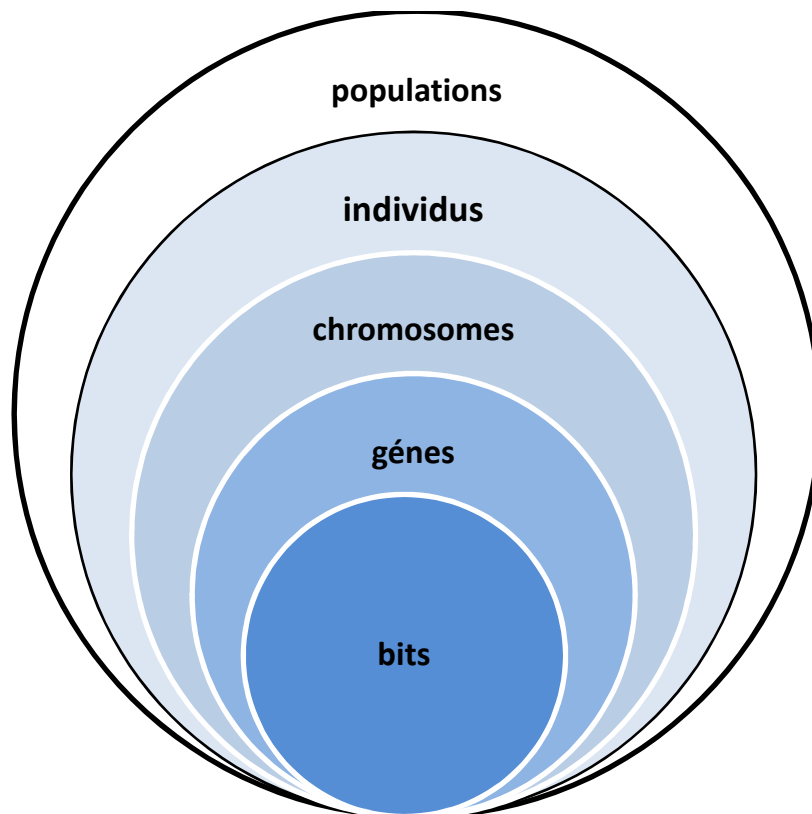


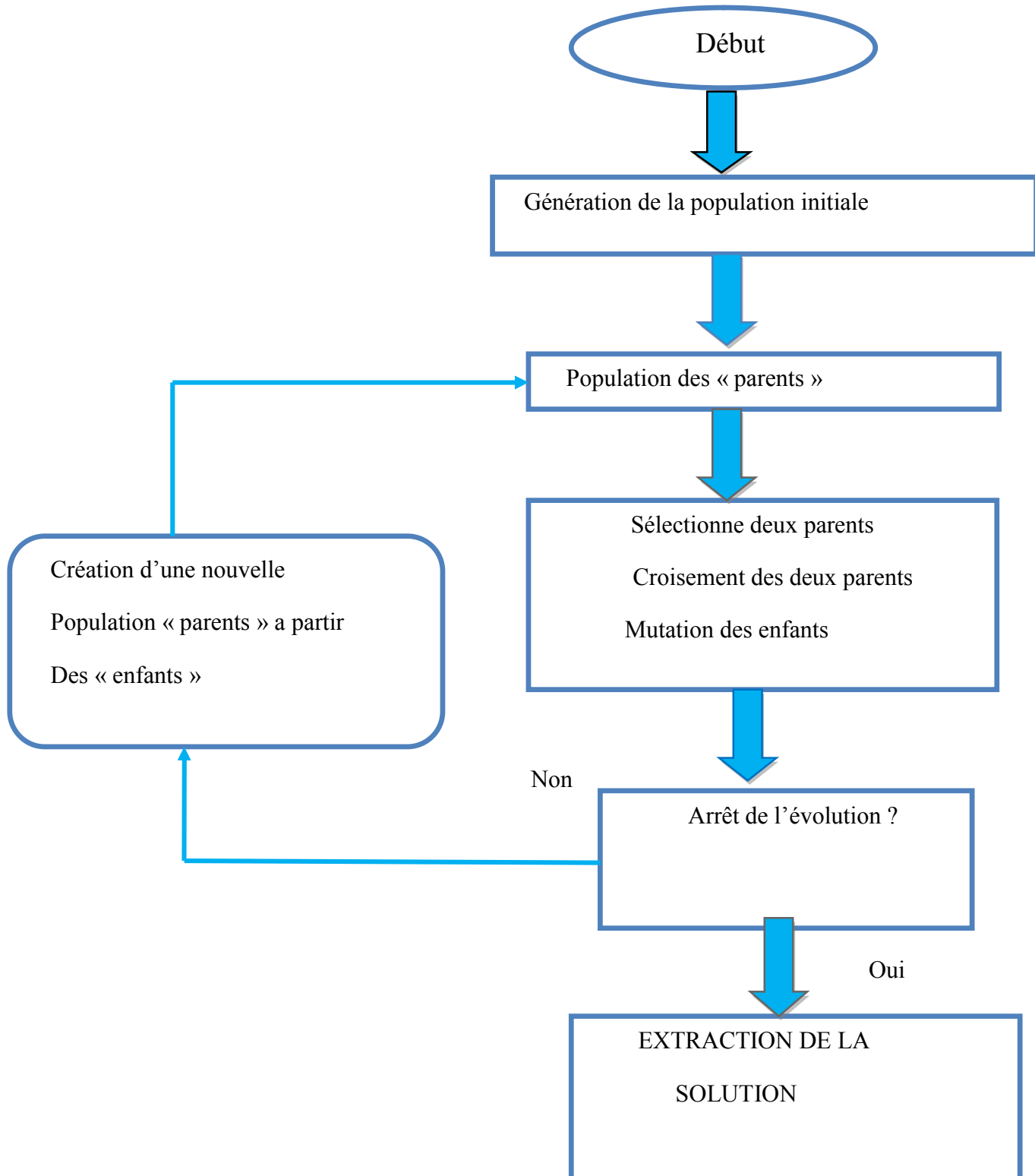
fig.III.1 : Les cinq niveaux d'organisation des AG

### III.2.3 Principe de fonctionnement des Algorithmes Génétiques

L'algorithme génétique est un algorithme d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle : croisement, mutation, sélection, etc. L'algorithme génétique a déjà une histoire relativement ancienne puisque les premiers travaux de John Holland sur les systèmes adaptatifs remontent à 1962. L'algorithme génétique recherche le ou les extremas d'une fonction définie sur un espace de données. Pour l'utiliser, on doit disposer des cinq éléments suivants : [21]

- Le codage de l'élément de population.
- La fonction de performance pour calculer l'adaptation de chaque individu de la population.
- Le croisement des individus d'une population pour obtenir la population de la génération suivante.
- L'opération de mutation des individus d'une population afin d'éviter une convergence prématurée.
- Les paramètres de réglage ou de dimensionnement : la taille de la population, les probabilités de croisement et de mutation, le critère d'arrêt.

Le critère le plus couramment utilisé est le nombre maximal de générations que l'on désire effectuer. La fig.III.2 présente le principe de l'AG standard.

**III.2.4 L'organigramme de l'algorithme génétique.****Fig.III.2** : L'organigramme de l'algorithme génétique.

### III.3 Optimisation par essaim de particules (PSO)

L'optimisation par essaim de particules (PSO) est une technique d'optimisation parallèle développée par Kennedy et Eberhart, comme une alternative aux algorithmes génétiques standards [22]. Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes (ou des bancs de poissons ou des nuées d'oiseaux) et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver la source de nourriture, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim. Dans cet algorithme, une particule décide de son prochain mouvement en fonction de sa propre expérience, qui est dans ce cas la mémoire de la meilleure position qu'elle a rencontrée et en fonction de son meilleur voisin. Ce voisinage peut être défini spatialement en prenant par exemple la distance euclidienne entre les positions de deux particules ou socio-métriquement (position dans l'essaim de l'individu). Les nouvelles vitesses et la direction de la particule seront définies en fonction de trois tendances : la propension à suivre son propre chemin, sa tendance à revenir vers sa meilleure position atteinte et sa tendance à aller vers son meilleur voisin. Les algorithmes à essaim de particules peuvent s'appliquer aussi bien à des données discrètes qu'à des données continues. Les algorithmes à essaim de particules ont été utilisés pour réaliser différentes tâches d'extraction de connaissances [23].

#### III.3.1 L'algorithme PSO

L'algorithme PSO est initialisé par une population de solutions potentielles aléatoires, interprétées comme des particules se déplaçant dans l'espace de recherche. Chaque particule est attirée vers sa meilleure position découverte par le passé ainsi que vers la meilleure position découverte par les particules de son voisinage.

L'algorithme PSO comprend plusieurs paramètres de réglage qui permettent d'agir sur le compromis exploration - exploitation. L'exploration est la capacité de tester différentes régions de l'espace à la recherche de bonnes solutions candidates. L'exploitation est la capacité de concentrer la recherche autour des solutions prometteuses afin de s'approcher le plus possible de l'optimum. Le choix des paramètres reste en grande partie empirique. Une analyse complète de l'algorithme a été faite par Clerc et Kennedy [23].

**III.3.2 Les étapes de la méthode d'Optimisation par Essaim de Partielles**

L'algorithme de cette méthode peut être décrit comme suit :

- **1ère étape** : Initialisation des coefficients  $cr1$  et  $cr2$ , le coefficient d'inertie  $w$ .
- **2ème étape** : La création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness
- **3ème étape** : Le calcul de la nouvelle vitesse et la nouvelle position de chaque particule par l'utilisation des formules.
- **4ème étape** : Le calcul de la meilleure fitness de la population initiale en comparant la précédente pour trouver la meilleure de toutes les populations.
- **5ème étape** : incrémentation du nombre d'itération  $t = t+1$ .
- **6ème étape** : Si un critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7ème étape. Autrement, aller à la 3ème étape.
- **7ème étape** : La position enregistrée dans la solution optimale.

