

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

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

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الآلية والكهرو تقني
Département d'automatique et d'électrotechnique



Mémoire de Master

Filière Électrotechnique

Spécialité Machines électriques

Présenté par

IBOUKHOULEF Massinissa

Planification des réseaux électriques en présence d'énergie éolienne

Proposé par : Mr. BELAZZOUG Messaoud

Année Universitaire 2023-2024

Remerciements

En guise de reconnaissance, je souhaite exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce modeste travail.

Je voudrais exprimer ma profonde gratitude et mes sincères remerciements à mon promoteur, Mr. BELAZZOUG, pour avoir accepté de superviser ce travail. Son suivi, ses conseils précieux, et surtout son soutien indéfectible tout au long de ce projet ont été inestimables.

Je tiens également à remercier M. ABID pour ses conseils avisés, sa disponibilité et son aide précieuse.

Enfin, j'adresse mes remerciements aux membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents, qui m'ont encouragé à réaliser ce travail et donné
tout leur force.

A mon grand frère « Sofiane » et ma chère sœur « Ibtissem » qui
m'avez toujours soutenu et encouragé durant ces années d'études.

A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite
plus de succès.

ملخص:

شهدت شبكات الكهرباء خلال هذا القرن تطورات كبيرة وزيادة مستمرة في الطلب على الطاقة المعتمدة على الوقود الأحفوري، مما أدى إلى زيادة مفرطة في تكلفة الإنتاج الإجمالية، فضلاً عن الغازات الملوثة المنبعثة من المولدات. وفي هذه الحالات أصبح البحث عن الطاقة من مصادر متجددة مختلفة مثل طاقة الرياح ضروريا لتوفير التكاليف وتقليل الانبعاثات إلى البيئة.

ومع ذلك، فقد برزت بسبب عدم اليقين في مبدأ التشغيل الخاص بها، خاصة عندما يريد نظام التشغيل تحديد المساهمة المثلى لكل مورد من أجل ضمان موثوقية اقتصادية ومعززة للشبكة. من خلال الجمع بين مولدات طاقة الرياح والوظائف الموضوعية المختلفة، يمكننا نموذج سرعة الرياح باستخدام دالة الكثافة الاحتمالية لويبول.

في هذه الأطروحة، اقترحنا أربع طرق ميتايورستية لحل مشكل التدفق الامثل للطاقة في شبكة الكهرباء بدون ومع مصدر طاقة الرياح لدراسة تأثيرها. تم تطبيق الطرق المقترحة والتحقق من صحتها على الشبكة ذات 30 عقدة وعلى الشبكة ذات 57 عقدة. لقد وجدنا أنه من خلال دمج مولدات الرياح في الشبكة المكونة من 30 عقدة، يمكن تقليل التكاليف الإجمالية بحوالي 5% و12% للشبكة المكونة من 57 عقدة

كلمات المفاتيح:

شبكات كهرباء, التدفق الامثل للطاقة, طاقة الرياح

Résumé :

Au cours de ce siècle, les réseaux électriques ont connu de grands développements et une augmentation continue de la demande de combustibles fossiles à base d'énergie, entraînant une augmentation excessive du coût total de production, ainsi que des gaz polluants émis par les générateurs. Dans ces cas, la recherche d'énergie à partir de différentes ressources renouvelables tel que l'énergie éolienne est devenu nécessaire afin d'économiser le coût et réduire l'émission dans l'environnement.

Toutefois, il se distinguait par son incertitude dans son principe de fonctionnement, surtout lorsque le système d'exploitation souhaite déterminer la contribution optimale de chaque ressource afin d'assurer une fiabilité économique et renforcée du réseau. En combinant des générateurs d'énergie éolienne avec diverses fonctions objectives, on peut modéliser la vitesse du vent en utilisant les fonctions de densité de probabilité de Weibull.

Dans ce mémoire, nous avons proposé quatre méthodes métaheuristiques pour la résolution de problème d'écoulement de puissance optimal de l'OPF dans un réseau électrique sans et avec source à énergie éolienne pour étudier leur influence. Les

méthodes proposées sont appliquées et validées sur le réseau 30 nœuds et sur le réseau 57 nœuds. Nous avons constaté qu'avec l'intégration de générateurs éoliennes sur le réseau de 30 nœuds les coûts totaux peuvent être réduits d'environ 5% et de 12% pour le réseau de 57 nœuds

Mots clés :

Réseaux électrique, écoulement de puissance optimal, l'énergie éolienne

Abstract :

During this century, electricity networks have experienced major developments and a continuous increase in demand for energy-based fossil fuels, resulting in an excessive increase in the total cost of production, as well as in polluting gases emitted by generators. In these cases, the search for energy from various renewable sources such as wind energy has become necessary in order to save costs and reduce emissions into the environment.

However, it was distinguished by its uncertainty in its operating principle, especially when the operating system wants to determine the optimal contribution of each resource in order to ensure economic and enhanced network reliability. By combining wind power generators with various objective functions, the wind speed can be modeled using Weibull's probability density functions.

In this dissertation, we proposed four metaheuristic methods for solving the OPF optimal power flow problem in a power grid without and with wind energy sources to study their influence. The proposed methods are applied and validated on the 30-node network and on the 57-node network. We found that with the integration of wind generators on the 30 node network the total costs can be reduced by around 5% and 12% for the 57 node network.

Keywords :

Power systems, optimal power flow, wind energy

Listes des acronymes et abréviations

OPF	Ecoulement de puissance optimal
Pertes	Les pertes de puissance en (MW)
VD	L'écart de tension en (pu)
E	Les émissions de combustible en (t/h)
Ctax	Le taxe de carbone en (\$/t)
Pgt	Puissance active de générateur thermique en (MW)
Qgt	Puissance réactive de générateur thermique en (MVars)
Pgw	Puissance active de générateur éolienne en (MW)
Qgw	Puissance réactive de générateur éolienne en (MVars)
Cout gt	Cout de générateur thermique en (\$/h)
Cout E	Cout des émissions en (\$/h)
Cout gw	Cout de générateur éolienne en (\$/h)
Cout T	Cout total en (\$/h)

Table des matières

Chapitre 1	Généralités sur les réseaux électriques	3
1.2	Planification :.....	3
1.2.1	Critères de planification :.....	4
1.2.2	Objectifs de la planification :.....	4
1.3	Définition d'un réseau électrique	4
1.3.1	Réseaux radiaux :.....	5
1.3.2	Réseaux bouclés :.....	6
1.3.3	Réseaux maillés :.....	7
1.4	Structure générale d'un réseau :.....	8
1.4.1	Production :.....	8
1.4.2	transport :.....	8
1.4.3	Le réseau de distribution:.....	9
1.4.4	Consommation:.....	9
1.5	Energie renouvelable :.....	10
1.5.1	L'énergie hydraulique :.....	10
1.5.2	La biomasse :.....	11
1.5.3	La géothermie :.....	12
1.5.4	Les générateurs photovoltaïques :.....	13
1.5.5	Les éoliennes :.....	14
1.6	Conclusion :.....	16
Chapitre 2	Modalisation du réseau électrique.....	17
2.1	Introduction :.....	17

2.2	Modélisation des éléments du réseau :.....	17
2.2.1	Modélisation de générateur :.....	18
2.2.2	Modélisation générateur éolienne :.....	19
2.2.3	Modèles stochastiques et d'incertitude du vent:.....	19
2.2.4	Modélisation des charges :.....	20
2.2.5	Modalisation de transformateur:.....	21
2.2.6	Modélisation de lignes:.....	21
2.3	Ecoulement de puissance :.....	23
2.4	Formulation du problème de flux de puissance optimal:.....	26
2.4.1	Problème d'optimisation :.....	27
2.4.2	La génération de coûts générateurs thermiques:.....	27
2.4.3	La génération de coûts générateurs éoliens:.....	27
2.4.4	Évaluation des coûts des incertitudes liées à l'énergie éolienne :.....	27
2.4.5	Taxe sur les émissions et le carbone :.....	29
2.5	Fonctions d'objectif :.....	30
2.5.1	Réduction du coût total de la production :.....	30
2.5.2	Réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce à la taxe carbone :	
	31	
2.6	Restrictions du système :.....	31
2.6.1	Restrictions en matière d'égalité et d'inégalité :.....	31
2.7	Conclusion :.....	32
3.1	Introduction :.....	33
3.2	L'optimisation par essaim de particule (PSO) :.....	33
3.2.1	l'idée générale de PSO:.....	34
3.2.2	L'algorithme de PSO :.....	35

3.2.3	Organigramme de PSO :.....	37
3.3	La méthode d'optimisation par colonie d'abeilles artificielles (ABC) :.....	38
3.3.1	Abeille dans la nature :.....	38
3.3.2	La communication chez les abeilles :.....	39
3.3.3	Principe de l'algorithme ABC :.....	40
3.3.4	Organigramme ABC :.....	42
3.4	La méthode d'optimisation des herbes invasive IWO :.....	42
3.4.1	Initialiser une population:.....	44
3.4.2	Reproduction :	45
3.4.3	Répartition spatiale des graines :	45
3.4.4	Élimination concurrentielle :.....	47
3.4.5	organigramme IWO :	47
3.5	les algorithmes génétiques GA :	48
3.5.1	codage et initialisation de population :	49
3.5.2	mesure de qualité d'un individu :	50
3.5.3	La sélection :	50
3.5.4	croisement :	51
3.5.5	mutation :	51
3.5.6	organigramme GA :.....	51
3.6	conclusion :.....	52
Chapitre 4	Résultats et discussion.....	53
4.1	Introduction :.....	53
4.2	Présentation de logiciel MATPOWER.....	53
4.3	Résultats et interprétations :	54
4.3.1	Résultats et interprétations pour réseau test (30 bus) :	55

4.3.2	Résultats et interprétations pour réseau test (57 bus) :	67
4.4	Conclusion :	81
	Conclusion générale.....	82
	Annexes.....	
	Bibliographie	

Liste des figures

Figure 1.1:Structure de base d'un réseau d'énergie électrique.	5
Figure1. 2:schéma simplifié d'un réseau radial	6
Figure 1.3: Schéma simplifié d'un réseau bouclé	7
Figure1. 4: Schéma simplifié d'un réseau maillé	7
Figure1. 5:schéma niveau de tension	9
Figure1. 6: Schéma d'un générateur hydraulique	11
Figure 1.7: Illustration sur la biomasse	12
Figure1. 8: Illustration sur la géothermie	12
Figure 1.9: Illustration générateur photovoltaïque	13
Figure 1.10: Illustration générateur éolienne à axe vertical	14
Figure1. 11: Illustration générateur éolienne à axe horizontal [10].....	15
figure2. 1: Schéma représentant un générateur thermique	18
figure2. 2:la vitesse de vent a l'aide de Weibull	19
Figure 2. 3: Schéma équivalent de charge.....	20
figure2. 4 : Schéma équivalent de modélisation du transformateur	21
figure2. 5:Modèle en π d'une ligne aérienne	22
Figure3. 1:Déplacement des particules	35
Figure3. 2:Organigramme de méthode PSO.....	37
Figure3. 3:Illustration d'une abeille en «Waggle dance».	39
Figure3. 4: Organigramme de méthode ABC	42
Figure3. 5:graphe de reproduction.....	45
Figure3. 6:graphe de répartition spécial des graines	46
Figure3. 7:organigramme de méthode de IWO.....	48
Figure3. 8: Schéma de codage génétique.....	49
Figure3. 9: Organigramme du méthode GA	52

Figure4. 1: Schéma unifilaire de réseau de 30 jeux de barres.....	55
Figure4. 2:Meilleur cout pour GA	58
Figure4. 3: Meilleur cout pour PSO.....	58
Figure4. 4: Meilleur cout pour ABC	58
Figure4. 5: Meilleur cout pour IWO	59
Figure4. 6:Comparaison entre les puissances actives	59
Figure4. 7: Comparaison entre les puissances réactive	59
Figure4. 8: Comparaison entre les différents couts	60
Figure4. 9: tensions des nœuds de charge	60
Figure4. 10: Meilleur cout pour GA	63
Figure4. 11: Meilleur cout pour PSO	63
Figure4. 12: Meilleur cout pour ABC	64
Figure4. 13: Meilleur cout pour IWO	64
Figure4. 14: Comparaison entre les puissances active	65
Figure4. 15: Comparaison entre les puissances réactives	65
Figure4. 16: Comparaison entre les différents couts	66
Figure4. 17: tensions des nœuds de charge	66
Figure4. 18: Schéma unifilaire de réseau de 57 jeux de barres.....	68
Figure4. 19: Meilleur cout pour GA	71
Figure4. 20: Meilleur cout PSO	71
Figure4. 21: Meilleur cout pour ABC	71
Figure4. 22: Meilleur cout pour IWO	72
Figure4. 23: Comparaison entre les puissances actives.....	72
Figure4. 24: Comparaison entre les puissances réactives	73
Figure4. 25: Comparaison entre les différents couts	73
Figure4. 26: tensions des nœuds de charge	74
Figure4. 27:Meilleur cout pour GA	77
Figure4. 28: Meilleur cout pour PSO	77
Figure4. 29: Meilleur cout ABC	77
Figure4. 30: Meilleur cout IWO	78
Figure4. 31: Comparaison entre les puissances actives	78

Figure4. 32: Comparaison entre les puissances réactives	79
Figure4. 33: Comparaison entre les différents couts	79
Figure4. 34: tensions des nœuds de charge	80

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Les avantages et les inconvénients des éoliennes à axe vertical et horizontal	16
Tableau4. 1: Solution de l'OPF pour le réseau 30 nœuds sans intégration de générateur éolienne	57
Tableau4. 2: solution de l'OPF pour le réseau 30 nœuds avec intégration deux générateurs éoliens	62
Tableau4. 3: solution de l'OPF pour le réseau 57 nœuds sans intégration des générateurs éoliens	70
Tableau4. 4: solution de l'OPF pour le réseau 57 nœuds avec intégration de générateurs éoliens	76

.