## III.3.3 Organigramme de PSO

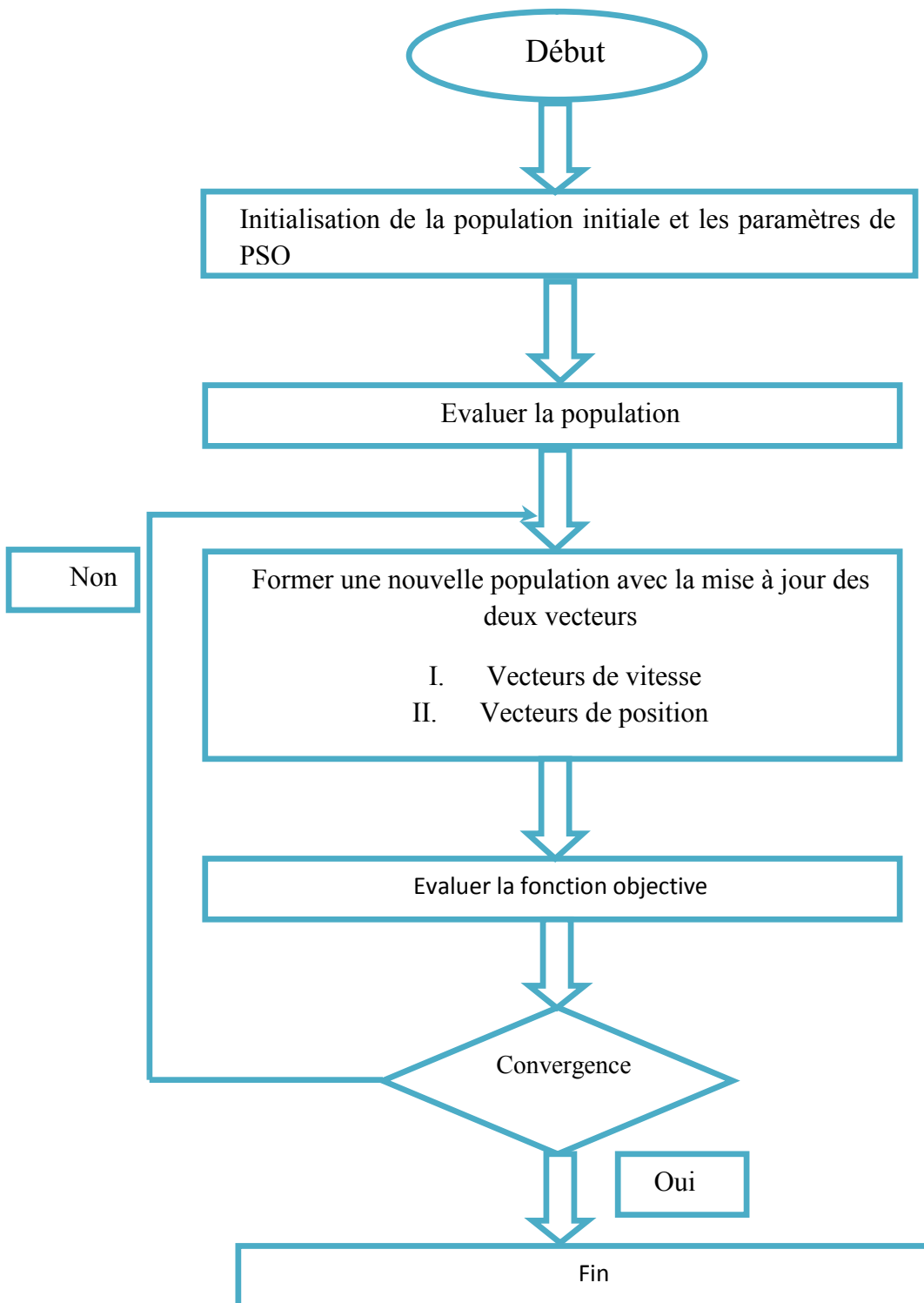


Fig. III.3 : Organigramme de calcul de la méthode PSO.

### III.3.4 Historique de la logique floue

Le terme d'ensemble flou apparaît pour la première fois en 1965 lorsque le professeur Lotfi A. Zadeh, de l'université de Berkeley aux USA, publie un article intitulé « Ensembles flous » (Fuzzy sets). Il a réalisé depuis de nombreuses avancées théoriques majeures dans le domaine et a été rapidement accompagné par de nombreux chercheurs développant des travaux théoriques. Parallèlement, certains chercheurs se sont penchés sur la résolution par la logique floue de problèmes réputés difficiles. Ainsi en 1975, le professeur Mamdani à Londres développe une stratégie pour le contrôle des procédés et présente les résultats très encourageants qu'il a obtenus sur la conduite d'un moteur à vapeur. En 1978, la société danoise F.L.Smidth réalise le contrôle d'un four à ciment. C'est là la première véritable application industrielle de la logique floue.

C'est au Japon, où la recherche n'est pas seulement théorique mais également très applicative, que la logique floue connaît son véritable essor. A la fin des années 1980, c'est d'un véritable boum qu'il faut parler. Les produits grand public, machines à laver, appareils photographiques et autres caméscopes estampillés « fuzzylogic » ne se comptent plus. Dans l'industrie, le traitement des eaux, les grues portuaires, les métros, les systèmes de ventilation et de climatisation sont touchés. Enfin, des applications existent dans des domaines très différents tels que la finance ou le diagnostic médical. A partir de 1990, c'est en Allemagne que des applications apparaissent en grand nombre ainsi qu'à une moindre échelle aux USA [24].

### III.3.5 La théorie des sous-ensembles flous

Soit  $E$  un univers et  $\mu_A : E \rightarrow [0 ; 1]$ . On appelle sous-ensemble flou  $A$  de  $E$  l'ensemble des éléments de  $E$  qui vérifient  $\mu_A(x)$  compris  $[0, 1]$ . Une telle fonction  $\mu_A$  est appelée fonction d'appartenance. Elle caractérise en effet le degré d'appartenance d'un élément  $x$  au sousensemble flou  $A$ . On dit aussi que  $\mu_A$  représente le degré de validité de la proposition «  $x$  appartient à  $A$  ». Un sous-ensemble flou est entièrement caractérisé par sa fonction d'appartenance. Si on connaît  $A$ , alors on connaît  $\mu_A$  et inversement, connaître  $\mu_A$  permet de connaître  $A$ .

L'interprétation de cette fonction est la suivante :

- $\mu_A(x) = 1$  signifie que  $x$  appartient à  $A$  avec certitude.
- $\mu_A(x) = 0$  signifie que  $x$  n'appartient pas à  $A$  avec certitude.
- Les autres valeurs servent à graduer le degré d'appartenance de  $x$  à  $A$ .



### III.3.6 La variable linguistique

On appelle la variable linguistique un triplet  $(V, XV, TV)$  tel que :

1.  $V$  est le nom de la variable linguistique (âge, taille, masse, ...).
2.  $XV$  est l'univers des valeurs pouvant être, éventuellement, prises par  $V$ .
3.  $TV$  est un ensemble de sous-ensembles flous de  $XV$  qui caractérisent  $V$ .

### III.3.7 Interface de fuzzification

La fuzzification de la valeur précise d'une variable consiste à caractériser le degré avec lequel cette mesure appartient à un sous-ensemble flou donné, c'est-à-dire le passage d'une grandeur précise à une variable floue. Le choix des formes des fonctions d'appartenance est arbitraire. Des études comparatives ont montré qu'avec les différentes formes des fonctions d'appartenance, les résultats sont pratiquement similaires en boucle fermée. La forme la plus fréquemment utilisée en commande floue est la forme triangulaire. Le nombre de fonctions d'appartenance est généralement impair et se répartissent autour de zéro. En général, on introduit pour une variable linguistique trois, cinq ou sept ensembles flous. Le choix du nombre dépend de la précision souhaitée. Les fonctions d'appartenance peuvent être symétriques, non symétriques et équidistantes ou non équidistantes [25].

## III.4 Conclusion

Dans ce chapitre qui est consacré à l'étude des méthodes d'optimisation globales, nous avons étudié d'une manière explicite le principe de fonctionnement des algorithmes génétiques (GA) et l'algorithme d'optimisation par essais de particules (PSO). Nous avons clarifié leur rôle dans l'optimisation et leurs processus algorithmiques. Pour comprendre le principe de fonctionnement d'autres méta-heuristiques nous avons cité la méthode floue.

# Chapitre IV

## Résultats de simulations

### IV.1.Introduction

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide à de nouveaux travaux utilisant les techniques méta-heuristiques dans les systèmes électriques. Cela est 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 au test des algorithmes suivants :

1. Algorithme de l'écoulement de puissance de Newton Raphson (N-R).
2. Algorithme de l'écoulement de puissance de Newton Raphson Découplé (FDL).
3. Simulation par le logiciel PSAT du réseau d'étude.
4. L'écoulement de puissance optimal par les méthodes d'optimisation conventionnelles et méta-heuristiques telles que :
  - L'algorithme d'optimisation par la méthode du gradient.
  - L'algorithme d'optimisation par la méthode des algorithmes génétiques ou AG.
  - L'algorithme d'optimisation par la méthode des essaims de particules ou PSO.

Les tests ont été effectués sur un réseau électrique 14 nœuds de moyenne échelle Ces algorithmes ont été développés dans l'environnement MATLAB version 7.10. L'objectif du problème de l'écoulement de puissance consiste à trouver la répartition des puissances du réseau électrique et les puissances générées des unités de production et d'obtenir la puissance demandée sans tenir en compte le coût de production c.-à-d.

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_D \quad (IV.1)$$

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

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

Chaque puissance active générée  $P_{gi}$  est limitée par une limite inférieure  $P_{gimin}$  est une limite supérieure  $P_{gimax}$

$$P_{gimin} \leq P_{gi} \leq P_{gimax} \quad (IV.3)$$

### IV.2 . Application des méthodes sur le réseau d'étude

En première lieu, on effectue le calcul de la circulation des puissances transmises sur les lignes électriques sans contrôle de la tension et avec le contrôle pour obtenir le plan de tension et le plan de puissances et déterminer les pertes actives et réactives dans le réseau électrique.

IV.3 Réseaux test 5 nœuds

L'application de notre travail, on a choisi le réseau électrique 5 nœuds constitué de 2 centrales électriques de production et de 7 lignes. Les données de ce réseau sont illustrées en annexe.

IV.3.1 Résultats de Circulation de puissance du réseau 5 nœuds par Newton Raphson

IV.3.2 Réseau à 5 nœuds non contrôlés en tension avec nœuds PQ

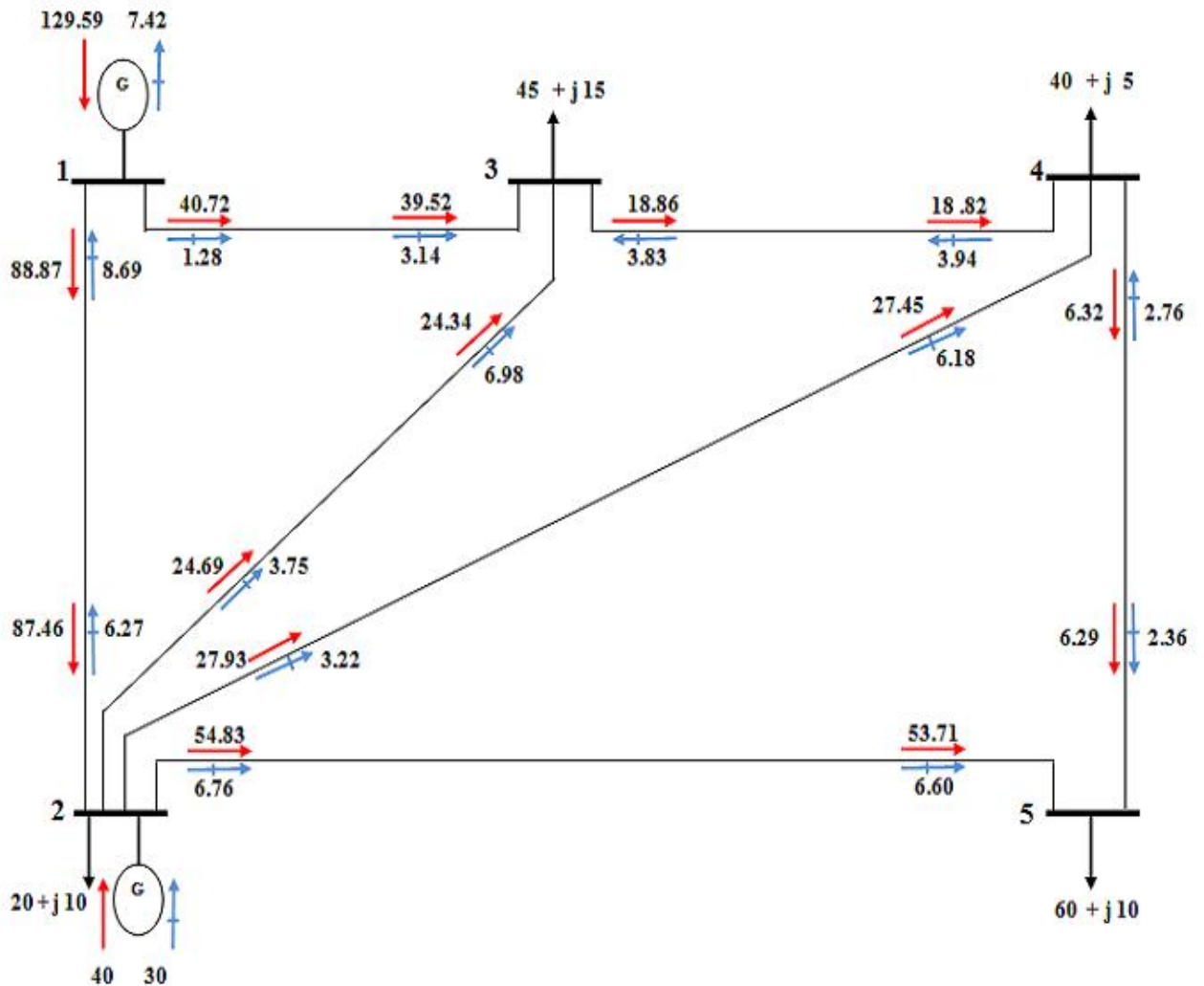


Fig. IV.1:Schéma du réseau à 5 nœuds non contrôlé en tension.

Tableau. IV. 1: Le plan de tension du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Modules $ V_i $ ( pu )	Angles $\theta_i$ (radian)	Modules $ V_i $ ( kv )	Angles $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1.06000	0.0000	233.2	0.00000	5
2	1.04744	-0.0490	230.4363	-2.80635	
3	1.02418	-0.0872	225.3186	-4.99697	
4	1.02357	-0.0930	225.1846	-5.32914	
5	1.01794	-0.1073	223.9461	-6.15026	

**Tableau. IV. 2 :** Le plan de circulation de puissance du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	88.86382	-8.57948	2-1	-87.45337	6.14865	1.41045	-2.43.83
1-3	40.72301	1.15839	3-1	-39.53106	-3.01386	1.19196	-1.85547
2-3	24.69432	3.54641	3-2	-24.34280	-5.20216	0.35152	-3.23757
2-4	27.93612	2.96197	2-4	27.93612	2.96197	0.44134	-2.96560
2-5	54.822293	7.34297	5-2	-53.69768	-7.16712	1.12525	0.17577
3-4	18.87386	-5.20216	4-3	-18.83825	3.21235	0.03560	-1.98981
4-5	6.33303	-2.28478	5-4	-6.30232	-2.83279	0.03071	-5.11758

➤ Les pertes totales dans les lignes

**Tableau. IV. 3:** Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales actives et réactives	
PL	4.58683 (MW)
QL	-17.42109 (MVAR)

IV.3.3 Réseau à 5 nœuds contrôlés en tension

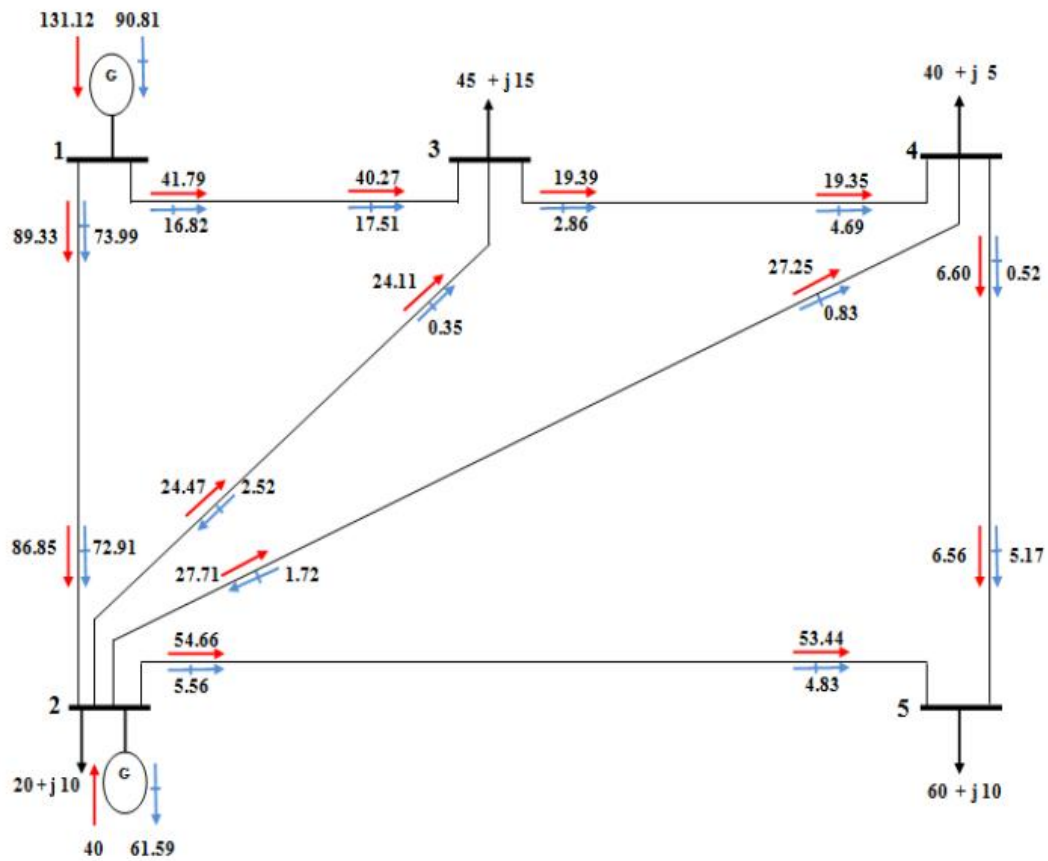


Fig. IV.2: Schéma du réseau à 5 nœuds contrôlé en tension à nœud N°2.

Tableau. IV. 4: Le plan des tensions du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Modules $ V_i $ ( pu )	Angles $\theta_i$ (radian)	Modules $ V_i $ ( kv )	Angles $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1.06000	0.0000	233.200	0.0000	5
2	1.00000	-0.0360	220.000	-2.06123	
3	0.98725	-0.0809	217.1943	-4.63669	
4	0.98413	-0.0865	216.5090	-4.95702	
5	0.97170	-0.1006	213.7731	-5.76495	

Tableau. IV. 5: Le plan de la circulation des puissances du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	89.33138	73.99518	2-1	-86.84551	-72.90839	2.48587	1.08680
1-3	41.79085	16.82034	3-1	-40.27302	-17.51250	1.51783	-0.69216
2-3	24.47266	-2.51849	3-2	-24.11315	-0.35230	0.35951	-2.87079
2-4	27.71300	-1.72391	4-2	-27.25215	-0.83056	0.46085	-2.55448
2-5	54.65985	5.55794	5-2	-53.44485	-4.82921	1.21501	0.72873
3-4	19.38618	2.86480	4-3	-19.34611	-4.68775	0.04007	-1.82296
4-5	6.59825	0.51832	5-4	-6.55515	-5.17079	0.04310	-4.65247

➤ Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV.6: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

PL	6.12223 (MW)
QL	-10.77734 (MVAR)

#### IV.4 Résultats de la circulation de puissance dans le réseau par Newton Raphson Découplée

##### IV.4.1 Réseau à 5 nœuds non contrôlé en tension

Tableau. IV.7: Le plan de tension du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Modules  Vi  ( pu )	Angles θi (radian)	Modules  Vi  ( kv )	Angles θi (degré)	Nombre d'itérations
1	1.06000	0	233.2	0.000	5
2	1.0474	-0.0490	230.4363	-2.8063	
3	1.0242	-0.0872	225.3186	-4.9970	
4	1.0263	-0.0930	225.1846	-5.3291	
5	1.0179	-0.1073	223.9461	-6.1503	

Tableau. IV. 8: Le plan de circulation de puissances du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	88.86378	-8.57948	2-1	-87.45333	6.14865	1.41045	-2.43083
1-3	40.72301	1.15839	3-1	-39.53106	-3.01386	1.19196	-1.85547
2-3	24.69433	3.54641	3-2	-24.34281	-6.78398	0.35152	-3.23757
2-4	27.93613	2.96197	4-2	-27.49479	-5.92757	0.44134	-2.96560
2-5	54.82295	7.34297	5-2	-53.69770	-7.16720	1.12525	0.17577
3-4	18.87386	-5.20216	4-3	-18.83825	3.21235	0.03560	-1.98981
4-5	6.33303	-2.28478	5-4	-6.30232	-2.83279	0.03071	-5.11758

➤ Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 9: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales actives et réactives	
PL	4.58683 (MW)
QL	-17.42108 (MVAR)

IV.4.2 Réseau à 5 nœuds contrôlé en tension

Tableau. IV. 10: plan de tension du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Modules  Vi  ( pu )	Angles θi (radian)	Modules  Vi  ( kv )	Angles θi (degré)	Nombre d'itérations
1	1.0600	0.0000	233.2000	0.0000	5
2	1.000	-0.0360	220.0000	-2.0612	
3	0.9872	-0.0809	217.1943	-4.6367	
4	0.9841	-0.0865	216.5090	-4.9570	
5	0.9717	-0.1006	213.7731	-5.7650	

Tableau. IV. 11: plan de circulation de puissance du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	89.33138	73.99518	2-1	-86.84551	-72.90839	2.48587	1.08680
1-3	41.79085	16.82033	3-1	-40.27302	-17.51249	1.51783	-0.69217
2-3	24.47266	-2.51851	3-2	-24.11315	-0.35228	0.35951	-2.87079
2-4	27.71300	-1.72393	4-2	-27.25215	-0.83055	0.46085	-2.55448
2-5	54.65985	5.55790	5-2	-53.44485	-4.82918	1.21501	0.72873
3-4	19.38618	2.86478	4-3	-19.34611	-4.68774	0.04007	-1.82296



4-5	6.59825	0.51831	5-4	-6.55515	-5.17078	0.04310	-4.65247
-----	---------	---------	-----	----------	----------	---------	----------

➤ Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 12: Pertes totales dans la ligne du réseau 5 nœuds contrôlé en tension

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	6.12223 (MW)
QL	-10.77734 (MVAR)

### IV.5 Réseau d'étude 14noeuds

Pour l'application de notre travail, on a utilisé le modèle du réseau électrique IEEE-14 jeux de barres composé de 5 centrales électriques de production et de 20 lignes électriques. Les données de ce réseau sont illustrées en annexe.