Introduction générale

L'énergie électrique est très présente dans la vie quotidienne de pratiquement tous les habitants et surtout dans les pays industrialisés. En particulier, elle consomme une partie très importante de leur énergie sous forme électrique. Avec la demande croissante de l'énergie électrique et l'augmentation des prix du combustible, elle accompagne aussi le taux d'émission. Pour l'ingénieur, arriver à minimiser le coût, il doit avoir les outils pour analyser, surveiller et contrôler les différents paramètres de système pour atteindre les objectifs.

Le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) cherche à optimiser les bénéfices pour tous les utilisateurs de l'énergie électrique, à réduire le coût total des puissances actives générées, à rendre les pertes de puissances actives et réactives acceptables, à répondre aux contraintes liées aux transferts de puissances dans les lignes de transport et à contrôler les puissances actives sortantes des générateurs ainsi que leurs niveaux de tension.

L'étude de l'optimisation de l'écoulement de puissance peut exiger une compréhension du déplacement des puissances dans un réseau électrique ainsi que des tensions aux différents points clés du réseau (générateurs, transformateurs, charges). Il est essentiel de prendre en compte ces dimensions pour gérer les réseaux et évaluer l'évolution du réseau en cas de changements de configuration, comme l'ajout de nouveaux générateurs d'énergies renouvelables pour remplacer la ressource non renouvelable qui est de plus en plus limitée et chère. Donc, l'énergie renouvelable est la meilleure solution pour éviter les problèmes causés par les énergies

fossiles sur l'environnement qui émet des gaz nocif donc il y a une taxe au carbone dans la plupart des pays qui augmente le cout et touche aussi coté économique. [1]

Il se trouve que l'énergie éolienne est une solution pour remplacer l'énergie non renouvelable en raison d'énergie illimitée se trouve à la nature et non polluant. Son principe est de transformer l'énergie mécanique créée par le vent en énergie électrique par des générateurs mais la production d'énergie est variable à la quantité de vent qui est présent.

Il se trouve plusieurs algorithmes d'optimisation qui est inspiré de la nature pour résoudre les problèmes d'optimisations d'écoulement de puissance (OPF) dans un réseau, le but est d'avoir le meilleur résultat possible.

Notre objectif dans ce mémoire est les méthodes métaheuristiques afin de résoudre le problème de planification de réseau électrique en présence d'énergie éolienne.

Ce mémoire sera composé de quatre chapitres :

Le premier chapitre contient des définitions et introduit quelques notions de base sur le réseau électrique.

Le deuxième chapitre présente les modèles des composantes du réseau électrique et le modèle de générateur éolien, et on présente la formulation du problème d'écoulement de puissance optimal OPF.

Le troisième chapitre inclut les méthodes métaheuristiques et leurs principes.

Le quatrième chapitre présente les résultats obtenus sur les réseaux de 30 bus et 57 bus.

Enfin une conclusion générale est présentée.

Chapitre 1 Généralités sur les réseaux électriques

1.1 Introduction

Dans nos temps l'électricité est indispensable dans notre quotidien, pour ça ils ont conçu le réseau électrique a pour transporter l'énergie électrique générée par les centrales jusqu'aux zones de consommation les plus éloignées. Arriver à concevoir des central de production a énergie renouvelable afin d'avoir une source illimite d'énergie et préserver l'environnement Étant donné la forte hausse de la demande en énergie électrique Les réseaux électriques font face à des contraintes économiques en raison de la construction de nouvelles centrales, ce qui limite leur stabilité et leur sécurité. Effectivement, l'instabilité du réseau engendre de graves difficultés pour son bon fonctionnement à travers le monde.

1.2 Planification :

La planification consiste à prendre des décisions éclairées et en suivant un plan préétabli afin de répondre à la demande d'électricité et/ou de mettre en œuvre la politique d'un pays ou de plusieurs pays en matière d'électricité. [2]

La planification des réseaux électriques englobe toutes les mesures prises pour prévoir les changements du réseau indispensables à l'approvisionnement en électricité au meilleur prix pour la société, tout en préservant les conditions de sécurité, de qualité et d'impact environnemental. [3]

1.2.1 Critères de planification :

- Contraintes techniques
- Qualité de l'énergie et les principaux facteurs qui la définissent.
- Fiabilité de l'alimentation

1.2.2 Objectifs de la planification :

L'objectif principal d'une planification des réseaux est de développer à moyen et long terme le réseau de manière à garantir un fonctionnement sûr de ce dernier. Les aspects suivants sont à considérer:

Les moyens financiers accordés par le régulateur et Stabilité du réseau aussi la sécurité des personnes et des biens le respect des contraintes environnementales et du développement durable. [4] [5]

1.3 Définition d'un réseau électrique

Le réseau électrique désigne l'ensemble des installations et des infrastructures qui permettent de transmettre l'énergie électrique des centrales électriques (centres de production) aux consommateurs d'électricité.

La tension moyenne et basse (distribution). Il est composé de différentes lignes électriques utilisées à des niveaux de tension variés, reliées entre elles à l'aide de postes électriques. Les postes électriques sont utilisés pour transmettre l'électricité d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

La structure des réseaux varie d'un pays à un autre, mais on peut la représenter de la façon générale suivante la Figure 1.1: [5]

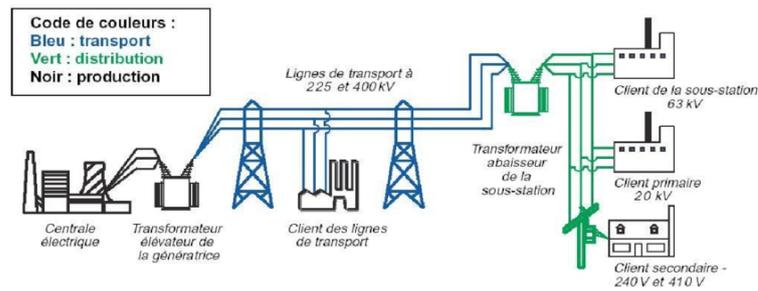


Figure 1.1: Structure de base d'un réseau d'énergie électrique.

Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une sécurité suffisante, cette sécurité d'alimentation est augmentée soit :

- Par les lignes aux appareillages plus solides.
- Par des circuits plus nombreux.

Alors il y'a donc un compromis à réaliser entre le coût des investissements supplémentaires et la valeur de ce qu'ils permettent de sauver ce qui conduit à des topologies de réseaux différents. Radia bouclé et maillé.

1.3.1 Réseaux radiaux :

Un réseau radial issu d'un poste d'alimentation est constitué de plusieurs artères dont chacune va en se ramifiant, cette structure nous permet d'avoir des points communs, de sorte que le réseau soit bouclable mais non bouclé. Les réseaux radiaux sont des structures simples et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple.
[6]

Avec :

- 1: source
- 2: poste MT/HT
- 3 : poste MT/BT
- 4 : consommateurs

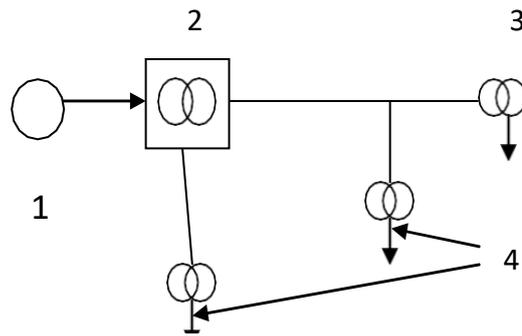


Figure1. 2:schéma simplifié d'un réseau radial

1.3.2 Réseaux bouclés :

Les réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources ; les postes sont raccordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de service.

L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateurs) ou en cas d'avarie sur une boucle.

Dans ce dernier cas, le tronçon avarié est isolé en deux fractions du réseau. On voit que ce réseau est un peu plus compliqué que le précédent, de plus le contrôle et la protection du réseau nécessitent des dispositifs plus complexes. Cette structure coûte chère car elle nécessite au moins deux cellules de départ en plus. [6]

Avec :

1: source

2: poste MT/HT

3 : poste MT/BT

4 : consommateurs

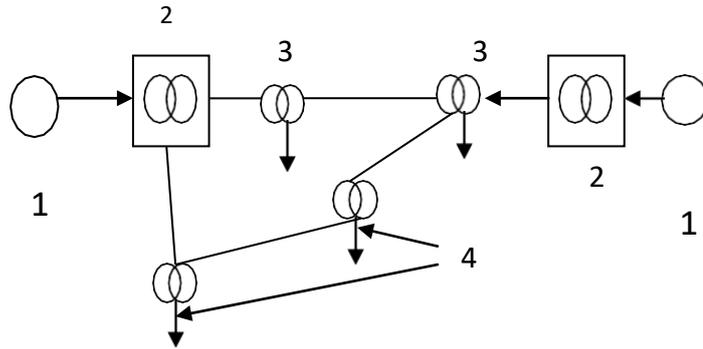


Figure 1.3: Schéma simplifié d'un réseau bouclé

1.3.3 Réseaux maillés :

Ce sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet, de plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines.

Cette structure nécessite que tous les tronçons de ligne soient capables de supporter des surcharges permanentes et qu'il soit muni à leurs deux extrémités d'appareils de coupure les isolants en cas d'avarie.

On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus cher. [6]

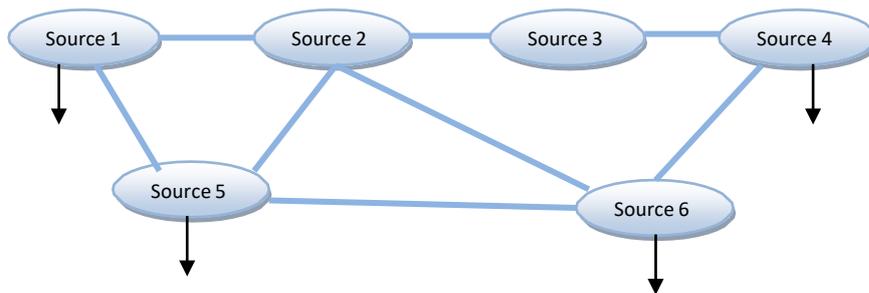


Figure 1.4: Schéma simplifié d'un réseau maillé

1.4 Structure générale d'un réseau :

1.4.1 Production :

Elle implique la production de toute la puissance active utilisée par Le réseau complet. La plupart du temps, les conflits liés à cette production sont produisent des systèmes triphasés grâce à l'utilisation d'alternateurs entraînés à D'une variété de sources d'énergie appelées "Primaires".

1.4.2 transport :

Son but est d'acheminer la puissance produit par les unités de production au client. Ce réseau est constitué généralement de 3 parties : [7]

a Le réseau de transport très haute tension (THT) :

Elle permet de transporter l'énergie de centrale production les plus éloignés donc elles sont transporté sue le réseau THT (> 300 MW).

b Le réseau de transport haute tension (HT) :

Ce type permet d'acheminer l'énergie aux grands centres de consommation soit le domaine publique avec un accès aux réseaux MT, soit ou domaine privé avec un accès aux abonnés avec grosse consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT , qui s'agit d'industrie.

c Le réseau de répartition moyenne tension MT :

Il est possible de regrouper les utilisateurs de manière très dense, comme dans les villes, ou de les séparer les uns des autres par des distances plus ou moins grandes, comme dans les campagnes. Leur desserte est assurée par un réseau de distribution. Un poste de distribution reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par le réseau de transport. En partant des postes de répartition, des lignes de distribution à moyenne tension MT alimentent des postes de transformation situés dans différents

endroits de la zone à desservir. Ces postes de transformation réduisent la tension à une valeur adéquate pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont connectés par des branchements.

d Les niveaux de tensions des réseaux électriques :

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit Figures [2]:

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.

HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.

BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.

BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

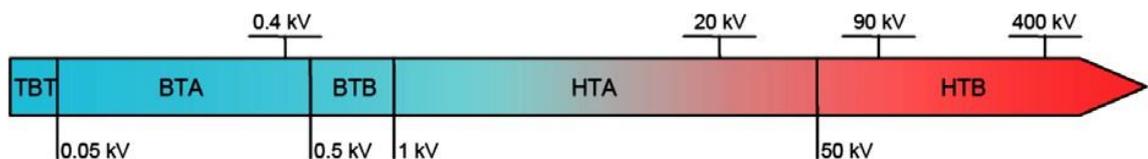


Figure1. 5:schéma niveau de tension

1.4.3 Le réseau de distribution:

C'est le réseau que nous utilisons régulièrement de nos vies quotidiennes de 220/320 V en Algérie. Ce réseau a pour objectif de fournir de l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public, en permettant l'accès aux abonnés BT. Il incarne le dernier niveau d'un réseau électrique.

1.4.4 Consommation:

La puissance active et la puissance réactive sont consommées par chaque récepteur électrique connecté au réseau. La majorité de la consommation domestique est très dispersée et se fait généralement sous une tension basse, souvent monophasée (220

V). Cependant, certains clients industriels (grandes usines, chemins de fer...) sont directement connectés à une tension moyenne, haute ou très haute. Constitue une représentation très concise et symbolique de la structure d'un réseau et de ses principales composantes. [8]

1.5 Energie renouvelable :

1.5.1 L'énergie hydraulique :

Les centrales hydrauliques convertie l'énergie cinétique d'un flux d'eau en énergie électrique par une ou plusieurs turbines hydrauliques, liée à des générateurs électriques. La puissance maximale dépend de la hauteur de chute, du débit d'eau et des caractéristiques mécaniques de la turbine. Il y trois types principaux de centrales hydroélectriques: [9]

Les centrales gravitaires.