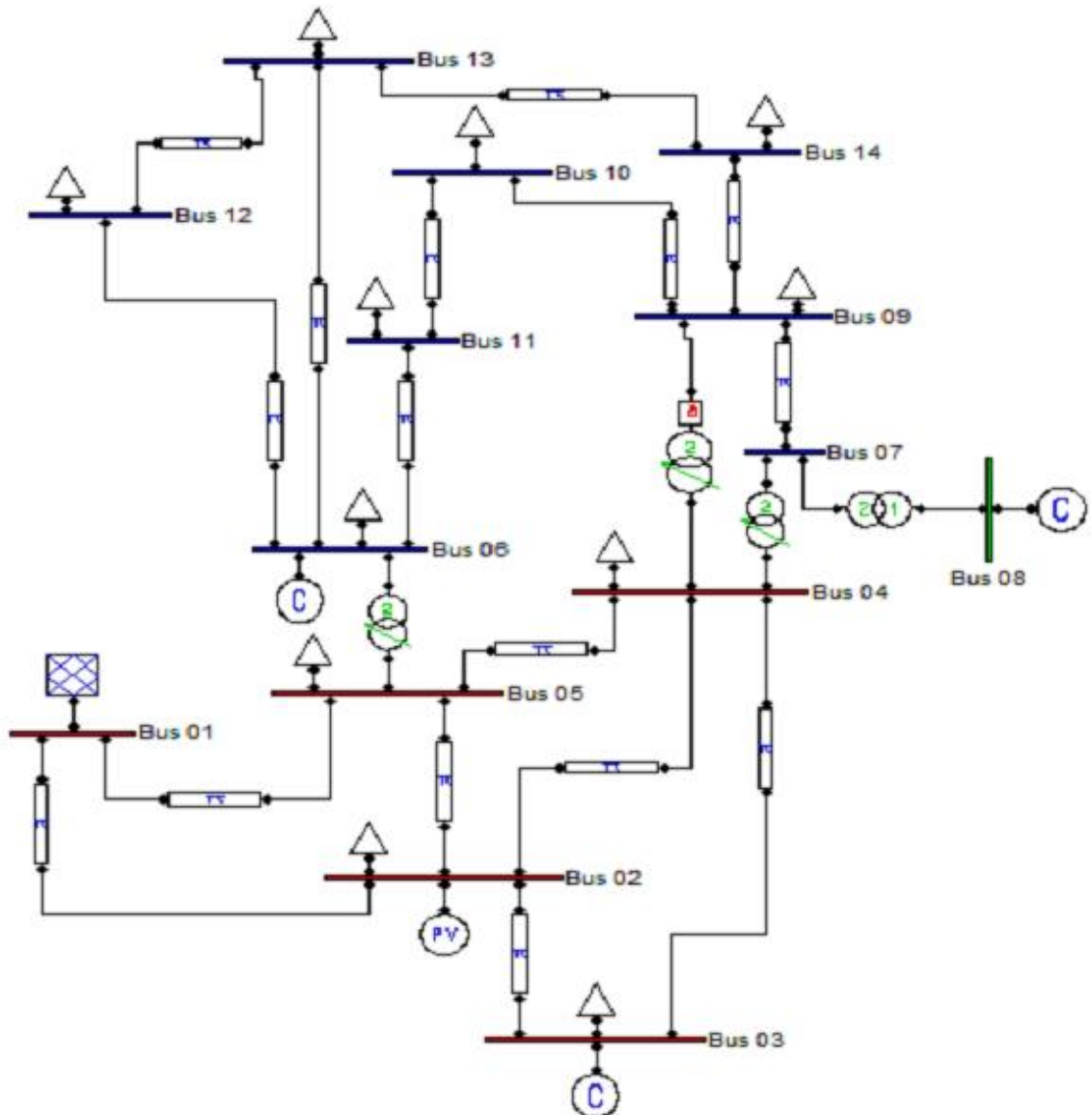


Fig. IV. 3: schéma reseaux IEEE-14

IV.5.1 Résultats de la circulation de puissances dans le réseau par Newton Raphson

IV.5.2 Nœuds non contrôlés en tension

Tableau. IV. 13: Le plan de tension du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Modules  Vi  ( pu )	Angles θi (radian)	Modules  Vi  ( kv )	Angles θi (degré)	Nombre d'itérations
1	1.06000	0.00000	233.200	0.00000	6
2	1.03177	0.0124	226.9896	0.71300	
3	0.95755	-0.1332	210.6601	-7.63322	
4	0.96967	-0.0980	213.3266	-5.61750	
5	0.98115	-0.0785	215.8539	-4.49498	
6	0.91888	-0.1960	202.1525	-11.22724	
7	0.92788	-0.1667	204.1332	-9.55297	
8	0.92788	-0.1667	204.1332	-9.55297	
9	0.90777	-0.2053	199.7101	-11.76323	
10	0.90115	-0.2105	198.2528	-12.05857	
11	0.90596	-0.2063	199.3111	-11.82107	
12	0.90374	-0.2095	198.8227	-12.00585	
13	0.89680	0.2153	197.2963	-12.33404	
14	0.88182	-0.2336	193.9996	-13.38210	

Tableau. IV. 14: Le plan de circulation de puissance du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	-5.77116	46.67170	2-1	6.25420	-56.75036	0.48304	-10.07865
2-3	78.45567	20.68477	3-2	-75.45508	-16.72195	3.00059	3.96282
2-4	68.26797	13.32107	4-2	-65.56055	-12.60404	2.70743	0.71703
1-5	43.42097	22.85919	5-1	-41.12686	-27.78141	1.29411	-4.92222
2-5	57.32215	10.04452	2-5	57.32215	10.04452	1.85469	-1.22060
3-4	-18.74492	-2.27805	4-3	19.00230	-3.49076	0.25738	-5.76881
4-5	-47.71422	-12.09665	5-4	48.05431	10.73368	0.34009	-1.36297
5-6	41.93701	26.71287	6-5	-41.93701	-20.24055	0	6.47232
4-7	29.52903	20.39121	7-4	-29.52903	-17.52711	0	2.86410
7-8	0.00000	0.00000	8-7	0.0000	0.00000	0	0
4-9	16.94344	11.70025	9-4	-16.94344	-9.19234	0	2.50791
7-9	29.52903	17.52711	9-7	-29.52903	-16.02040	0	1.50669
9-10	6.72152	4.59892	10-9	-6.69591	-4.53090	0.02560	0.06801
6-11	5.86117	3.19037	11-6	-5.81108	-3.08547	0.05009	0.10490
6-12	8.82873	2.01084	12-6	-8.70938	-1.85953	0.11935	0.15130
6-13	16.04711	7.53934	13-6	-15.80083	-7.05434	0.24628	0.48501
9-14	10.25095	4.01384	14-9	-10.06401	-3.61620	0.18694	0.39765
10-11	-2.30409	-1.26910	11-10	2.31108	1.28547	0.00699	0.01637
12-13	2.60938	0.25953	13-12	-2.59078	-0.24271	0.01860	0.01683

13-14	4.89161	1.49704	14-13	-4.83599	-1.38380	0.05562	0.11324
-------	---------	---------	-------	----------	----------	---------	---------

➤ Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 15: Les pertes totales dans les lignes du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	<b>10.64981 (MW)</b>
QL	-3.96910 (MVAR)

IV.5.3 Nœuds contrôlés en tension

Tableau. IV. 16: Le plan de tension du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Modules  Vi  (pu)	Anglesθi (radian)	Modules  Vi  ( kv )	Angles θi (degré)	Nœuds	Nombres d'itérations
1	1.06000	0.0000	233.2000	0.00000	1	6
2	1.04500	0.0093	229.9000	0.053404	2	
3	1.01000	-0.1348	222.2000	-7.72194	3	
4	1.02987	-0.1062	226.5713	-6.08570	4	
5	1.03670	-0.0882	228.0746	-5.05401	5	
6	1.07000	-0.1892	235.4000	-10.83962	6	
7	1.04661	-0.1609	230.2540	-9.21884	7	
8	1.09000	-0.1609	239.8000	-9.21884	8	
9	1.02955	-0.1897	226.5014	-10.86699	9	
10	1.02917	-0.1945	226.4173	-11.14457	10	
11	1.04581	-0.1939	230.0783	-11.10717	11	
12	1.05529	-0.1989	232.1639	-11.39728	12	
13	1.04679	-0.2023	230.2943	-11.59121	13	
14	1.01879	-0.2132	224.1332	-12.21303	14	

Tableau. IV. 17: Le plan de la circulation de puissances du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	-7.78560	24.82320	2-1	7.94619	-34.77866	0.16059	-11.20820
2-3	77.86593	0.73496	3-2	-75.24387	1.06075	2.62206	1.79571
2-4	67.34530	-13.24263	4-2	-64.88725	12.65003	2.45805	-0.59260
1-5	43.96971	-3.19187	5-1	-43.03741	-3.77543	0.93230	-6.96730
2-5	57.14258	-14.48101	5-2	-55.37924	12.49780	1.76334	-1.98312
3-4	-18.95613	-7.58835	4-3	19.20300	1.01910	0.24687	-6.56925
4-5	-46.17777	-3.01820	5-4	46.44651	1.13262	0.26875	-6.56925
5-6	44.37015	-11.45499	6-5	-44.37015	16.37913	0.00000	4.92414
4-7	28.17167	-7.47322	7-4	-28.17167	9.14813	0.00000	1.67491
7-8	0.00000	-25.78116	8-7	-0.00000	26.85002	0.00000	1.06886

4-9	15.89034	0.72229	9-4	-15.89034	0.60454	0.00000	1.32682
7-9	28.17167	16.63303	9-7	-28.17167	-15.55813	0.00000	1.07490
9-10	5.47923	-1.58242	10-9	-5.46947	1.60835	0.00976	0.02593
6-11	7.20187	9.58003	11-6	-7.08270	-9.33048	0.11917	0.24955
6-12	9.27662	2.81820	12-6	-9.17571	-2.69028	0.10091	0.12792
6-13	16.69166	10.66021	13-6	-16.46503	-10.21390	0.22664	0.44632
9-14	9.08278	-0.06398	14-9	-8.98385	0.27443	0.09893	0.21044
10-11	-3.53053	-7.40835	11-10	3.58270	7.53048	0.05217	0.1221
12-13	3.07571	1.09028	13-12	-3.05458	-1.07117	0.02112	0.01911
13-14	6.16961	5.48507	14-13	-5.91615	-5.27443	0.10346	0.21064

➤ Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 18: Les pertes totales dans les lignes du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	<b>9.15637(MW)</b>
QL	12.83051(MVAR)

**IV.6 Résultats de la circulation de puissance dans le réseau par Newton Raphson découplée**

**IV.6.1 Réseau à 14 nœuds non contrôlé en tension**

Tableau. IV. 19: Le plan de tension du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Modules  Vi  (pu)	Anglesθi (radian)	Modules  Vi  ( kv )	Angles θi (degré)	Nœuds	Nombres d'itérations
1	1.06000	0.00000	233.200	0.00000	1	6
2	1.03177	0.0124	226.9896	0.71300	2	
3	0.95755	-0.1332	210.6601	-7.63322	3	
4	0.96967	-0.0980	213.3266	-5.61750	4	
5	0.98115	-0.0785	215.8539	-4.49498	5	
6	0.91888	-0.1960	202.1525	-11.22724	6	
7	0.92788	-0.1667	204.1332	-9.55297	7	
8	0.92788	-0.1667	204.1332	-9.55297	8	
9	0.90777	-0.2053	199.7101	-11.76323	9	
10	0.90115	-0.2105	198.2528	-12.05857	10	
11	0.90596	-0.2063	199.3111	-11.82107	11	
12	0.90374	-0.2095	198.8227	-12.00585	12	
13	0.89680	0.2153	197.2963	-12.33404	13	
14	0.88182	-0.2336	193.9996	-13.38210	14	

Tableau. IV. 20: Le plan de circulation de puissance du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	-6.17316	50.17996	2-1	6.66691	54.44796	0.49375	-4.26800
2-3	78.03346	22.35699	3-2	-75.07532	-14.23741	2.95813	8.11958
2-4	68.23507	10.32492	4-2	-65.60959	-6.13786	2.62548	4.18706
1-5	43.50081	23.47210	5-1	-42.25986	-23.50370	1.24095	-0.03160
2-5	57.36457	9.06605	5-2	-55.54009	-6.95631	1.82448	2.10974
3-4	-19.12468	-4.76259	4-3	19.39869	2.21649	0.27401	-2.54611
4-5	-46.99073	-2.66397	5-4	47.29937	2.40322	0.30864	-0.26075
5-6	39.98334	-3.47229	6-5	-39.98334	7.65006	0.00000	4.17777
4-7	28.11872	-4.84405	7-4	-28.11872	6.62318	0.00000	1.77913
7-8	0.00000	0.00000	8-7	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
4-9	16.13422	-0.74343	9-4	-16.13422	2.25961	0.00000	1.51619
7-9	28.75125	3.77941	9-7	-28.75125	-2.83631	0.00000	0.94310
9-10	5.97140	4.30552	10-9	-5.95370	-4.25848	0.01771	0.04704
6-11	6.60922	3.47572	11-6	-6.55624	-3.36477	0.05298	0.11095
6-12	7.69978	2.53081	12-6	-7.61902	-2.36272	0.08077	0.16810
6-13	17.39158	7.22677	13-6	-17.15687	-6.76457	0.23470	0.46220
9-14	9.93023	3.69827	14-9	-9.78363	-3.38645	0.14659	0.31182
10-11	-3.04630	-1.54152	11-10	3.05624	1.56477	0.00994	0.02326
12-13	1.51902	0.76264	13-12	-1.51242	-0.75667	0.00659	0.00596
13-14	5.16930	1.72132	14-13	-5.11637	-1.61355	0.05293	0.10777