Les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (S.T.E.P.).

Les usines marémotrices au sens large (utilisent l'énergie du mouvement des mers).

Les hauteurs des chut sont classe de :

- chute haute (> 200 m)
- chute moyenne (entre 50 et 200 m),
- chute basse (< 50 m).

Malgré des coûts de réalisation généralement élevés, les coûts de maintenance sont raisonnables et les installations sont conçues pour fonctionner longtemps et l'énergie de l'eau est gratuite et renouvelable. Donc choisir cette méthode est plutôt positif car ces centrales sont parmi les systèmes de production d'électricité les plus rentables. Et leurs impacts sur l'environnement varient avec la taille et le type de structure qui est mise, elle sera faible s'ils sont des barrages de taille modérée, des courants marins, des vagues, mais ils peuvent devenir importants s'il s'agit de créer des grands barrages qui

peuvent causer la disparition des terres agricoles est des villages et globalement de l'écosystème environnant.

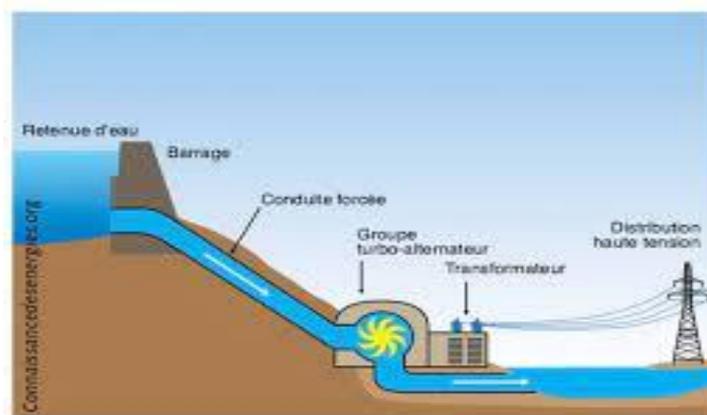


Figure1. 6: Schéma d'un générateur hydraulique

1.5.2 La biomasse :

La biomasse correspond à la partie biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique issus de l'agriculture et de l'élevage des animaux, de la pêche et de l'aquaculture, ainsi que des déchets industriels et municipaux. La biomasse peut être exploitée principalement de deux façons [9]:

Lors de la fermentation des déchets, le gaz méthane peut être capté et utilisé comme source d'énergie, la biomasse elle-même peut être incinérée.

Dans les deux cas, on peut exploiter l'énergie thermique pour générer de l'électricité dans des centrales thermiques. Il est intéressant que le dioxyde de carbone émis lors de l'incinération de la biomasse ou du méthane soit compensé par celui absorbé par la repousse des plantes, qui sont également la principale source de dioxyde de carbone. De cette manière, le bilan carbone peut être proche de zéro.



Figure 1.7: Illustration sur la biomasse

1.5.3 La géothermie :

Son principe est de regroupe des moyens de capter l'énergie thermique de l'intérieur du globe terrestre et de transformer a une source de chaleur ou de la convertir en électricité par des turbines et générateurs électriques. Pour capter l'énergie géothermique, un fluide est mis en circulation dans les profondeurs de la terre. Il peut s'agir d'une nappe captive naturelle, d'eau injectée dans une roche chaude imperméable ou dans des puits spéciaux. Quoi qu'il en soit, le liquide se réchauffe et monte à une température plus élevée. Le fonctionnement de la géothermie pour produire de l'électricité [9]

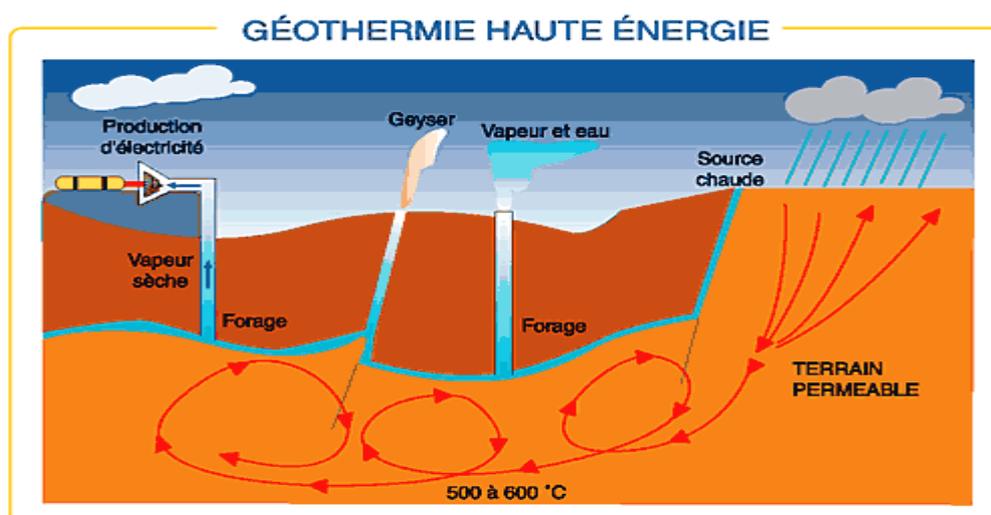


Figure1. 8: Illustration sur la géothermie

1.5.4 Les générateurs photovoltaïques :

L'effet photoélectrique est le principe qui permet aux cellules photovoltaïques d'obtenir du courant. Ces cellules génèrent du courant continu en utilisant l'énergie solaire. La plupart des panneaux solaires photovoltaïques sont reliés aux réseaux de distribution (à basse tension). Il y a également de vastes parcs photovoltaïques, pouvant atteindre des dizaines ou des centaines de MW, reliés au réseau de transmission. On peut également convertir l'énergie solaire en chaleur ou indirectement en électricité grâce à la production de vapeur qui fait fonctionner un générateur électrique. Il s'agit ici de solaire thermique. Deux principes fondamentaux sont employés pour ce faire : [9]

- Recueillir l'énergie des rayons solaires en utilisant un objet noir.
- Réunir l'énergie solaire dans un seul endroit (four solaire, miroirs paraboliques, concentrateurs).

Cependant, la méthode la plus courante pour convertir l'énergie solaire en électricité est le photovoltaïque. L'évolution de la puissance photovoltaïque installée à travers le monde est déjà proche de 70 GW aujourd'hui.



Figure 1.9: Illustration générateur photovoltaïque

1.5.5 Les éoliennes :

Une éolienne est un dispositif qui convertit l'énergie cinétique du vent en force mécanique. Par la suite, cette énergie est convertie en électricité grâce à une machine électrique. Les unités de production groupées, installées à terre – « onshore » ou dans la mer – « offshore », sont appelées « ferme éolienne ». Les investissements sont assez élevés, en particulier pour le secteur « offshore », mais l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental est faible. Dans certaines régions, les éoliennes a quelque désavantage en raison du bruit de basse fréquence, qui est désagréable pour les habitants à proximité, ainsi que des effets des troupeaux sur les oiseaux. [10] [11]

a Les types d'éoliennes :

-Eoliennes à axe vertical :

Sont les premières à être employées pour la conversion d'énergie, leur mécanisme de fonctionnement repose sur leur rotation autour d'un axe perpendiculaire à la terre.

Orientation du vent et orientation verticale par rapport au sol. Ce genre de turbine a la capacité de recevoir le vent de toutes les directions. De plus, la position des organes de commande, du générateur et du multiplicateur au sol facilite l'entretien et la maintenance.



Figure 1.10: Illustration générateur éolienne à axe vertical

-Eoliennes à axe horizontal :

Les éoliennes à axe horizontal reposent sur l'ancienne technologie des moulins à vent. Elles se composent de diverses pales aérodynamiques profilées à la manière des ailes d'avion. Dans cette situation, la portance ne sert pas à maintenir un avion en vol, mais plutôt à produire un couple moteur qui provoque une rotation. La production d'électricité nécessite généralement un nombre de pales variant de 1 à 3, avec le rotor tripale étant le plus couramment employé car il offre un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien.



Figure1. 11: Illustration générateur éolienne à axe horizontal [10]

b les avantages et les inconvénients :

Types des turbines	Les avantages	Les inconvénients
Eoliennes à Axe vertical	Coût d'installation moins important, et maintenance plus facile vu qu'elle est proche de la surface. Fonctionnement indépendant du sens du vent. Adéquat pour les toits de	Rendement moins faible Fluctuation importante du couple et forte vibrations mécaniques Solutions limitées pour la régulation en cas de rafale de

	d'immeuble	vent.
Eoliennes à Axe Horizontal	Fort rendement de conversion d'énergie Accès au vent plus fort Régulation de la puissance via décrochage et calage en cas de vent dépassant les limites nominales	Coût d'installation élevé, mat très dur qui doit supporter le poids de la nacelle. Des câbles plus long du haut de la tour jusqu'au la terre Systèmes d'orientation requis

Tableau 1.1 : Les avantages et les inconvénients des éoliennes à axe vertical et horizontal

1.6 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté une généralité sur le réseau électrique en passant par les topologies des réseaux et leurs niveaux de tension. Ensuite, nous avons mis un point sur les différentes structures générales d'un réseau de production et de transport avec ses niveaux ainsi que ceux de la distribution et enfin la consommation en dernier on parle sure les différent énergie renouvelable hydraulique et biomasse, géothermique, photovoltaïque en basent plus sure l'énergie éolienne.

Chapitre 2 Modalisation du réseau électrique

2.1 Introduction :

Le réseau électrique compose plusieurs éléments pour produire d'énergie et de l'acheminer jusqu'à au client, elle passe par trois étapes d'abord la production ensuite le transport se termine par la production pour arriver au but elle nécessite des équipements comme les générateurs et les transformateur et les lignes ...etc.

Pour étudier notre cas on doit d'abord présenter les éléments et établir les modèles des générateurs thermiques et éolienne et les lignes de transmission et les charge des transformateurs après définir l'écoulement de puissance.

2.2 Modélisation des éléments du réseau :

Le système d'énergie électrique est étudié en utilisant des modèles qui simulent les phénomènes réels et reproduisent le comportement des éléments du système physique. Certains problèmes nécessitent des modèles spécifiques pour les ingénieurs, en fonction du domaine des constantes de temps étudiées. Il y a donc eu la création de plusieurs modèles, chacun correspondant à une plage de constantes de temps spécifique, avec certaines simplifications. Les phénomènes réels sont fidèlement représentés par ces modèles dans un domaine spécifique. Un élément essentiel de la simulation est de déterminer le domaine de validité d'un modèle, ce qui implique de préciser les hypothèses formulées pour une application spécifique. Les secteurs de validité choisis englobent les divers régimes du système électrique.

2.2.1 Modélisation de générateur :

Le rôle des générateurs dans le réseau est crucial car ils fournissent de la puissance active au système. Ils peuvent aussi produire, voire consommer, de la puissance réactive pour maintenir un niveau de tension spécifique. Les générateurs sont soumis à des contraintes de production telles que : [11]

La puissance apparente délivrée par le générateur est :

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (2-1)$$

La tension est exprimée en pu, sous la forme :

$$\bar{V}_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (2-2)$$

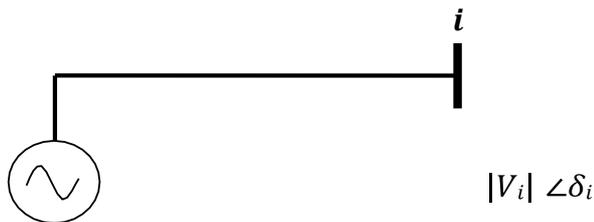


figure2. 1: Schéma représentant un générateur thermique

Avec :

P_i : Puissance active délivrée par le générateur au nœud i ;

Q_i : Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i ;

V_i : Tension au nœud i ;

δ_i : Angle de phase de la tension au nœud i .