➤ Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 21: Les pertes totales dans les lignes du réseau 14 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales actives et réactives	
PL	<b>10.32765 (MW)</b>
QL	16.96320 (MVAR)

IV.6.2 Réseau à 14 nœuds contrôlé en tension

Tableau. IV. 22: plan de tension du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Modules  Vi  (pu)	Angles $\theta_i$ (radian)	Modules  Vi  ( kv )	Angles $\theta_i$ (degré)	Nœuds	Nombres d'itérations
1	1,0600	0,00000	233,2000	0,0000	1	6
2	1,0450	0,00905	229,9000	0,5183	2	
3	1,0100	-0,13645	222,2000	-7,8180	3	
4	1,0183	-0,10438	224,0283	-5,9803	4	
5	1,0203	-0,08424	224,4722	-4,8267	5	
6	1,0700	-0,17708	235,4000	-10,1460	6	
7	1,0620	-0,15868	233,6297	-9,0915	7	
8	1,0900	-0,15868	239,8000	-9,0915	8	
9	1,0566	-0,18682	232,4457	-10,7038	9	
10	1,0515	-0,19008	231,3406	-10,8906	10	
11	1,0572	-0,18586	232,5908	-10,6490	11	
12	1,0552	-0,19180	232,1465	-10,9891	12	
13	1,0505	-0,19301	231,1118	-11,0588	13	
14	1,0360	-0,20696	227,9115	-11,8577	14	

Tableau. IV. 23: plan de circulation de puissance du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	-7.32170	26.38009	2-1	7.47949	-31.74759	0.15779	-5.36750
2-3	78.59011	3.06242	3-2	-75.91959	3.56297	2.67052	6.62539
2-4	67.46848	-4.58181	4-2	-65.04279	7.96075	2.42569	3.37894
1-5	43.24745	7.33322	5-1	-42.29904	-8.74320	0.94841	-1.40998
2-5	56.76193	-2.95360	5-2	-55.08105	4.45942	1.68088	1.50582
3-4	-18.28041	0.79919	4-3	18.50424	-3.78660	0.22384	-2.98741
4-5	-46.39875	9.66681	5-4	46.68965	-10.07915	0.29090	-0.41235
5-6	40.16028	-18.24457	6-5	-40.16028	22.95471	0.00000	4.71014
4-7	28.06626	-20.48962	7-4	-28.06626	22.92484	0.00000	2.43521
7-8	-0.00000	-16.90857	8-7	0.00000	17.35513	0.00000	0.44657
4-9	15.93006	-6.34815	9-4	-15.93006	7.92539	0.00000	1.57725
7-9	28.69761	5.59911	9-7	-28.69761	-4.76516	0.00000	0.83395
9-10	5.82791	4.09365	10-9	-5.81346	-4.05526	0.01445	0.03839
6-11	6.74525	3.67011	11-6	-6.69633	-3.56767	0.04892	0.10244
6-12	7.70976	2.52930	12-6	-7.63908	-2.38220	0.07068	0.14710
6-13	17.43542	7.26589	13-6	-17.22928	-6.85993	0.20614	0.40596
9-14	9.80938	3.52433	14-9	-9.68568	-3.26119	0.12371	0.26314

10-11	-3.18654	-1.74474	11-10	3.19633	1.76767	0.00979	0.02293
12-13	1.53908	0.78210	13-12	-1.53316	-0.77675	0.00591	0.00535
13-14	5.26244	1.83678	14-13	-5.21432	-1.73881	0.04812	0.09797

➤ Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 24: Les pertes totales dans la ligne du réseau 14 nœuds contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	8.92575 (MW)
QL	12.41932 (MVAR)

**IV.7 Interprétation des résultats**

Les résultats de la résolution de l'écoulement de puissances par les méthodes numériques itératives de Newton Raphson et de Newton Raphson découplée nous donnent les plans de tension et les plans de la circulation des puissances respectives pour les deux réseaux électriques 5 nœuds et 14 nœuds.

D'après les résultats obtenus on conclut que la méthode de Newton Raphson et la méthode découplée rapide de Newton Raphson donnent les mêmes résultats du point de vue pertes actives et réactives et le même nombre d'itérations pour le réseau 5 nœuds pour les nœuds contrôlés en tension ou PV. Tandis que pour le réseau 14noeuds avec les nœuds contrôlés en tension la méthode découplée rapide donne de meilleurs résultats par rapport à la méthode de Newton Raphson avec les nœuds non contrôlés en tension ou nœuds PQ du point de vue pertes actives et réactives.

La méthode découplée rapide (FDL) effectue le même temps d'exécution que celle de Newton Raphson pour les très petits réseaux. Cependant, elle devient plus rapide pour les grands réseaux et pour les tolérances habituelles.

**IV.8 L'écoulement de puissance optimal par les méthodes d'optimisation :**

Dans ce test nous nous intéressons d'appliquer les techniques méta-heuristiques telles que la méthode du gradient, l'algorithme génétique ou GA, les essais de particules ou PSO pour la résolution du problème de dispatching économique statique.

Les relatifs obtenir de l'écoulement optimal de puissances des réseaux 14 nœuds on Comparaison la méthode du gradient et l'algorithme génétique avec le resulta essais de particules [26].

IV.8.1 Application sur le Réseau 5 noeuds

IV.8.1.1 Résultats obtenus par la méthode du gradient

Tableau. IV. 25: résultat de l'écoulement optimal des réseaux 5 nœuds sans pertes par le gradient.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)	Coût global (DA/MWh)	Nombre d'itérations
1	101.429	435.720	724.386	2
2	63.571	288.665		

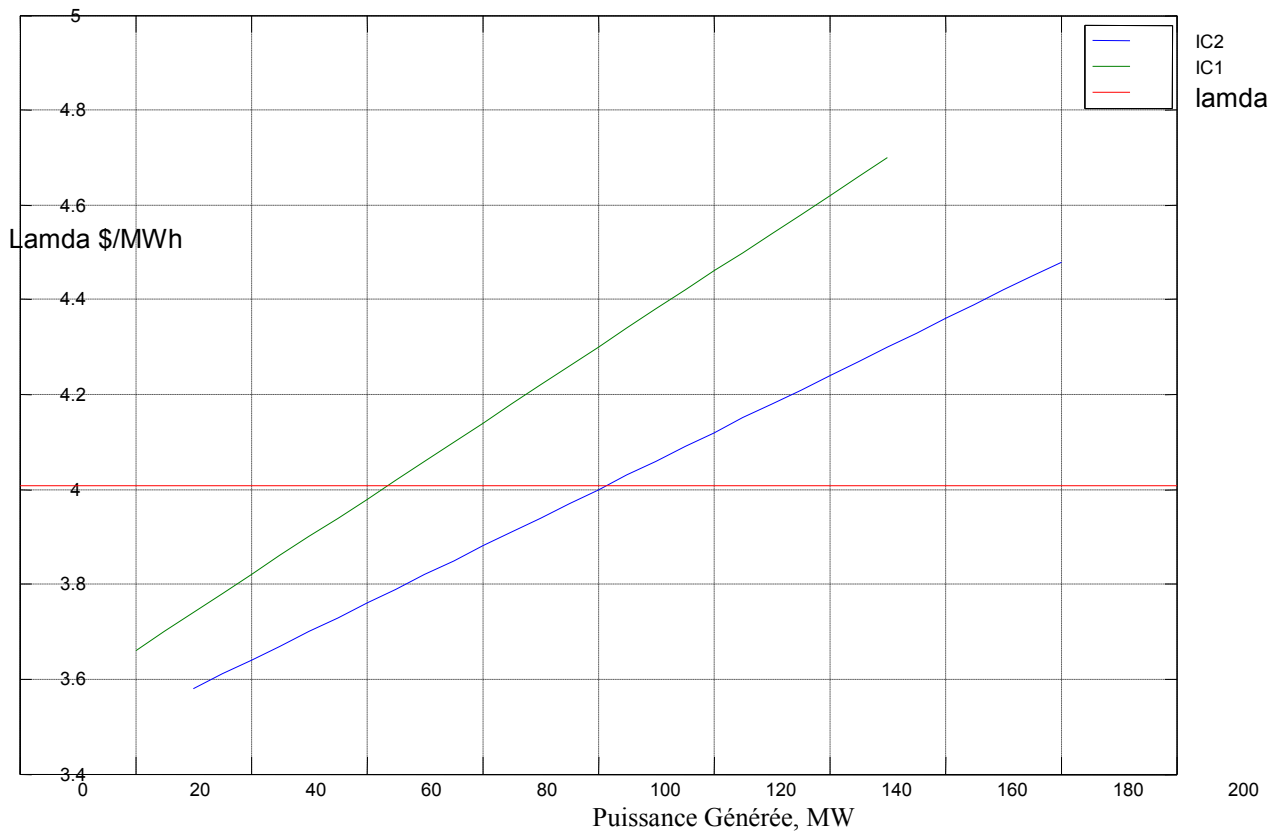


Fig. IV.4 : La puissance générée de chaque générateur en fonction de Lambda optimal.



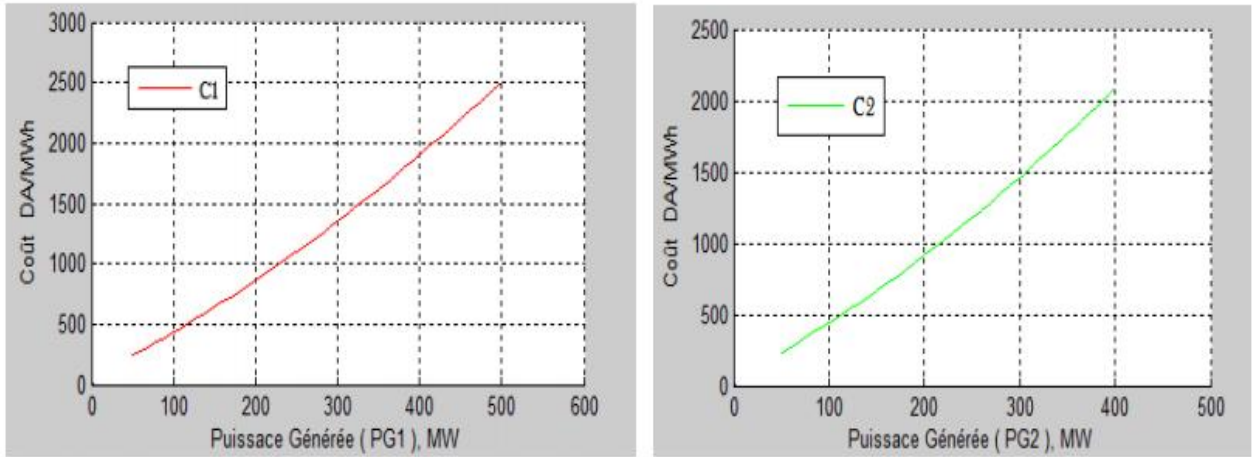


Fig. IV.5 : Coût des deux générateurs en fonction de la puissance générée par la méthode du gradient.