2.2.2 Modélisation générateur éolienne :

La quantité de puissance produite par une turbine éolienne est directement proportionnelle à la vitesse du vent, exprimée mathématiquement par l'équation suivante

$$P_w(v) = \begin{cases} 0, \\ P_{wr} \left(\frac{v-v_{in}}{v_r-v_{out}} \right) \\ P_{wr} \end{cases} \quad (2-3)$$

Où v_{in} , v_r , et v_{out} correspondent respectivement aux vitesses de vent coupées, notées et coupées de la turbine. P_{wr} Désigne la puissance nominale de la turbine éolienne. [12]

2.2.3 Modèles stochastiques et d'incertitude du vent:

Pour un générateur de vent, la distribution de Weibull est couramment utilisée pour modéliser la répartition de probabilité de la vitesse du vent. La répartition de Weibull tient compte de la vitesse moyenne du vent, du facteur de forme k et de l'échelle c pour décrire la probabilité de différentes vitesses du vent. En analysant les données historiques du vent, les paramètres de la distribution de Weibull peuvent être déterminés. Cette information aide à évaluer le potentiel de production d'énergie et les performances d'un générateur éolien dans un endroit donné. [12]

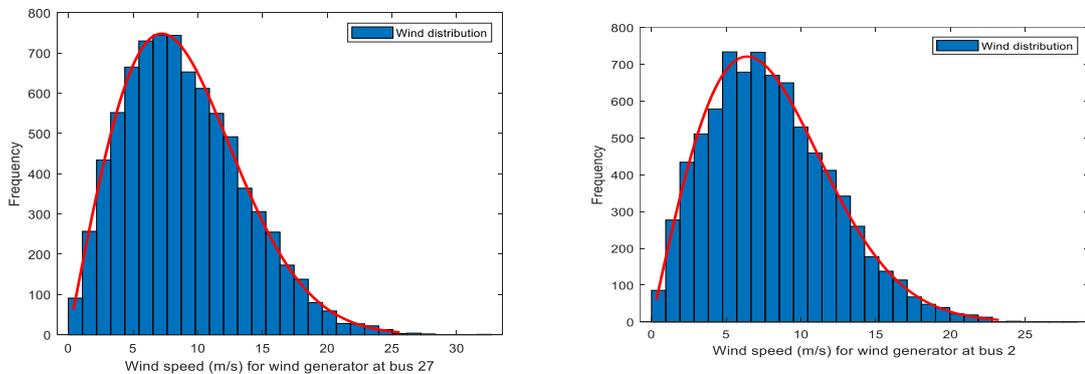


figure2. 2:la vitesse de vent a l'aide de Weibull

La vitesse du vent est une variable stochastique, sa distribution est établie par le Weibull Fonction de la densité de probabilité, définie par le facteur d'échelle c et le factor de forme k et S et une variable entre $0 < S < \infty$ Ceci est exprimé mathématiquement comme suit :

$$f_v(S) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{S}{c}\right)^{(k-1)} \times \exp - \left(\frac{S}{c}\right)^k \quad (2-4)$$

2.2.4 Modélisation des charges :

Lorsqu'on effectue des calculs de répartition de puissance, les charges sont exprimées par les consommations de puissances constantes P_i et Q_i . Cela s'applique généralement au régime normal, où la fréquence f et les tensions U_{ch} aux bornes de la charge reste constante. Cependant, lorsque la puissance transmissible est dépassée, les solutions physiques ne sont plus possibles. [13]

Modélisation d'une charge La puissance apparente aux bornes de la charge est donnée par :

$$\bar{S}_{i\ ch} = P_i + jQ_i \quad (2-5)$$

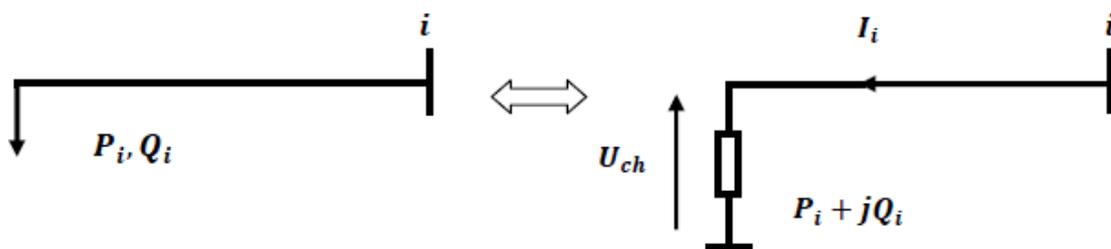


Figure 2. 3: Schéma équivalent de charge

Avec :

$\bar{S}_{i\ ch}$: Puissance apparente complexe au nœud (i).

P_i : Puissance active demandée par la charge.

Q_i : Puissance réactive (elle peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive, respectivement, capacitive).

U_{ch} : Tension aux bornes de la charge.

2.2.5 Modalisation de transformateur:

Les transformateurs sont caractérisés par la connectivité de leur impédance en série avec un transformateur idéal (Figure2.4). Pour un transformateur classique, le rapport de transformation est réel, tandis qu'il est complexe pour un transformateur déphaseur. [14]

L'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i et un nœud k est représentée par la matrice suivante :

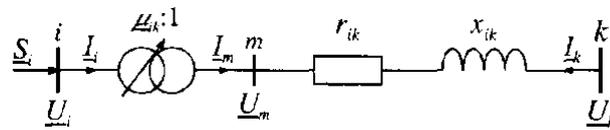


figure2. 4 : Schéma équivalent de modélisation du transformateur

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

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \frac{1}{T^2} \underline{y}_{ik} & -\frac{1}{T^*} \underline{y}_{ik} \\ -\frac{1}{T^*} \underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} \end{pmatrix}, \quad (2-6)$$

Avec T le rapport de transformation complexe.

Dans certaines situations, le modèle prend en considération la branche magnétisante. Elle se manifeste alors sous la forme d'un shunt inductive susceptible.

2.2.6 Modélisation de lignes:

Les lignes aériennes ont pour but de transporter l'électricité produite par les centrales de production vers les consommateurs les plus éloignés. Une ligne électrique peut être définie comme une série de circuits dont les paramètres sont répartis de façon homogène sur toute sa longueur. Ces circuits sont constitués d'un grand nombre d'éléments identiques, comme des résistances et des inductances linéiques dans le sens longitudinal et des capacités linéiques dans le sens oblique. [14]

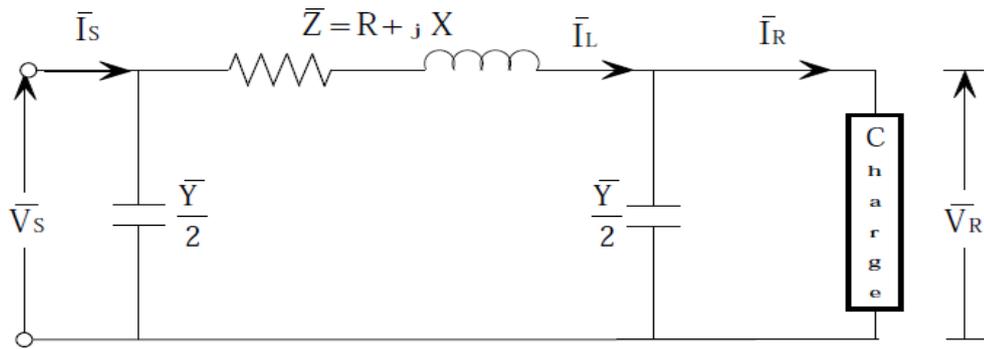


figure2. 5:Modèle en π d'une ligne aérienne

Appliquant la loi de Kirchhoff pour déterminer la tension V_S et le courant I_S à la source, on aura le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} \bar{V}_S = A \cdot \bar{V}_R + B \cdot \bar{I}_R \\ \bar{I}_S = C \cdot \bar{V}_R + D \cdot \bar{I}_R \end{cases} \quad (2-7)$$

Sous la forme matricielle:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (2-8)$$

Avec, A, B, C et D sont des paramètres qui dépendent des constantes de la ligne de transmission, lesquelles seront déterminées ultérieurement.

\bar{V}_S, \bar{I}_S : Tension et courant à la source respectivement.

\bar{V}_R, \bar{I}_R : Tension et courant à la réception respectivement.

Z: Impédance de la ligne.

Y: Admittance shunt de la ligne.

La tension et le courant à l'extrémité source sont obtenus comme suit :

De la figure2.5 on a :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (2-9)$$

La tension à la source est :

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (2-10)$$

En remplaçant (2-9) dans (2-10), on aura :

$$\bar{V}_S = \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (2-11)$$

Le courant à la source est:

$$\bar{I}_S = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_S \quad (2-12)$$

Remplaçons (2-11) dans (2-12), on obtient :

$$\bar{I}_S = \bar{Y} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{I}_R \quad (2-13)$$

Les équations (2.11) et (2.13) peuvent être écrites sous la forme matricielle

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \bar{Y} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) & \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (2-14)$$

Par identification des équations (2-11) et (2-13) on aura :

$$A=D=\left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right), B=\bar{Z}, C=\bar{Y} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right)$$

2.3 Ecoulement de puissance :

Toutes les valeurs relatives (système per unit ou p.u.) sont données dans cette section, à partir d'une puissance apparente triphasée de base et de la tension nominale de chaque jeu de barres, avec une tension de base par niveau de tension spécifique. La relation matricielle représente les équations des tensions nodales du système pour un réseau électrique avec N jeux de barres : [1]

$$\begin{bmatrix} \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \\ \vdots \\ \overline{I_N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Y_{11}} & \overline{Y_{12}} & \cdots & \overline{Y_{1N}} \\ \overline{Y_{21}} & \overline{Y_{22}} & \cdots & \overline{Y_{2N}} \\ \vdots & \cdots & \ddots & \vdots \\ \overline{Y_{N1}} & \overline{Y_{N2}} & \cdots & \overline{Y_{MN}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_1} \\ \overline{V_1} \\ \vdots \\ \overline{V_1} \end{bmatrix} \quad (2-15)$$

Ou encore :

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (2-16)$$

Les éléments du réseau électrique (lignes de transmission, transformateurs, batteries de condensateurs et réactances) constituent la matrice admittance nodale, dont les modèles. Il est possible de relier chaque élément du réseau à deux jeux de barres i et m . Il est possible d'obtenir les éléments de la matrice admittance en se basant sur les admittances des composants du réseau, en suivant les règles suivantes :

\overline{Y}_{ii} L'élément diagonal ii , est égal à la somme des admittances de tous les composants connectés au jeu de barres i , soit :

$$\overline{Y}_{ii} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n \overline{y}_{im} \quad (2-17)$$

\overline{Y}_{im} L'élément hors diagonale im , est égal à la somme négative des admittances de tous les composants connectés entre les jeux de barres i et m , c'est à dire:

$$\overline{Y}_{im} = - \sum_{m \neq i} \overline{y}_{im} \quad (2-18)$$

D'après (2-19), le courant net injecté à un jeu de barres i , peut s'écrire:

$$\overline{Y}_{ii} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n \overline{y}_{im} \quad (2-19)$$

Les grandeurs complexes \overline{V}_m et \overline{Y}_{im} sont représentées sous la forme polaire ou rectangulaire suivantes:

$$\overline{V}_m = V_m \cdot \cos(\theta_m) + jV_m \cdot \sin(\theta_m) \quad (2-20)$$

$$\overline{Y}_{im} = Y_{im} \cos(\theta_{im}) + jY_{im} \sin(\theta_{im}) = G_{im} + jB_{im} \quad (2-21)$$

Où ∂_m est la phase de la tension au jeu de barres m (mesurée par rapport à une certaine référence des phases), θ_{im} est la phase (ou l'argument) de l'élément im de la matrice admittance, G_{im} et B_{im} sont, respectivement, la partie réelle (ou conductance) et la partie imaginaire (ou susceptance) de Y_{im} .

L'expression de la puissance apparente \bar{S}_i injectée à un jeu de barres i s'obtient par :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i \quad (2-22)$$

où P_i et Q_i sont, respectivement, l'injection des puissances active et réactive au jeu de barres i .

En remplaçant (2-20) et (2-21) dans (2-22), on a :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_m \quad (2-23)$$

$$P_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\partial_i - \partial_m - \theta_{im}) \quad (2-24)$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\partial_i - \partial_m - \theta_{im}) \quad (2-25)$$

Cet ensemble de $2N$ équations non linéaires constitue la forme polaire des équations de l'écoulement de puissance. Pour un profil de tension et une topologie du réseau donnés, ces équations donnent les injections de la puissance active P_i et la puissance réactive Q_i au niveau d'un jeu de barres i . Ces dernières sont décrites par les relations :

$$P_i = PG_i - PD_i \quad (2-26)$$

$$Q_i = QG_i - QD_i \quad (2-27)$$

où PG_i, PG_i, QG_i et QD_i sont, respectivement, la puissance générée, la puissance demandée, la puissance réactive générée et la puissance demandée au jeu de barres i .

Finalement, les équations d'équilibre de puissance sont de la forme :

$$PG_i = PD_i + \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\partial_i - \partial_m - \theta_{im}) \quad (2-28)$$

$$QG_i = QD_i + \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\partial_i - \partial_m - \theta_{im}) \quad (2-29)$$

2.4 Formulation du problème de flux de puissance optimal:

L'objectif de ce sujet d'optimisation est de résoudre le problème du flux de puissance optimal (OPF) pour un système électrique qui inclut les sources thermiques et stochastiques d'énergie éolienne. Le but principal est d'améliorer les paramètres du système d'alimentation et de trouver les paramètres les plus appropriés pour contrôler les différents éléments du système. On obtient cela en réduisant au minimum les fonctions objectives choisies tout en garantissant la réalisation de toutes les contraintes d'égalité et d'inégalité, qui sont mathématiquement formulées comme suit: [12]

Minimiser $OF(d, c)$

$$\text{Sujet pour } g(d, c) \begin{cases} g(d, c) = 0 \\ h(d, c) \leq 0 \end{cases} \quad (2-30)$$

- $OF(d, c)$ fait référence à la fonction objective à réduire. Cette fonction objective prendrait une forme particulière en fonction des objectifs identifiés.
- $g(d, c)$ correspond à l'ensemble des exigences d'égalité à respecter. Ces limites assurent la satisfaction des équations de débit de puissance et d'autres exigences du système.

Les vecteurs c et d représentent les variables de décision, qui incluent les paramètres de contrôle pour les différents éléments du système d'alimentation, tandis que les vecteurs d représentent les variables d'état, qui décrivent le comportement dynamique du système électrique

2.4.1 Problème d'optimisation :

2.4.2 La génération de coûts générateurs thermiques:

Le prix de fabrication des unités thermiques. On peut représenter la fonction du coût du carburant pour différentes unités de générateur thermique comme une fonction carrée convexe et distincte. On peut l'exprimer par l'équation.

$$C_{TH}(P_{TG}) = \sum_{i=1}^{N_{TG}} a_i + b_i P_{TGi} + c_i P_{TGi}^2 \quad (2-31)$$

2.4.3 La génération de coûts générateurs éoliens:

Comme les générateurs éoliens ne nécessitent pas de carburant, l'évaluation des fonctions de coût de ces sources est conforme à certaines normes et divers types de coûts sont liés à leur fonctionnement. Les frais directs, les frais de réserve et les coûts de pénalité sont inclus.

Les dépenses directes correspondent aux frais réalisés pour la génération d'énergie renouvelable. Les dépenses incluent différents éléments tels que l'équipement, l'installation, la maintenance et les frais d'intervention. L'investissement initial et les activités opérationnelles en cours de l'énergie renouvelable sont les principaux coûts directs. Le prix direct du générateur éolien est connu sous le nom de $Dcost_{w,j}(WP_{Sc,j})$, k. En mathématiques, il est écrit de la manière suivante :

$$Dcost_{w,j}(WP_{Sc,j}) = g_j \cdot WP_{Sc,j} \quad (2-32)$$

g_j Représentent les coefficients des coûts directs associés à la j th centrale éolienne $WP_{Sc,j}$, j désignent la puissance prévue des centrales éoliennes.

2.4.4 Évaluation des coûts des incertitudes liées à l'énergie éolienne :

Lorsqu'il y a des incertitudes, deux scénarios sont envisageables. Dans le premier cas, la puissance réelle fournie par le parc éolien est inférieure aux valeurs prévues. On

qualifie cette situation d'une surestimation du pouvoir. Dans ces situations, il est nécessaire que l'exploitant du système utilise les ressources de réserve de rotation afin de garantir une alimentation continue et ininterrompue des utilisateurs. Le coût de la réserve, qui correspond au déploiement de ces unités de production de réserve pour compenser la quantité surestimée, est représenté par les équations suivantes :

$$Rcost_{w,j}(WP_{Sc,j} - WP_{Ac,j}) = RK_{w,j}(WP_{Sc,j} - WP_{Ac,j}) \quad (2-33)$$

$$= RK_{w,j} \int_0^{P_{WG,j}} (WP_{Sc,j} - WP_{Ac,j}) fw(WP_j) dp_{w,j}$$

Dans l'équation fournie $RK_{w,j}$, j désigne le coefficient de coût de réserve associé à la génération d'énergie éolienne, La puissance réelle disponible de la même centrale éolienne est désignée comme $WP_{Ac,j}$, j . Il représente la puissance en temps réel générée par le générateur éolien. $fw(WP_j)$, j est pour l'énergie éolienne pour l'usine électrique.

Le second cas, connu sous le nom de sous-estimation, Contrairement à la surestimation, il s'agit de l'excédent de puissance produit par une centrale éolienne lorsqu'elle produit plus de puissance réelle que celle initialement estimée. Il est nécessaire d'inclure le coût de pénalité dans cette situation en garantissant que l'impact financier de l'excédent d'énergie est pris en compte. Les coûts de pénalité sont représentés par ces équations :

$$PC_{w,j}(WP_{Av,j} - WP_{s,j}) = PK_{w,j}(WP_{Av,j} - WP_{s,j}) \quad (2-34)$$

$$= PK_{w,j} \int_{WP_{s,j}}^{WP_{r,j}} (WP_{j} - WP_{s,j}) fw(WP_j) dp_{w,j}$$

Où $PK_{w,j}$ désigne le coefficient de coûts de pénalité associé à la j th centrale éolienne, $WP_{s,j}$ signifie la puissance de sortie cotée du parc éolien correspondant

2.4.5 Taxe sur les émissions et le carbone :

Il est généralement reconnu que les sources d'énergie traditionnelles sont responsables des émissions de gaz toxiques dans l'environnement. Selon la relation décrite dans l'équation (2-35), les émissions d'oxyde de soufre SO_x et d'oxydes d'azote NO_x augmentent à mesure que la puissance produite par les générateurs de puissance thermique augmente. On peut calculer le niveau d'émission, exprimé en tonnes par heure (t/h), en utilisant l'équation suivante :

$$E = \sum_{i=1}^{N_{TG}} [(\alpha_i + \beta_i P_{TGi} + \gamma_i P_{TGi}^2) \times 0.01 + \omega_i \exp(\mu_i P_{TGi})] \quad (2-35)$$

Les coefficients d'émission α_i , β_i , γ_i , ω_i , μ_i sont associés au générateur i -th. Ces coefficients indiquent l'ampleur des émissions ou le pourcentage d'émissions de gaz spécifiques, comme le SO_x ou le NO_x , par unité de puissance produite par ce générateur.

Au cours des dernières années, afin de lutter contre le changement climatique, de nombreux pays ont mis en place une forte pression sur toute l'industrie énergétique afin de limiter au maximum les émissions de carbone. Les émissions de gaz à effet de serre sont soumises à une taxe sur le carbone. On calcule le coût de l'émission en multipliant le taux de taxe sur le carbone C_{tax} par les émissions (E) en \$/h. Cela incite à investir dans des sources d'énergie plus respectueuses de l'environnement telles que l'éolien et le solaire, tout en prenant en compte l'impact environnemental des émissions. Le prix de l'émission en \$/h est exprimé de la manière suivante :

$$E = C_{tax} \times E \quad (2-36)$$

Lors de la résolution du problème de l'OPF (Optimal Power Flow), des éléments tels que la perte de puissance dans les lignes de transmission réseau et l'écart de tension jouent un rôle crucial. Ces critères jouent un rôle essentiel dans l'évaluation de l'efficacité et de la stabilité du système. Il est évident que le système de transmission subit une perte de puissance en raison de la résistance intrinsèque des voies de

transport. Afin de déterminer la perte de réseau, on utilise généralement l'équation suivante :

$$pl = \sum_{q=1}^{NL} G_{(ij)} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (2-37)$$

Là où pl est le nombre total de lignes de transmission, $G_{(ij)}$ est la conductance de la branche $i-j$, V_i et V_j sont les voltages au bus i et j respectivement, $\delta_{ij} = \delta_j - \delta_i$, est la différence d'angles de tension entre eux.

L'écart de tension est un paramètre utilisé pour évaluer la qualité de la tension dans un réseau. Il représente la différence cumulative entre les tensions de tous les bus de charge (bus PQ) et la valeur nominale de 1 par unité (p.u.). Mathématiquement, il est calculé comme la somme des écarts de chaque tension de bus de charge par rapport à la valeur nominale. La déviation de tension est exprimée par les équations suivantes :

$$VD = \left(\sum_{p=1}^{NL} |V_{Lp} - 1| \right) \quad (2-38)$$

2.5 Fonctions d'objectif :

2.5.1 Réduction du coût total de la production :

Réduire le coût global de fabrication. Le coût de la production d'énergie est calculé en prenant en compte la présence de sources d'énergie renouvelables, ce qui implique toutes les fonctions de coût mentionnées (2-31) et (2-32). L'objectif est de minimiser le coût total de production de tous les générateurs du système, tels que les sources thermiques, éoliennes et solaires. On peut le représenter mathématiquement comme suit : [12]

$$OF^1 = C_{TH}(P_{TG}) + \sum_{i=1}^{N_{WG}} C_{w,j}(WP_{Sc,j}) + RC_{w,j}(WP_{Sc,j} - WP_{Ac,j}) + PC_{w,j}(WP_{Av,j} - WP_{Sc,j}) \quad (2-39)$$

Le nombre de générateurs de vent dans le réseau est représenté par N_{WG} .

2.5.2 Réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce à la taxe carbone :

La taxe carbone C_{tax} a été perçue comme une sanction appliquée en réduisant les dépenses liées aux émissions et à la production d'électricité, ce qui peut être représenté mathématiquement de la manière suivante : [12]

$$OF^2 = OF^1 + C_{tax} \times Em \quad (2-40)$$

La taxe carbone C_{tax} s'élève à 20 \$ par tonne.

2.6 Restrictions du système :

2.6.1 Restrictions en matière d'égalité et d'inégalité :

Les équations d'équilibre de puissance sont utilisées pour établir les contraintes d'égalité dans les systèmes électriques, qui nécessitent que la puissance active totale et la force réactive produites dans le système électrique soient égales à la demande totale et aux pertes dans le réseau. [12]

$$P_{TGi}^{min} \leq P_{TGi} \leq P_{TGi}^{max} \quad (2-41)$$

$$P_{Ci}^{min} \leq P_{Ci} \leq P_{Ci}^{max} \quad (2-42)$$

$$Q_{TGi}^{min} \leq Q_{TGi} \leq Q_{TGi}^{max} \quad (2-43)$$

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max} \quad (2-44)$$

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V \quad (2-45)$$

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max} \quad (2-46)$$

Équations (2-41), (2-42) établir les contraintes de puissance active pour les centrales thermiques, éoliennes générateurs.

Les équations (2-43), (2-44) représentent les capacités de puissance réactive des centrales thermiques, des sources d'énergie réactive éolienne et de shunt.

L'équation (4-45) décrit les contraintes imposées à la barre de bus du générateur.

L'équation (4-46) définit les limites de tension pour les bus de charge.

2.7 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les composant d'un réseau électrique et en modélisant les générateurs thermiques et éoliennes et de et de probabilité de vent qui se nomme Weibull ensuite nous avons modélisé les lignes et les charge et de transformateur après nous avons entamé les problèmes de flux l'écoulement de puissance qui contient sur le cout de production des générateurs éoliennes et contraint qui le suive et le cout d'émission.

Chapitre 3 Méthodes d'optimisation

3.1 Introduction :

Les solutions de Flux de Puissance Optimal (OPF) jouent un rôle essentiel dans la gestion des réseaux électriques. Elles représentent un moyen ingénieux d'acheminer l'énergie en utilisant des algorithmes d'optimisation pour ajuster de manière optimale les paramètres de contrôle du réseau, tout en tenant compte de diverses contraintes. Plusieurs méthodes d'optimisation ont été appliquées pour résoudre le problème OPF, notamment la programmation non-linéaire, l'algorithme de Newton-Raphson, Gauss-Seidel, la programmation quadratique et diverses approches de décomposition.

Le progrès considérable des ordinateurs ces dernières années a ouvert la voie à une multitude de méthodes pour résoudre les problèmes d'OPF en s'appuyant sur des techniques d'optimisation inspirées par la nature. Diverses techniques d'optimisation stochastique ont été développées et mises en œuvre pour aborder les problèmes d'OPF. Parmi celles-ci figurent l'optimisation par essaim de particules (PSO), colonie d'abeille artificielle(ABC), herbes invasives(IWO), algorithmes génétiques (GA)

3.2 L'optimisation par essaim de particule (PSO) :

L'optimisation par essaim de particule (PSO), est un algorithme évolutionnaire qui utilise une population de solutions candidates pour développer une solution optimale au problème. Cet algorithme a été proposé par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) en 1995. Il s'inspire à l'origine du monde du vivant, plus précisément du comportement social des animaux évoluant en essaim, tels que les bancs de poissons et les vols groupés d'oiseaux. L'essaim de

particules correspond à une population d'agents simples, appelés particules. Chaque particule est considérée comme une solution du problème, où elle possède une position (le vecteur solution) et une vitesse. De plus, chaque particule possède une mémoire lui permettant de se souvenir de sa meilleure performance (en position et en valeur) et de la meilleure performance atteinte par les particules « voisines » (informatrices): chaque particule dispose en effet d'un groupe d'informatrices, historiquement appelé son voisinage. [15].

3.2.1 l'idée générale de PSO:

Le PSO fonctionne en utilisant un groupe de particules formant un essaim, chacune explorant l'espace de recherche à la recherche de l'optimum global, qu'il soit un minimum ou un maximum. Dans ce système, les particules se déplacent à travers un espace de recherche multidimensionnel, ajustant leur position en fonction de leur propre expérience ainsi que de celle de leurs voisines. Elles se basent sur les meilleures positions qu'elles ont rencontrées, ainsi que sur celles de leurs voisines, pour réguler leur trajectoire. La direction de vol d'une particule est déterminée par l'ensemble de ses voisines et ses expériences antérieures. [16]

Le déplacement d'une particule est influencé par trois composantes principales :

- Une composante d'inertie : la particule conserve une partie de sa direction actuelle de déplacement.
- Une composante cognitive : la particule est attirée vers les meilleurs résultats qu'elle a déjà rencontrés.
- Une composante sociale : la particule se fie à l'expérience collective de ses voisines,

Se dirigeant ainsi vers les meilleurs résultats atteints par celles-ci.

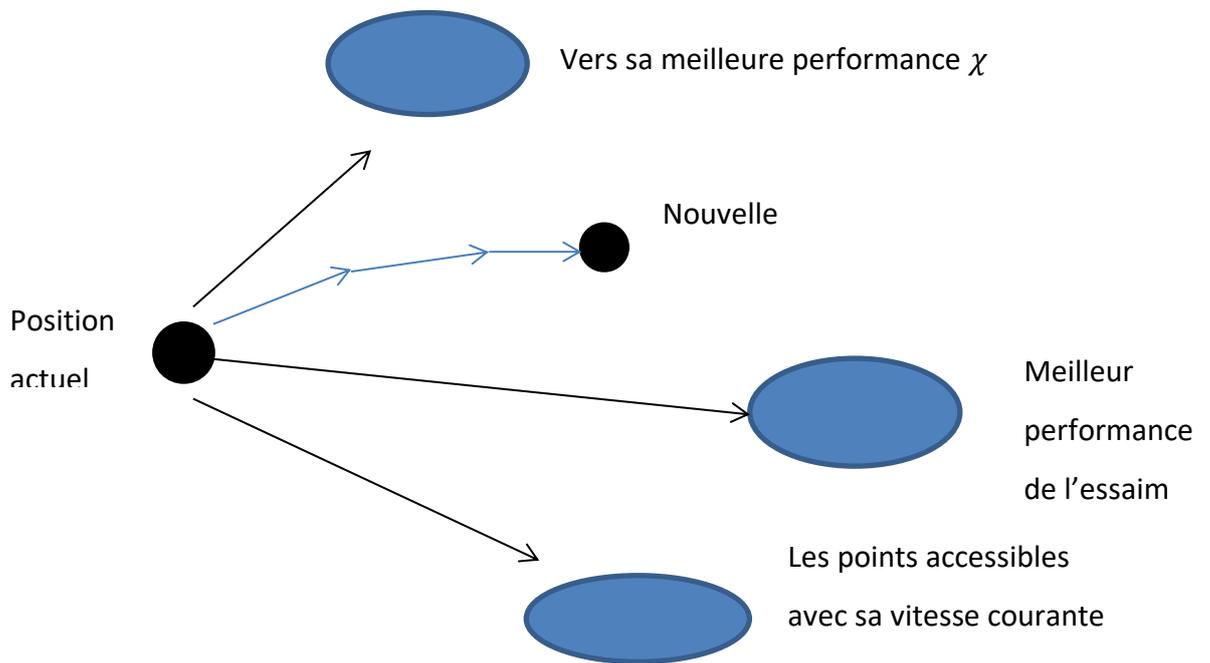


Figure3. 1: Déplacement des particules

3.2.2 L'algorithme de PSO :

Dans la méthode de PSO, le mouvement de chaque particule dans la population est déterminé via sa position χ et sa vitesse v pendant le mouvement, la vitesse de particule se modifier dans le temps et sa position sera mise à jour en conséquence.