**IV.8.1.2 Résultats de l'écoulement optimal de puissances par la méthode PSO**

Tableau. IV. 26 L'écoulement optimal de puissances par PSO du réseau 5 nœuds sans pertes.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)	Coût globale (DA/MWh)	Nombre d'itération
1	100.86	433.441	724.388	72
2	64.1402	290.946		

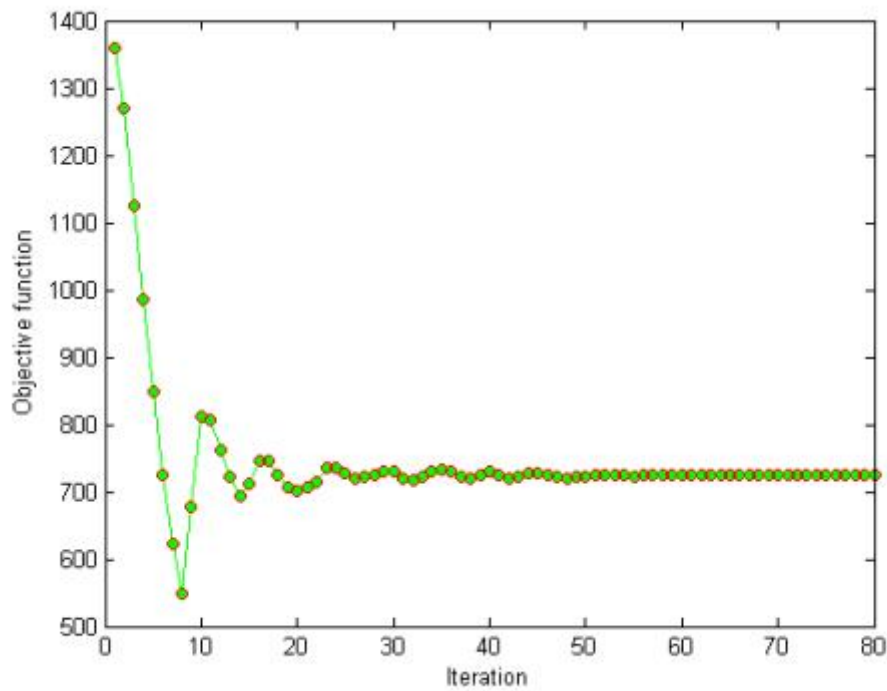


Fig. IV. 6: Le graphe du cout total de production en fonction du nombre d'itérations par PSO.

IV.8.1.3 Résultats de l'écoulement optimal de puissances par la méthode GA

Tableau. IV. 27: L'écoulement optimal de puissances par la méthode GA du réseau 5 nœuds sans pertes..

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)	Coût globale (DA/MWh)	Nombre d'itération
1	101.4286	433.441	724.385	62
2	63.5714	290.946		

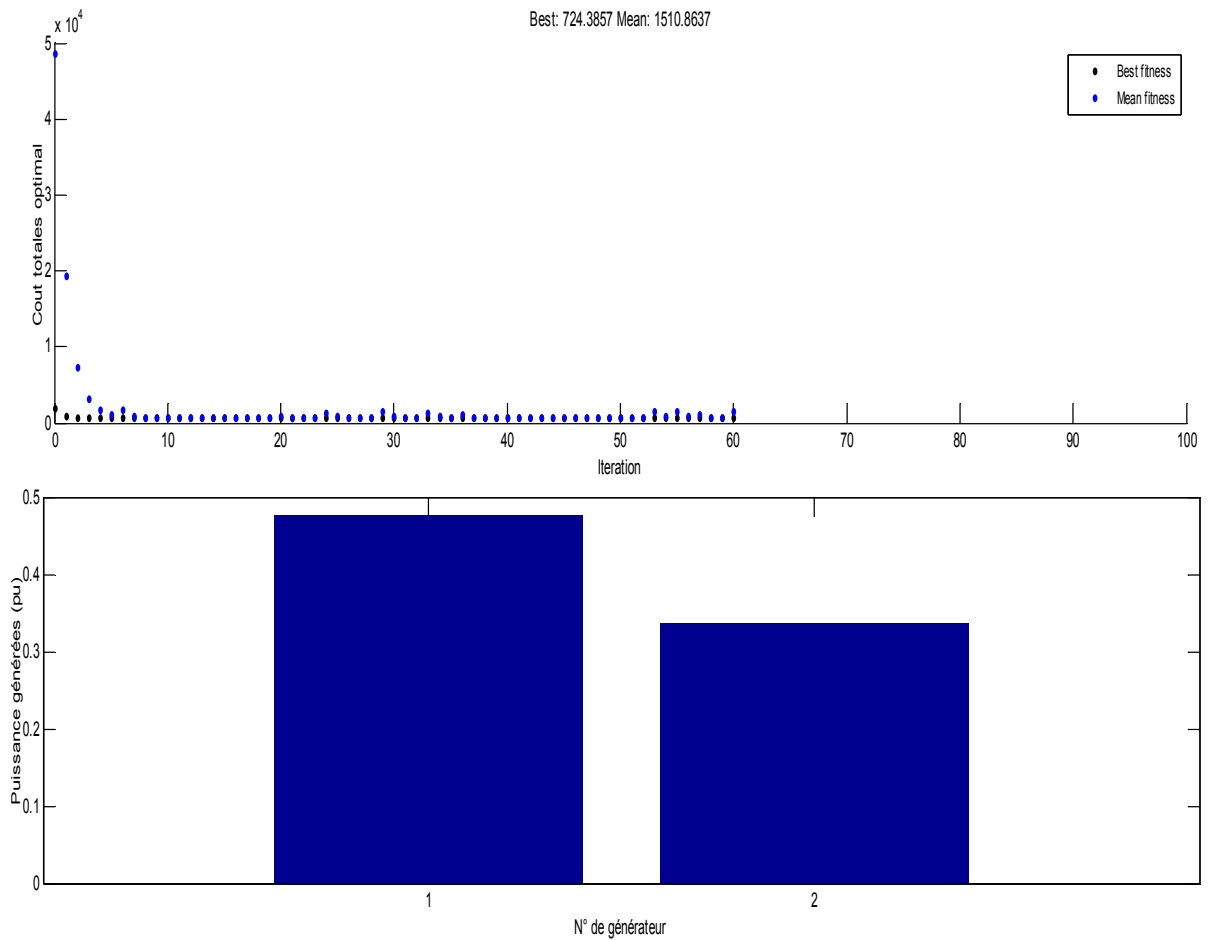


Fig. IV. 7: Le graphe du cout total de production en fonction de nombre d'itération par la methede GA.

**IV.9 Comparaison des résultats obtenus par les méthodes d’optimisation**

Tableau. IV. 28: Comparaison des résultats obtenus par les méthodes d’optimisation.

Les puissances generées	Gradient	PSO	GA
Pg1(Mw)	101.429	100.86	101.4286
Pg2(Mw)	63.571	64.1402	63.5714
Cout (\$/mwh)	724.3857	724.388	724.385
Temps(secondes)	3.416102 s	5.246875 s	3.361084 s

**IV.9.1 Interprétation des résultats :**

- D’après les résultats de simulation des deux méthodes on déduit que :  
La méthode GA est plus précise que la méthode du gradient.
- Pour la méthode GA, tant que le nombre de particules augmente le résultat devient plus précis.
- Malgré le grand nombre d’itérations, la méthode GA possède un temps d’exécution plus réduit.

**IV.10 Application aux Réseaux IEEE-14**

**IV.10.1 Résultats de la méthode de gradient**

Tableau. IV. 29: résultat d’Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par gradient.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)	Coût global (DA/MWh)	Nombre d’itérations
1	231.4482	6934	7636.551	2
2	39.8362	1193		
3	4.0948	163.6		
4	4.0948	163.6		
5	4.0948	163.6		

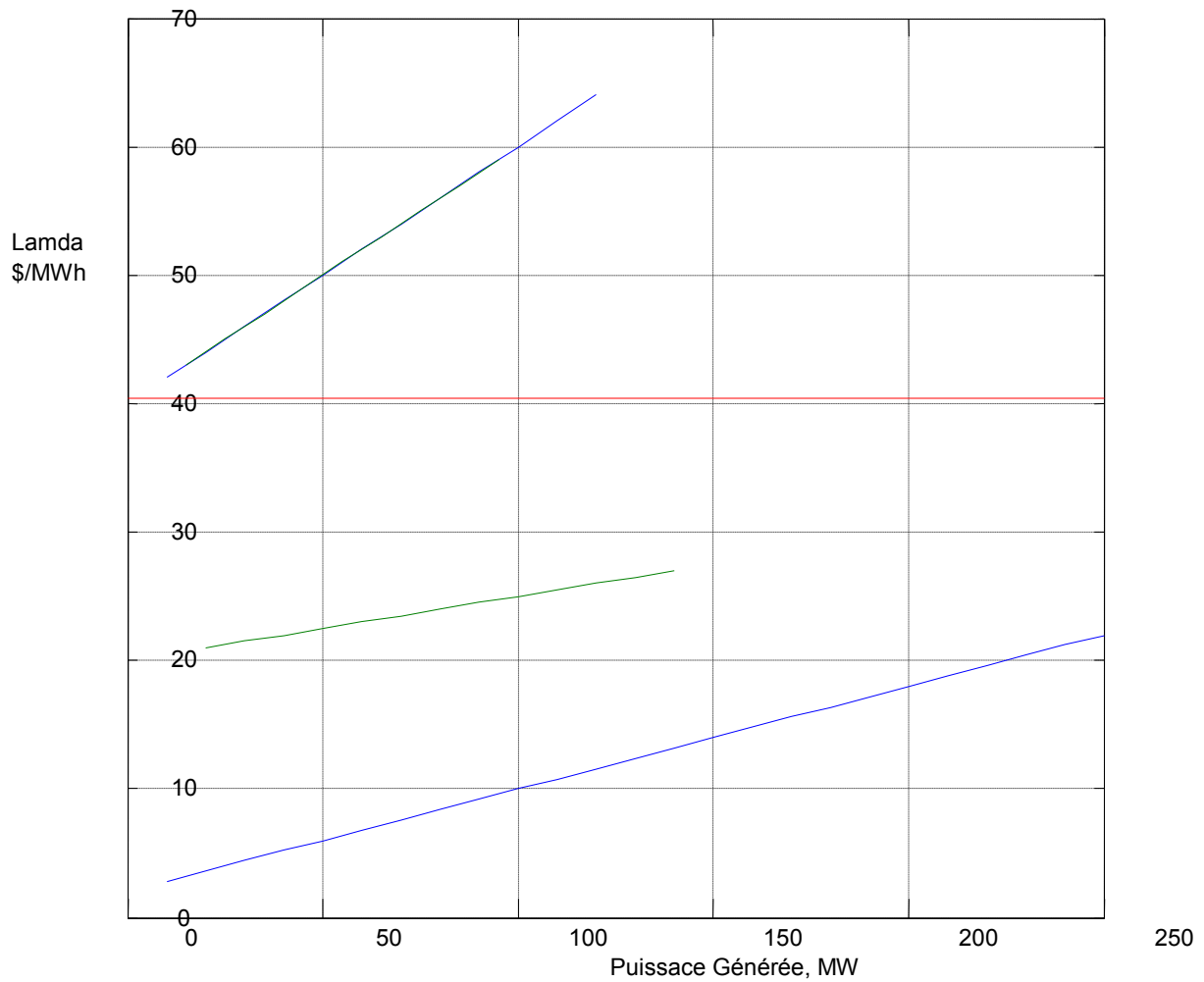


Fig.8. La puissance générée de chaque générateur en fonction de Lambda optimal.