Pour l'implémentation dans un problème d'optimisation à n dimensions, les vecteurs de position et de la vitesse de particule \mathbf{v} sont présentés par : [17]

$$\chi_{pr} = [\chi_{2pr}, \chi_{2pr}, \dots \dots \chi_{npr}] \text{ Et } v_{pr} = [v_{2pr}, v_{2pr}, \dots \dots v_{npr}] \quad (3-1)$$

La meilleure position précédant de particule ρ_{best} est basée sur l'évaluation de la fonction fitness représentée par :

$$\rho_{best_{pr}} = [\rho_{2pr}, \rho_{2pr}, \dots \dots \rho_{npr}] \quad (3-2)$$

La meilleure particule est représentée Par $pbest$. La vitesse se change dans chaque particule peuvent être calculées par la formulation suivant :

$$V_i^{k+1} = C_0 V_i^k + C_1 * rand1 * (pbest_i^k - X_i^k) + C_2 * rand2 * (gbest_i^k - X_i^k) \quad (3-3)$$

Chaque particule change sa position vers la nouvelle position en ajoutant la vitesse modifiée grâce à l'équation suivant :

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1} \quad (3-4)$$

Le coefficient d'inertie C_0 décroît linéairement de C_1 à C_2 en suivant l'équation suivant :

$$C_0 = C_{max} - (C_{max} - C_{min}) / iter_{max} * iter \quad (3-5)$$

Avec :

C_0 : Coefficient d'inertie.

C_1, C_2 : coefficient d'accélération.

Rand : nombre aléatoire entre 0 et 1.

V_i^k : la vitesse de la particule a itération k

X_i^k : la position de la particule a itération k

$pbest_i^k$: la meilleure position de la particule i jusqu'à itération k.

$gbest_i^k$: la meilleure position de l'essaim jusqu'à itération k.

x_{pr} : vecteur de position de la particule

v_{pr} : vecteur de vitesse de la particule

$pbest_{pr}$: la meilleure particule parmi toutes les particules

$gbest_{pr}$: la meilleure essaim parmi toutes les essais

X_i^{k+1} : la nouvelle position de la particule

$Iter_{max}$: nombre maximal d'itération

$Iter$: le nombre des itérations actuel.

3.2.3 Organigramme de PSO :

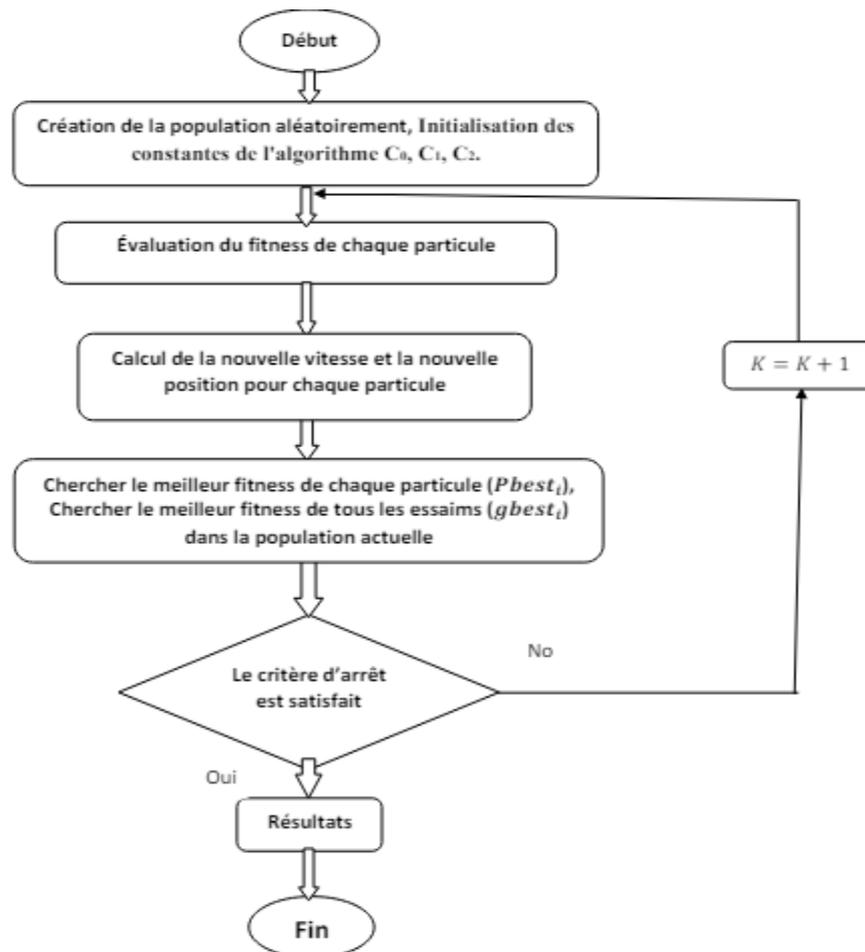


Figure3. 2:Organigramme de méthode PSO

3.3 La méthode d'optimisation par colonie d'abeilles artificielles (ABC) :

3.3.1 Abeille dans la nature :

Les abeilles sont des insectes volants qui vivent en colonies, des insectes sociaux présents à travers le monde. Elles sont connues pour leur production et leur stockage de miel, ainsi que pour leur capacité à construire des nids d'une taille impressionnante en utilisant de la cire sécrétée. Deux types de nourriture sont nécessaires aux abeilles : le nectar et le jus sucré qui se constitue à l'intérieur des fleurs. [18]

Une colonie d'abeilles comprend trois espèces : la reine des abeilles, les faux-bourdon et les abeilles ouvrières.

a La reine :

La colonie d'abeilles est dirigée par une seule reine qui se nourrit de gelée royale. Elle est une femelle fertile qui consacre son temps à pondre les œufs qui donneront naissance à la prochaine génération d'abeilles de la ruche.

b Les ouvrières :

Il s'agit d'abeilles femelles stériles dont le travail est ininterrompu. Les ouvrières ont diverses responsabilités tout au long de leur vie, telles que la fabrication de gelée royale pour nourrir la reine et les jeunes larves, la protection de la ruche, la construction des rayons et le soin de la reine et des faux-bourdons. Ces espèces d'abeilles sont les plus petites, mais elles sont les plus nombreuses.

c Les faux-bourdons :

Les abeilles mâles sont les futurs pères de la colonie d'abeilles. Le faux-bourdon ne peut être utilisé que pour féconder une jeune reine des abeilles. Les cellules drones sont des chambres où ils vivent et se nourrissent directement des alvéoles de la ruche

ou fournissent des aliments aux abeilles ouvrières. Ces abeilles mâles ont une taille supérieure à celle des abeilles ouvrières et ont de grands yeux au sommet de leur tête.

3.3.2 La communication chez les abeilles :

Les abeilles, comme la plupart des animaux intelligents, échangent des messages entre elles. La sécurité et le bon fonctionnement de la colonie nécessitent des méthodes de communication exceptionnelles pour les abeilles.

Leurs découvertes florales sont partagées par les butineuses pour recruter d'autres ouvrières de la ruche pour butiner dans la même zone. On ne connaît pas encore tous les éléments qui influencent le succès du recrutement, mais ils comprennent sans doute des évaluations de la qualité du nectar apportés à la ruche. Les abeilles communiquent de deux façons entre elles. [19]

La transmission d'informations essentielles aux membres de l'abeille colonie se fait par le biais de la communication par le langage de la danse et de la communication chimique par phéromones (odeurs).

On connaît les abeilles pour leur utilisation de la danse frétilante (Waggle dance), où elles cherchent à collecter le plus de pollen et de nectar possible dans le plus bref délai. Dans cette danse animée, on retrouve des renseignements concernant la distance et le sens de la direction de la ruche ou de l'essaim vers la ressource.

La danse des éclaireuses est une combinaison de différents éléments tels que la position du soleil, de la ruche ou de l'endroit à butiner, mais aussi la distance entre ces éléments et la qualité estimée des fleurs. [20]

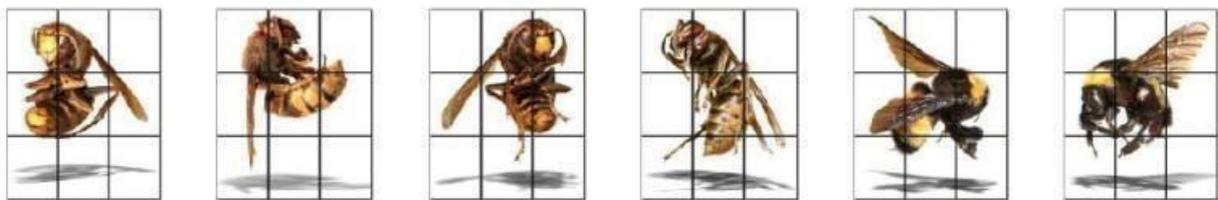


Figure3. 3:Illustration d'une abeille en «Waggle dance».

3.3.3 Principe de l'algorithme ABC :

Dans cet algorithme, une solution candidate au problème d'optimisation est représentée par une source de nourriture. Chaque source de nourriture possède une quantité de nectar qui caractérise sa qualité (fitness).

Les abeilles de la colonie de l'ABC sont classées en trois groupes : les abeilles employées sont appelées « Onlooker bees », les abeilles spectatrices sont appelées « Scout bees ».

Dans leur mémoire, les abeilles utilisées utilisent les sources de nourriture autour des sources pour trouver une meilleure source de nourriture que celle qu'elles ont déjà visitée. Les abeilles observatrices attendent les données des abeilles utilisées afin de choisir les positions des sources de nourriture de meilleure qualité. Enfin, les abeilles voyageuses partent sans expérience pour découvrir de nouvelles sources de nourriture.

a Initialisation de l'algorithme :

L'algorithme génère une population initiale de SN individus distribuée aléatoirement, où SN désigne la taille de l'essaim, $X_i = \{x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,D}\}$ est la source de nourriture 'i' dans la population et D est la dimension du problème d'optimisation.

$$X_{ij} = X_{min}^j + rand[0,1](X_{max}^j - X_{min}^j) \quad (3-6)$$

b Phase ouvrières :

Afin de générer une nouvelle solution (source de nourriture), l'algorithme ABC utilise l'expression suivante :

$$v_{ij} = X_{ij} + \phi_{ij}(X_{ij} - X_{kj}) \quad (3-7)$$

Où ϕ_{ij} est un nombre aléatoire appartenant à l'intervalle $[-1, 1]$, v_{ij} est une nouvelle position d'une source de nourriture potentielle au voisinage de x_{ij} qu'est l'ancienne

source de nourriture, $k \in \{1,2,\dots, SN\}$, ($k \neq i$) et $j \in \{1,2,\dots, D\}$ sont choisis aléatoirement. [18]

c Phase spectatrice :

Dans cette phase abeilles employées partagent des informations sur la nouvelle source de nourriture x_i avec les abeilles spectatrices à l'aide de la danse frétilante (Waggle dance). La valeur de probabilité P_i pour les solutions x_i est calculée en utilisant son fitness comme suit :

$$P_i = \frac{fit_i}{\sum_{i=1}^{SN} fit_i} \quad (3-8)$$

Il existe d'autres méthodes pour calculer la probabilité P_i , et l'une de ces méthodes que l'on trouve souvent dans la littérature est la suivante :

$$P_i + 1 = \frac{fit_i}{\sum_{i=1}^{SN} fit_i} + 0.1 \quad (3-10)$$

Où fit_i est le fitness de la solution x_i , et La quantité de nectar associée à la source x_i est calculée en utilisant l'expression suivante :

$$fit(x_i) = \begin{cases} \frac{1}{f(x_i)+1} & , \quad f(x_i) \geq 0 \\ 1 + |f(x_i)| & , \quad f(x_i) < 0 \end{cases} \quad (3-11)$$

Où (x_i) est la valeur de la fonction objective de la solution associée x_i .

d Phase exploratrice :

Si le nombre de cycles recherche atteignent une certaine limite mais ne trouve pas de meilleure solution autour d'une source de nourriture, alors cette source est abandonnée, et l'abeille exploratrice génère alors sa nouvelle source aléatoirement.

Et la dernière étape est de voir si l'algorithme remplit les cratères d'arrêt, si c'est le cas, retenir la meilleure solution, sinon l'algorithme passe à l'itération suivante.

3.3.4 Organigramme ABC :

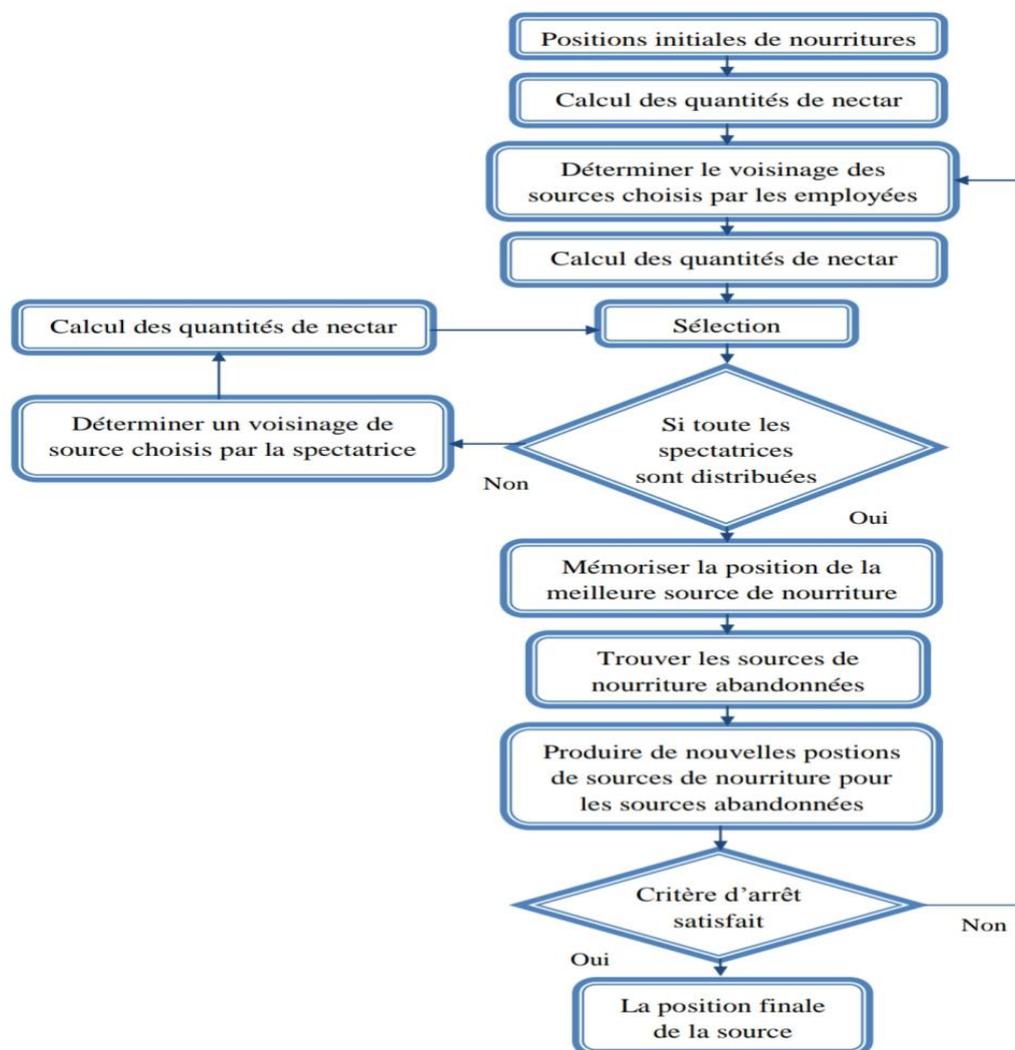


Figure3. 4: Organigramme de méthode ABC [21]

3.4 La méthode d'optimisation des herbes invasive IWO :

Les algorithmes de la mauvaise herbe sont inspirés par le processus de croissance des mauvaises herbes dans la nature. Cette méthode a été présentée par Mehrrabian et Lucas en 2006 (Mehrabian & Lucas, 2006). Naturellement, les mauvaises herbes sont fortement cultivées et cette croissance sévère constitue une menace sérieuse pour les plantes utiles. Une caractéristique importante des mauvaises herbes est leur stabilité

et leur haute adaptabilité dans la nature qui est la base d'optimisation de l'algorithme IWO. [22]

L'algorithme méta-heuristique de la weed est une méthode d'optimisation nouvelle et puissante qui trouve l'optimum global d'une fonction mathématique en imitant la compatibilité et la randomisation des colonies de weed. Cet algorithme peut être utilisé comme conception de base pour des approches d'optimisation efficaces [23]

Les mauvaises herbes avec une meilleure adaptation à l'environnement seront en mesure d'occuper plus d'espace inutilisé dans le champ. Elles grandiront plus vite et produiront davantage de graines. Ces mauvaises herbes nouvellement produites sont à nouveau dispersées sur les champs et se développent comme de nouvelles herbes à fleurs. Cette œillée dure jusqu'à ce que le nombre d'herbes atteigne sa capacité maximale. En raison de la concurrence entre différentes plantes herbacées, seules les herbes ayant une meilleure capacité d'adaptation peuvent survivre et produire de nouvelles herbes, c'est-à-dire qu'elles suivent le principe de Darwin de "survie des plus aptes". En bref, nous pouvons simplement définir le concept derrière la théorie des mauvaises herbes invasives comme:

- Un nombre mesurable de graines sont dispersées sur le champ, connu sous le nom de population initiale.
- Chaque graine répandue se transforme en plante en fleurs et produit de nouvelles graines basées sur leur capacité d'adaptation à l'environnement, connue sous le nom de reproduction
- Les graines produites sont dispersées par un organisme naturel sur le reste du champ et se tournent vers de nouvelles plantes connues sous le nom de répartition spatiale des mauvaises herbes.
- Ce cycle se poursuit jusqu'à ce que le nombre de plantes atteigne un maximum. Une fois que le nombre de plantes atteint son maximum, les plantes ayant la meilleure condition physique et adaptabilité survivent et produisent de nouvelles graines. Le reste des plantes faibles sont éliminés, ce qui est appelé élimination compétitive ou survie du plus adapté.
- Enfin, les herbes à la meilleure condition physique et adaptabilité ne sont présentes que sur le terrain.

Ces processus sont utilisés pour concevoir un algorithme d'optimisation appelé l'algorithme de croissance des herbes invasives (IWO). L'initialisation de la population, la reproduction, la répartition spatiale, l'exclusion concurrentielle et la solution optimale sont les étapes impliquées dans la conception de l'algorithme IWO, Chacune de ces étapes est décrite en détail dans la section suivante.

3.4.1 Initialiser une population:

En termes généraux, la population est définie comme le nombre total de personnes ou de résidents vivant dans un pays. État ou région spécifiée. Si la région est spécifiée comme étant l'ensemble du champ agricole, les mauvaises herbes initiales qui émergent au hasard sur le champ sont la population initiale. Donc, pour reproduire ceci dans l'IWO, nous pouvons définir la population comme le nombre initial de graines dispersées sur le champ. Mathématiquement, nous pouvons définir la population comme le groupe de solutions initiales qui sont étendues sur l'espace de problème D dimensionnel avec des positions aléatoires ou aveugles.

Considérons un ensemble de population comme une matrice X. avec des éléments appelés plantes ou agents. Chaque plante représente une solution possible dans une population définie. Max plant. Pour un problème D-dimensionnel et une population de la taille N. la matrice 'X' représentant la population est donnée comme.

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1D} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2D} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{N1} & x_{N2} & \dots & x_{ND} \end{bmatrix}$$

La population i^{th} est composée de variables D car la dimension du problème est D Par conséquent, les coordonnées des éléments x_{i1} sont limitées entre les limites, U1 et L1. donc. ($L1 < x_{i1} < U1$)

3.4.2 Reproduction :

Les mauvaises herbes présentes dans le dossier ont des forces différentes, Les certaines plantes sont très adaptables et peuvent produire un grand nombre de descendants tandis que certaines des plantes meurent rapidement. Ainsi, l'aptitude de la plante détermine le nombre de descendants qu'elle produira. Pour reproduire le même processus dans l'algorithme IWO, on calcule la taille de la population initiale. La plante dans la population est alors autorisée à produire des graines en fonction de sa propre condition physique et de l'adaptabilité ainsi que de la valeur physique la plus faible et la plus élevée des plantes de la colonie. Le nombre de graines produites par chaque plante augmentera linéairement (Fig. 3.5) de la graine minimale possible s_{min} à son niveau maximal s_{max} . L'aptitude de n'importe quelle plante « p » peut être représentée comme f_p . L'Eq. (3-12) peut être utilisé pour calculer le nombre de graines produites par une plante en fonction de son aptitude Distribution spatiale des graines:

$$s_p = s_{min} + (f_p - f_w)((f_b - f_w)/(s_{max} - s_{min})) \quad (3-12)$$

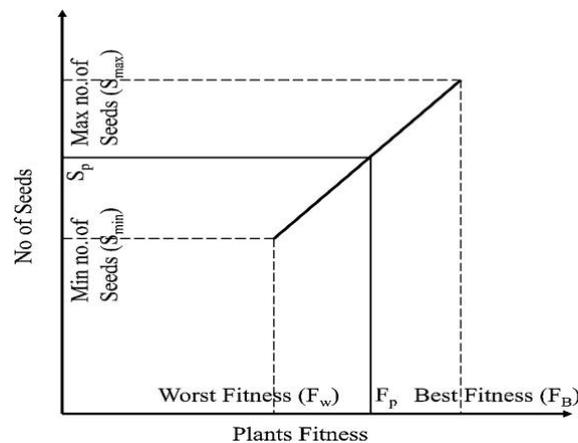


Figure3. 5:graphe de reproduction

3.4.3 Répartition spatiale des graines :

Le nombre de graines qui sont générées selon les valeurs de conditionnement doit être dispersé autour de l'herbe mère. La dispersion se fait principalement par le vent.

Initialement, quand il y a assez d'espace dans le dossier pour que les mauvaises herbes poussent, la dispersion des graines sera sur un rayon plus grand. Mais, comme l'espace vide dans le champ est occupé par les nouvelles mauvaises herbes, la dispersion doit se réduire à une zone minimale proche de la mauvaise herbe mère. Ce processus est reproduit dans l'algorithme IWO comme suit. Les graines générées sont distribuées au hasard sur l'espace de recherche. La distribution aléatoire est suivie d'une distribution normale avec une moyenne zéro mais une variance variable. Cela garantit que les graines seront distribuées de manière aléatoire de sorte qu'elles se trouvent près de la plante mère. Toutefois, l'écart standard est généralement réduit une fois que vous atteignez la solution optimale. En tant que telle, la déviation standard varie d'une valeur initiale à une valeur finale de mal à chaque étape (generation). L'équation suivante (3-8)

$$\sigma_{iter} = \frac{(iter_{max} - iter)^n}{iter_{max}^n} (\sigma_{initial} - \sigma_{final}) + \sigma_{final} \quad (3-8)$$

Peut être utilisée pour modifier l'écart standard dans chaque itération. Là où, $iter_{max}$ est le nombre maximal d'itérations, $iter$ est la déviation standard à l'étape actuelle et n est l'indice de modulation non linéaire. La variation de la déviation standard avec chaque itération de maximum de 0,5 à minimum de 0,001 avec et la valeur 'n' de 2 est donnée à la Figure 3.6

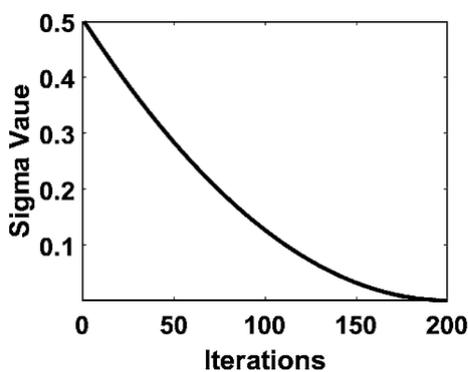


Figure3. 6: graphe de répartition spécial des graines

3.4.4 Élimination concurrentielle :

Par la reproduction et la dispersion spatiale des graines sur un certain nombre de générations, les plantes occuperont tout le champ. La croissance des mauvaises herbes et des graines combinées doit être limitée par un principe de sorte que le nombre maximal de plantes et d'herbes dans chaque génération soit réduit à une valeur spécifiée. Basé sur le nombre minimum de graines (à zéro), si une plante ne laisse pas de descendance, elle disparaîtrait. En outre, les plantes produisant un nombre moindre de descendants seraient également supérieures par le nombre de graines produites par les mauvaises herbes. Ces deux processus peuvent être incorporés dans l'IWO en combinant l'ensemble de la population d'herbes et de graines et en excluant ensuite la population qui n'est pas la plus adaptée en fonction du nombre maximal de population admissible P_{max} . Ceci assure que dans chaque génération seulement un maximum de la population de P_{max} existe tout au long de l'algorithme

3.4.5 organigramme IWO :