**IV.10.2 Résultats de la méthode du GA**

**Tableau. IV. 30:** résultats d’Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par GA.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)	Coût global (DA/MWh)	Nombre d’itérations
1	180.1930	482,1466	769.1603	223
2	49.7759	130,4665		
3	16.6865	34,08895		
4	10.4725	34,95029		
5	12.0071	39,62556		

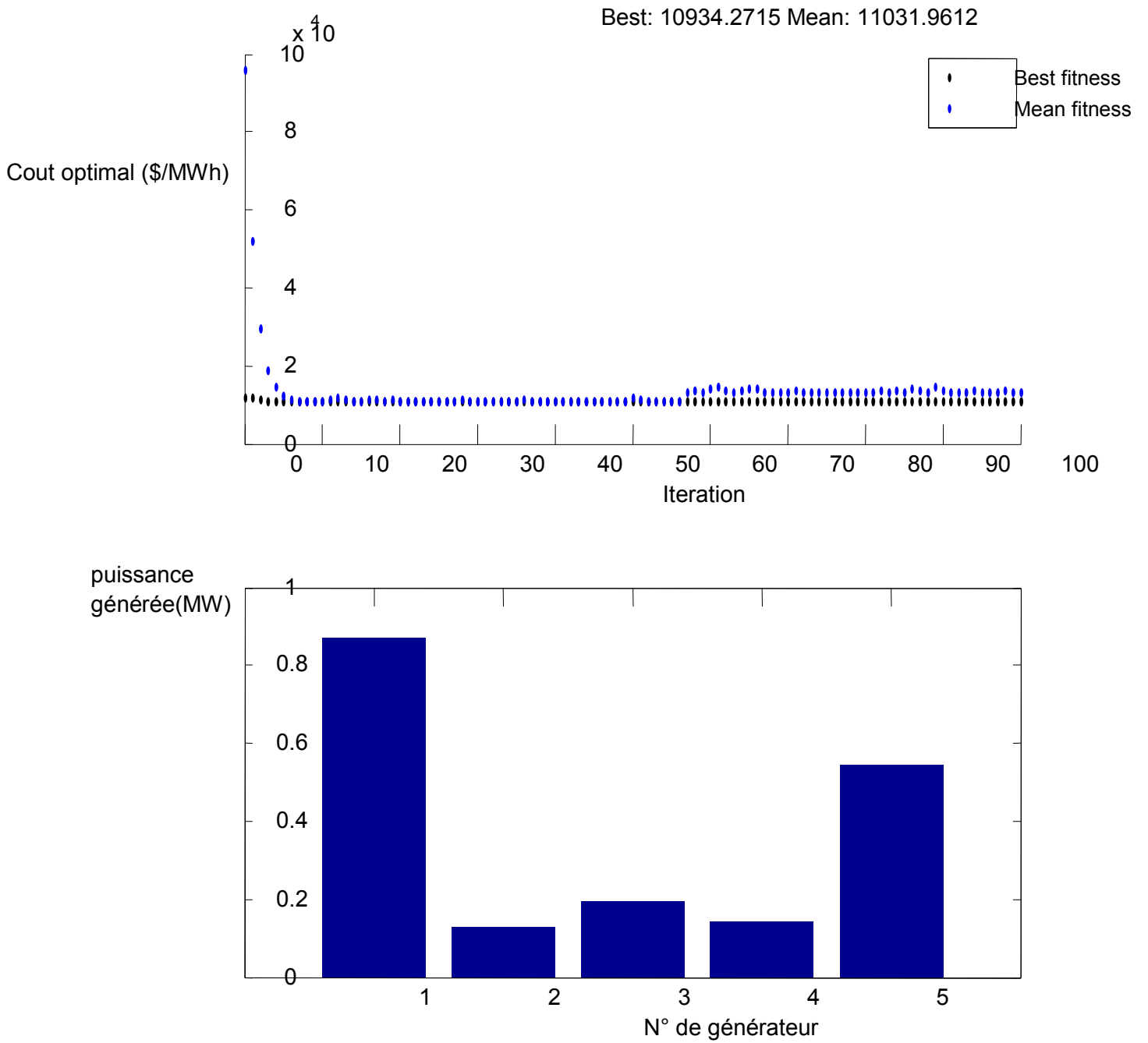


Fig. IV. 10 : graph de resultat GA

**IV.10.3 Résultats de la méthode du PSO**

**Tableau. IV. 31:** résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par PSO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)	Coût globale (DA/MWh)	Nombre d'itération
1	180.892	126.119	768.238	84
2	48.5231	52.1949		
3	21.9853	33.334		
4	10	32.5		
5	10	39.6		

**IV.11 Optimisation L'écoulement de puissance optimale avec pertes**

**IV.11.1 Application aux Réseaux 14**

**IV.11.1.1 Résultats de la méthode de gradient**

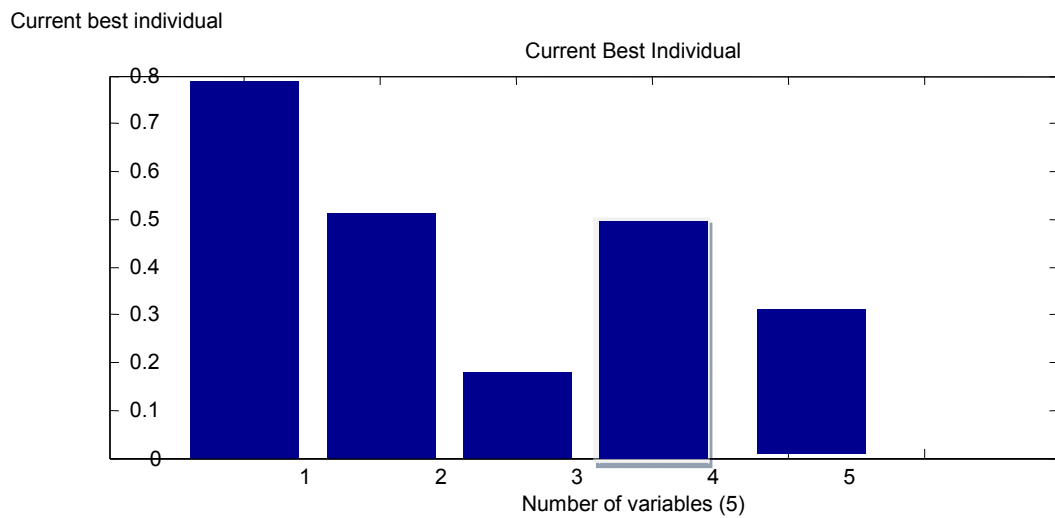
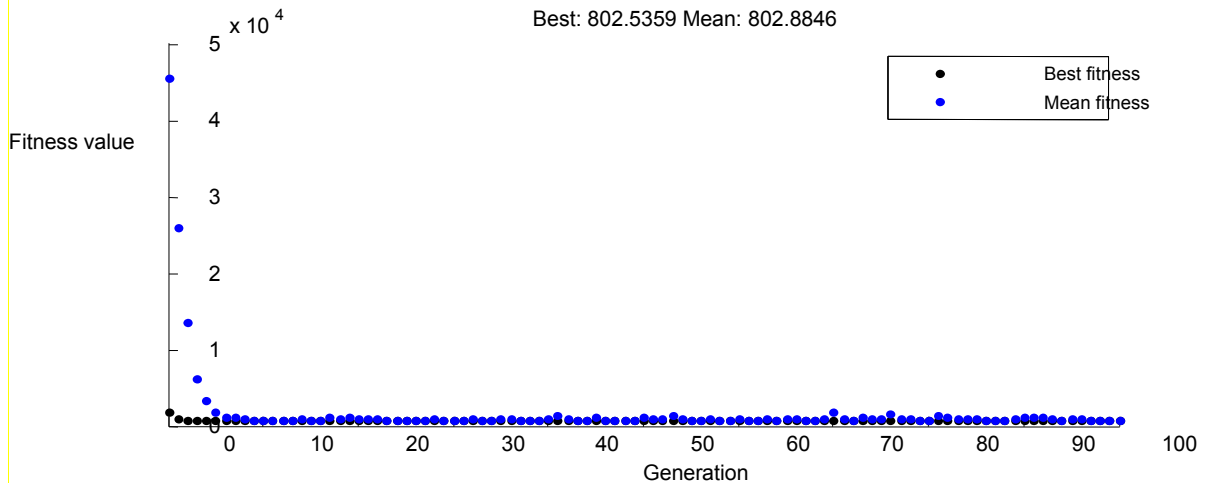
**Tableau. IV. 30:** résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds avec pertes par gradient.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)
1	176,2631	469,033751581038
2	48,38287	125,635912717175
3	20,87062	48,0944715225000
4	22,71298	78,1196922774600
5	12,45336	41,2373792890000
Totale	292.6830	801.7211
Pertes	9.2830	

IV.11.1.2 Résultats de la méthode du GA

Tableau. IV. 31: résultat d'Optimisé de réseaux 14 nœuds avec pertes par GA.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)
1	181.0137	442,790282427350
2	50.0580	133,835479680000
3	20.1058	49,4412171225000
4	15.4816	76,8564122785544
5	10.0000	54,5516598002500
Totale	292.1746	802.5359
Pertes	8.7745	



Stop Pause

Fig. IV. 1: résultat d'optimisation de réseaux IEEE-14 avec pertes

**IV.11.1.3 Résultats de la méthode du PSO**

**Tableau. IV. 32:** résultat d’Optimisé de réseaux 14 nœuds sans pertes par PSO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (DA/MWh)
1	171,6956	453,9391
2	52,31211	139,4359
3	23,22076	56,92101
4	18,31816	62,33258
5	13,57708	45,33967
Totale	292.546	802.738
Pertes	9.14566	

**Tableau. IV. 33:** comparaison des résultats de réseaux 14 nœuds avec pertes.

Compraison	GA	gradient	PSO
Cout	802.5359	801.7211	802.738
Pertes	8.7745	9.2830	9.14566

**IV.12 Interprétation**

Les méthodes méta-heuristiques utilisées montrent leur efficacité en traitant les problèmes complexes et en obtenant une solution approchée pour résoudre le problème de Dispatching Economique. Les résultats obtenus sont acceptables et très proches par comparaison des différentes méthodes. On remarque par comparaison des trois méthodes étudiées que la méthode des algorithmes génétiques donne moins pertes actives soit (8.7745 MW) par rapport aux autres méthodes méta-heuristiques.

**IV.13 Conclusion**

Dans ce chapitre on a développé dans la première partie le concept de l’écoulement de puissance et son calcul par la méthode de Newton Raphson et Newton Raphson découplée rapide sur les réseaux des tests 5 nœuds, et 14 nœuds. Dans la deuxième partie on a développé la résolution de l’écoulement optimal de puissance par la simulation des méthodes avancées sur les réseaux électriques. On constate que les résultats obtenus par la méthode des algorithmes génétiques sont plus performants et montrent leur efficacité par comparaison avec les autres méthodes développées.



# **Conclusion Générale**

## **Conclusion Générale**

L'importance de l'étude du dispatching économique des puissances générées ou la répartition optimale des puissances actives dans un réseau électrique avec un coût aussi faible que possible est capitale et constitue l'objectif de ce mémoire. La solution du dispatching économique des puissances générées nécessite l'élaboration d'une méthode de calcul numérique plus efficace afin de répondre à ce besoin.

D'après les résultats obtenus de l'étude du dispatching économique des puissances générées appliqué sur le réseau électrique d'étude 14 Nœuds. On donne les conclusions suivantes :

- L'étude de l'écoulement de puissance par les méthodes itératives (Newton-Raphson et Découplé rapide) est très intéressante pour déterminer la répartition des puissances dans un réseau électrique et par suite connaître les problèmes du réseau.
- Les méthodes algorithmes génétiques ou AG, du gradient et les essaims de particules ou PSO, donnent la solution du dispatching économique des puissances des réseaux électriques. On remarque que la nouvelle méthode des algorithmes génétiques est plus performante que les méthodes essaims de particules et du gradient pour obtenir des résultats plus précis et en peu de temps de simulation,

# Bibliographie

### Références Bibliographiques

- [01] F. Z. BENAYED, M. RHALI et A.KORIDAK. « Optimisation du Dispatching Economique par la méthode d'Harmony Search ». Mediamira Science Publisher Vol 52 N01, pp: 13-17, 2011.
- [02] L.F. Escudero, «An inexact algorithm for the séquentiel ordering problem». European Journal of Opérationnel Research 37 (1988), 232-253 2001.
- [03] A. Ould Nagi« Optimisation de l'écoulement de puissance Par algorithmes» : AG et PSO-TVAC. Soutenu le : 02 Juin 2014
- [04] S. Sami, «Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques», Thèse de doctorat en Sciences, Université Ferhat Abbas -Sétif, Algérie 2012.
- [05] Jean-Louis LILIEIN Transport et Distribution d'énergie Electrique» Faculté des Sciences Appliquées Université de lièg « Année académique 1999/2000.
- [06] H.H. Happ and K.A. Wirgou, « A Review of optimal power flow», Vol 312, no pp. 231-264, September/ October 1981.
- [07] S. Abdelfattah « planification optimale de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés ». thèse de magister université de Biskra .
- [08] G. Sybille « électrotechnique Théodore Wild» ingénieur,Institut de recherche d'Hydro-Québec 3 e édition.
- [09] Dj. Naimi « Modélisation des réseaux électriques ». Cours mastère1 , Université de Biskra, 2008/2009.
- [10] Momoh JA, EL-Hawary ME, Adapta R«A review of selected optimal power flow literature to 1993,Part I:nonlinear quadratique programming Approach» .IEEE trans Power Sys ,PP96-104, 1999
- [11] A. Antoniou, Wu-Sheng lu «Practical optimization algorithms and Engineering Applications Edition Springer».

## Bibliographie

---

- [12] A. Salhi, T. Bouktir, «Résolution du Problème de Dispatching Economique par les Méthodes Méta-heuristiques en utilisant la Logique Floue», Laboratoire de Génie Electrique de Biskra.
- [13] M. Hamed, « Dispatching Economique Dynamique par Utilisation de Méthodes D'Optimisation globales», université de Biskra, master, 2013
- [14] M. E. El-Hawary, Dalhousie University, «Optimal power flow» by Taylor and Francis Group 2006.
- [15] L. A-Koridak « Etude d'un Dispatching Economique par l'Algorithme Génétique» (Thèse de magister, 19 mars 2003, USTO. Algérie).
- [16] D. Abdellah « Répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle » Thèse de magistère, université de Constantine, Année : 2010.
- [17] B.Ahmed « Analyse et gestion de la production des centrales liées aux réseaux électriques de grande taille » Thèse de doctorat, université de Batna, Soutenu le 28 Juin 2007.
- [18] C.M. Huang, H.T. Yang, C.L. Huang, 'Bi-objective power dispatch using fuzz satisfaction
- [19] K. Abdelouahab et S .mohamed amine, étude comparative entre les méthodes Déterministes et les méthodes évolutionnaires dans l'optimisation de dispatching économique, université de Biskra, master, 2010
- [20] N. Djemai Cours de l'enseignant Université de Biskra 2012.
- [22] I. Cristian TRELEA, « L'essaim de particule vu comme un système dynamique : convergence et choix des paramètres», conf, L'OEP essaim de particules, Paris, 2003.
- [23] M .Clerc, «Exemple de logiciel d'OEP sans paramètres de réglage. Tribes, coopération de tribus», Séminaire Optimisation par Essaim Particulaire OEP'03. Paris, octobre 2003.
- [24] F. CHEVRIE, François GUÉLY, « La Logique Floue, collection technique groupe Schneider »mars 1998.
- [25] T. Nesrine, « Conception des Systèmes d'Inférence Floue par des Approches Hybrides Application pour la Commande et la Modélisation des Systèmes Non linéaires», Doctorat En électrotechnique, université de Constantine 1, 2014.

## Bibliographie

---

- [26] S. Mohammed «Analyse et implémentation de la circulation optimale des puissances Conventionnelle d'un système électrique de puissance par les techniques d'optimisation Avancées»2016

# Annexes

## ANNEXE

### Annexe IEEE-5 bus

Puissance demandé total =165 Mw

%%1=P $\theta$  %%2=P $V$  %%3=P $Q$

```
linedata = [ 1      2      0.02      0.06      0.030
             1      3      0.08      0.24      0.025
             2      3      0.06      0.18      0.020
             2      4      0.06      0.18      0.020
             2      5      0.04      0.12      0.015
             3      4      0.01      0.03      0.010
             4      5      0.08      0.24      0.025];
```

```
% BUS BUS VOLTAGE REAL POWER REACTIVE POWER REALPOWER
REACTIVE POWER
% CODE VOLTAGE ANGLE GENERATED, GENERATED, DEMAND DEMAND
%      (p.u.) (degree)
```

```
busdata = [ 1 1 1.06 0 0 0 0 0
            2 2 1.00 0 40 30 20 10
            3 0 1.00 0 0 0 45 15
            4 0 1.00 0 0 0 40 5
            5 0 1.00 0 0 0 60 10];
```

### Les Coefficients de cout

```
% ai bi ci PGiminPGimax
gencost=[ 60 3.4 0.003 30 180;
          50 3.5 0.004 20 150];
```

### Annexe IEEE-14 bus

Puissance demandé total =259Mw

```
linedata = [
            2      1      .01938      .05917      .0264      1.000;
            3      2      .04699      .19797      .0219      1.000;
            4      2      .05811      .17632      .0187      1.000;
            5      1      .05403      .22304      .0246      1.000;
            5      2      .05695      .17388      .0170      1.000;
            4      3      .06701      .17103      .0173      1.000;
            5      4      .01335      .04211      .0064      1.000;
            6      5      .00000      .25202      .0000      0.932;
            7      4      .00000      .20912      .0000      0.978;
            8      7      .00000      .17615      .0000      1.000;
            9      4      .00000      .55618      .0000      0.969;
            9      7      .00000      .11001      .0000      1.000;
            10     9      .03181      .08450      .0000      1.000;
            11     6      .09498      .19890      .0000      1.000;
            12     6      .12291      .15581      .0000      1.000;
            13     6      .06615      .13027      .0000      1.000;
            14     9      .12711      .27038      .0000      1.000;
```



## ANNEXE

```

11    10    .08205    .19207    .0000    1.000;
13    12    .22092    .19988    .0000    1.000;
14    13    .17093    .34802    .0000    1.000;
] ;

```

```

% BUS    BUS    VOLTAGE    REAL POWER    REACTIVE POWER    REALPOWER    REACTIVE POWER
% CODE  VOLTAGE  ANGLE      GENERATED,    GENERATED,        DEMAND        DEMAND
%                (p.u.)  (degree)

```

```

busdata = [
1    1    1.0600    0    40    -40    0    0
2    2    1.0450    0    232    0    21.7000    12.7000    0
3    2    1.0100    0    0    0    94.2000    19.0000    0
4    0    1.0000    0    0    0    47.8000    -3.9000    0
5    0    1.0000    0    0    0    7.6000    1.6000    0
6    2    1.0700    0    0    0    11.2000    7.5000    0
7    0    1.0000    0    0    0    0    0    0
8    2    1.0900    0    0    0    0    0    0
9    0    1.0000    0    0    0    29.5000    16.6000    0.1900
10   0    1.0000    0    0    0    9.0000    5.8000    0
11   0    1.0000    0    0    0    3.5000    1.8000    0
12   0    1.0000    0    0    0    6.1000    1.6000    0
13   0    1.0000    0    0    0    13.5000    5.8000    0
14   0    1.0000    0    0    0    14.9000    5.0000    0
];

```

### Les Coefficients de cout

```

% ai    bi    ci    PGiminPGimax
B=1.0e-004*[0.4900 0.1400 0.1500 0.1500 0.2000
0.1400 0.4500 0.1600 0.2000 0.1800
0.1500 0.1600 0.3900 0.1000 0.1200
0.1500 0.2000 0.1000 0.4000 0.1400
0.2000 0.1800 0.1200 0.1400 0.3500];

```

## List des symboles

---

BT	Base tension
MT	Moyen tension
MW	Mégawatt
MVAR	Méga voltampère
EP	Ecoulement de puissance
V	Tension.
V min	Tension minimale
V max	Tension maximalt
R	Resistance.
X	Inductance,
Z <sub>T</sub>	impédance totale
N1,N2	Nombre de spires
M	Rapport de transformation
Y	Admitlance
I	Courant
P, P <sub>o</sub>	Puissance active
Q, Q <sub>o</sub>	Puissance réacti ve
SVC	compensateurs statiques
S	Puissance apprennent
SG	Puissance apprennent générée
SD	Puissance apprsaficnt demandé
PG	Puissance active générée
PD	Puissance active demandée
QG	Puissance réactive générée
Qd	Puissance réactive demandé
PL	Les pertes actives
QL	Les pertes réactives
P <sub>i</sub>	puissance active injectée
Q <sub>i</sub>	puissance réactive injectée
Θ,δ	la phase de tension
Y bus	la matrice des admittances
FDL	méthode découplée rapide (fast decoupled method)
NR	Newton raphson

DE	Dispatching Economique
F	Fonction objectif
OPF	Optimal Power Flow (Ecoulement de Puissance Optimal)
ng	Nombre de générateurs interconnectés
g ()	Contraintes d'égalités
h ()	Contraintes d'inégalités
ai, bi, et ci	Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i
$\lambda$	multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités
M	multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'inégalités
B,j, Boj, Boo	coefficients des pertes
dFi/dPgi,	multiplicateur de Lagrange.
ABC	Artificiel Bee Colony (les colonies des abeilles)
AG	Algorithme génétique
PSO	optimisation par essais particuliers
ACO	Ant Colony Optimisation (Les colonies des Fourmies)
Gbest (t)	Position de la particule P (t) pour la meilleure fitness.
Pbest (t)	Meilleure fitness obtenue pour la particule P (t).
V(t)	Vitesse de la particule p(t). *
X(t)	Position de la particule P(t),
$\omega$	Coefficient d'inertie d'une particule
$\varepsilon$	erreur
JB	Jeux de bar
\$/h	Cout doular par heure

## Résumé

L'idée de base, sur laquelle est centré ce travail, est la résolution du problème de la répartition optimale de l'énergie électrique pour obtenir le minimum du coût de production d'énergie et cela par l'application des méthodes d'optimisation classiques telle que la méthode du gradient et les méthodes d'optimisation avancées telles que la méthode des algorithmes génétiques et la méthode des essaims de particules qui occupe une large application dans le recherche scientifique en vu de leur efficacité et rentabilité pour une meilleure gestion de l'énergie électrique.

De ce point de vue et en se basant sur les méthodes d'optimisation classiques et avancées nous avons effectué des simulations de l'écoulement optimal des puissances par les méthodes du gradient et algorithmes génétiques, sur les réseaux électriques 5noeuds et 14 nœuds. On constate que les résultats obtenus par la méthode des algorithmes génétiques sont plus performantes et efficaces que la méthode du gradient et la méthode des essaims de particules par comparaison.

**Mots clés:** Optimisation, algorithmes génétiques, les méthodes conventionnelles, les méthodes avancées, les essaims de particules ou PSO.

## ملخص

الفكرة الأساسية التي يتمحور هذا العمل، هو حل مشكلة التوزيع الأمثل للطاقة الكهربائية عن الحد الأدنى لتكاليف إنتاج الطاقة وذلك من خلال تطبيق أساليب التحسين الكلاسيكية مثل الطرق الأمثل التدرج ومتقدمة من طريقة مثل طريقة الخوارزميات الجينية للطاقة. والجسيمات طريقة سرب التي تحتل تطبيق نطاق واسع في مجال البحث العلمي في ضوء الكفاءة والربحية لإدارة أفضل كهربائية.

من وجهة النظر هذه، واستنادا إلى التحسين الكلاسيكية وأساليب متقدمة أجرينا محاكاة تدفق الأمثل للطاقة من خلال أساليب التدرج الجينية أكثر. والخوارزميات الجينية في أنظمة الطاقة 5 عقدة و 14 عقدة. وتبين أن النتائج التي حصل عليها طريقة الخوارزميات كفاءة وفعالية من طريقة التدرج وأسراب طريقة الجزيئات من خلال المقارنة.

كلمات المفتاحية: الأمثل، والخوارزميات الجينية، الأساليب التقليدية والأساليب المتقدمة، أسراب من الجسيمات أو جهاز الأمن السياسي.