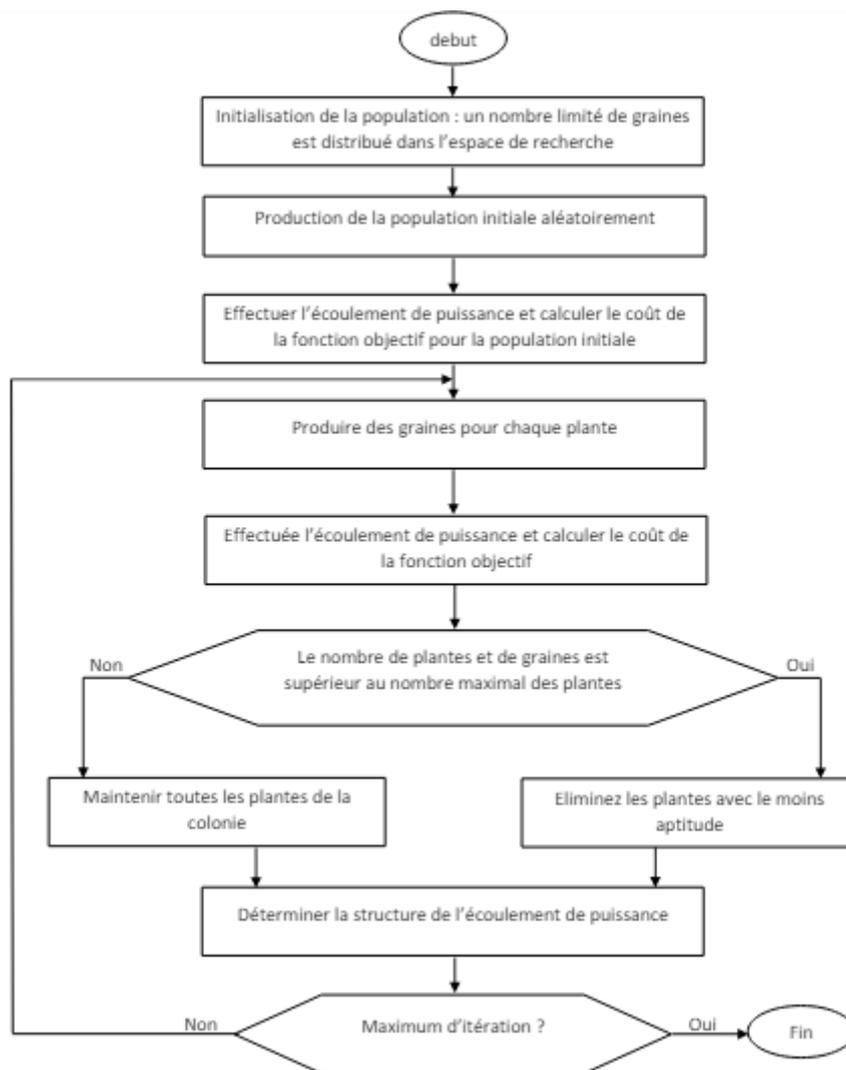


Figure3. 7:organigramme de méthode de IWO

3.5 les algorithmes génétiques GA :

Les algorithmes génétiques (AG), ont été initialement développés par John Holland (1975) dans deux buts principaux est de mettre évidence et expliquer rigoureusement les processus d'adaptation des systèmes et concevoir des systèmes artificiels qui émit les systèmes naturelle. [24]

Les (AG), sont basés sur trois éléments principaux la sélection, le croisement et la mutation. Dans la littérature il s'agit d'opérateurs de reproduction. Leur principe est simple, comporte trois phases :!l'initialisation aléatoire des individus pour crée la

population de la première génération qui est nommée par la genèse. la reproduction c'est l'évolution des individus de la génération courante vers la suivante par la sélection des individus reproducteurs après le croisement génétique de ces individus pour créer des nouveaux individus ensuite la mutation des certains individus pour avoir création génétique ne s'affaiblit pas à la fin l'évaluation des individus par le calcul de leur fonction d'adaptation Recherche de meilleur l'individu adapté selon les critères. La solution sera représentée par le meilleur individu de la dernière génération. [25]

3.5.1 codage et initialisation de population :

Le premier algorithme élaboré est à codage réel, les individus sont sous la forme de vecteurs à variables réelles. La longueur de chaque vecteur est égale au nombre des composants du système. Dans ce sens, chaque variable du vecteur correspond à une fréquence de maintenance pour un composant donné du système.

Dans le deuxième algorithme, la solution candidate est binaire, donc est formée d'une suite de 0 et de 1. En génétique, nous appelons "génotype" la suite particulière de 0 et de 1 de l'individu. Le génotype dans cet AG doit encoder le calendrier des actions de maintenance planifiée pour l'ensemble des composants du système. Suivant le paradigme canonique de l'AG, nous fixons la longueur du génotype. Chaque gène (sous-chaîne du génotype) contient N bits, où $N * \tau$ correspond à la durée de fonctionnement totale du système avant son remplacement. Le décodage du gène est tel qu'un bit égal à 1 signifie qu'une action de maintenance est prévue à cette date.

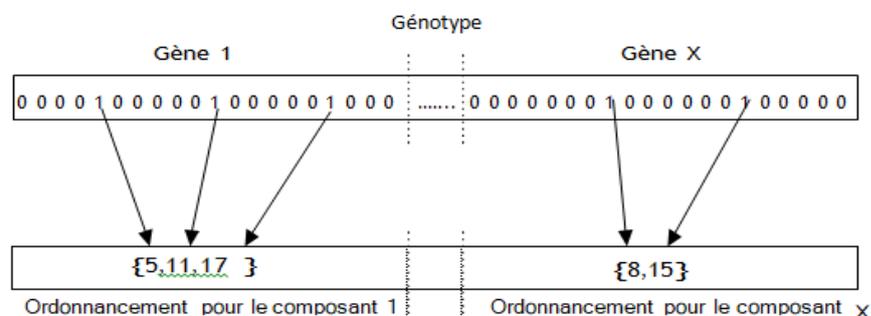


Figure3. 8: Schéma de codage génétique

3.5.2 mesure de qualité d'un individu :

L'évaluation de la qualité de chaque individu (solution potentielle) est réalisée à chaque fois par le calcul du coût total du fonctionnement du système avec les nouveaux paramètres de l'individu. Dans ce travail, l'utilité moyenne (fitness) de l'état du système exposé en section 2 représente à la fois le critère à optimiser et la fonction d'évaluation des individus Dans.

3.5.3 La sélection :

Cette étape et à chaque itération de l'algorithme, des individus sont sélectionnés pour se reproduire, survivre ou disparaître. Généralement, la capacité d'un individu à être sélectionné dépend de sa performance. Cependant, nos premiers essais ont montré que l'emploi d'une stratégie de sélection le favoris de l'élite, ou bien d'une sélection par roulette, où la probabilité qu'un individu soit sélectionné pour la reproduction est directement proportionnelle à sa qualité, débouchait sur une convergence prématurée de l'algorithme. Nous optons alors pour une méthode offrant une meilleure exploration de l'espace de recherche: une sélection par tournoi.

Cette stratégie permet de favoriser les individus les mieux adaptés, tout en laissant aux individus les plus faibles l'opportunité de participer au processus d'évolution.

Soit un population comportant λ individus. A la suite de l'étape de sélection, les individus sélectionnés ont une probabilité P_{cross} de se reproduire.

Une fois la phase de croisement terminée, l'opérateur de mutation est appliqué aux γ individus issus de la phase de croisement. A chaque itération, la population P_{opt+1} est composée des $\lambda - \gamma$ meilleurs individus de P_{opt} et des γ individus venant d'être générés. La stratégie de favoris de l'élite, à ce niveau, garantit la convergence de l'algorithme. Il est cependant préférable de ne conserver qu'un nombre réduit d'individus d'une génération à l'autre, afin d'éviter une convergence trop rapide.

3.5.4 croisement :

Dans les AGs, le croisement est considéré comme le principal opérateur pour produire de nouveaux individus. Un opérateur de croisement peut utiliser deux individus (parents) pour former un ou deux nouveaux individus (descendants), en leur transférant certains paramètres des individus parents. Le croisement favorise la diversification de la texture de la population, afin de mieux explorer l'espace de recherche, tout en manipulant la structure des individus. De ce fait, les méthodes de croisement diffèrent selon le type de la structure de données des individus à combiner.

3.5.5 mutation :

L'opérateur de mutation modifie aléatoirement un individu pour en former un autre qui le remplacera. La proportion des individus mutés dans la population est égale au taux de mutation. Un individu a une probabilité P_{mut} d'être muté.

Une des techniques de mutation les plus utilisées en représentation réelle et appliquée dans notre travail est la mutation gaussienne. Elle consiste à ajouter à un individu x une variable gaussienne $N(0, \eta)$ de moyenne nulle et d'écart-type η .

Pour la mutation, dans le cas de l'algorithme à représentation binaire, nous procédons à l'inversion d'un seul bit du gène. Ce bit est choisi aléatoirement pour chaque gène du génotype, avec une probabilité égale à $P_{mut} * 2$.

3.5.6 organigramme GA :

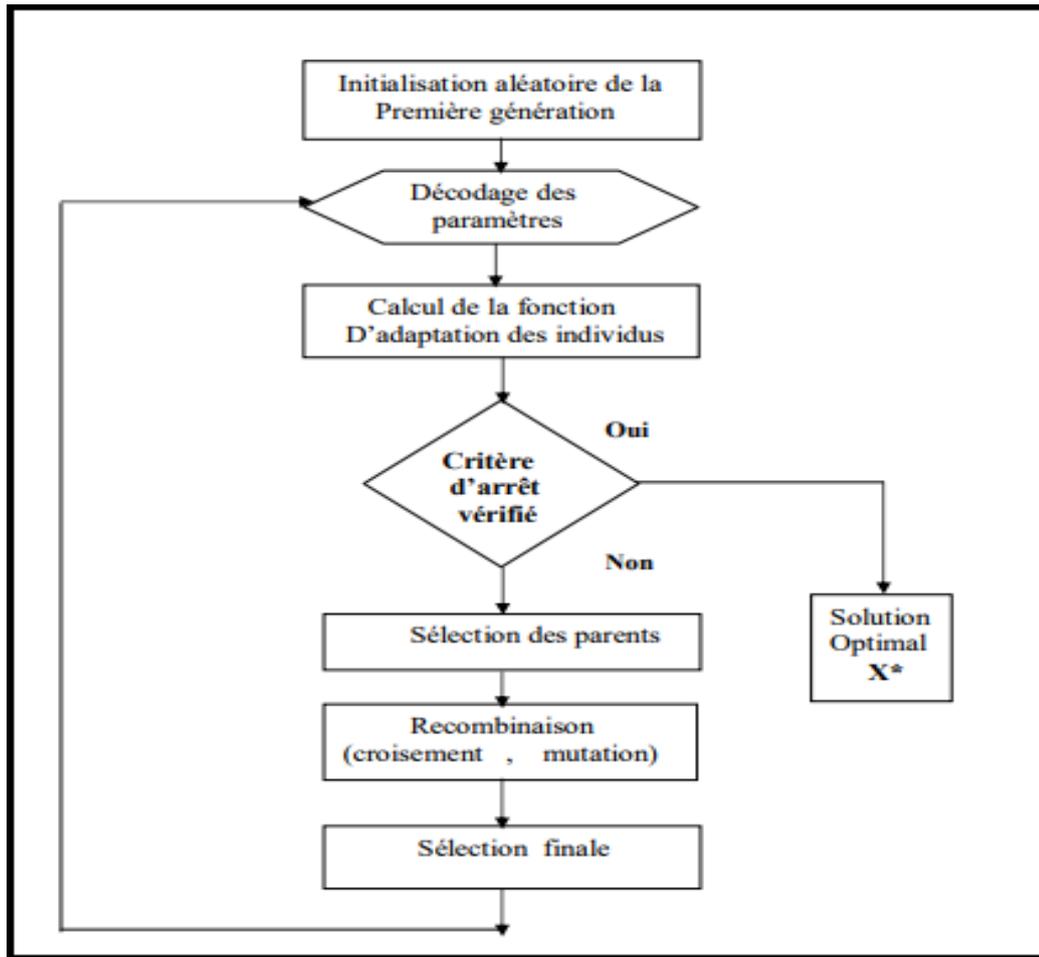


Figure3. 9: Organigramme du méthode GA

3.6 conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les quatre méthodes d'optimisation choisies pour résoudre le problème d'écoulement de puissance (OPF) et nous avons discuté sur leurs modes de fonctionnement et leurs principes et présenter leurs organigrammes.

Ces quatre méthodes d'optimisations sont : Optimisation par Essaim (PSO), Algorithme Génétique (AG), Optimisation par Colonie d'Abeille Artificielle (ABC) et Optimisation par Herbes Invasive.

Chapitre 4 Résultats et discussion

4.1 Introduction :

Avec les nouvelles technologies ils ont réussi à créer des générateurs avec les énergies renouvelables pour remplacer les générateurs thermiques alimentés par des combustibles fossiles donc il est essentiel d'étudier l'OPF d'association des deux énergies dans le réseau.

Le but de ce chapitre est de mettre en évidence les résultats de l'emplacement stratégique des centrales d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, afin de résoudre le problème de l'écoulement optimal de la puissance dans un réseau électrique. Afin d'atteindre cet objectif, nous avons mis en place des algorithmes dans le logiciel MATPOWER.

Pour deux types de réseaux électriques, 30-nœuds et le réseau 57- nœuds.

Nous choisissons de formuler notre problème dans l'outil d'optimisation. MATPOWER/MATLAB (7.1). Les méthodes proposées sont appliquées aux réseaux test 30- nœuds et 57- nœuds.

Nous comparons les résultats fournis par MATPOWER/MATLAB.

4.2 Présentation de logiciel MATPOWER

MATPOWER est un ensemble d'outils MATLAB qui permet de résoudre les problèmes d'optimisation dans les réseaux de courant. Son objectif est de servir de modèle pour les chercheurs et les éducateurs, avec une facilité d'utilisation et de modification.

MATPOWER a été développé dans le but de garantir les performances les plus optimales tout en maintenant un code facile à comprendre et à modifier. MATPOWER propose divers solveurs pour résoudre le problème d'écoulement de puissance (PF) accessible grâce à la fonction « runpf » et le problème d'écoulement de puissance optimal de la puissance (OPF), accessible grâce à la fonction « runopf ». [26]

Les éléments contrôlés par le MATPOWER :

Le vecteur d'options MATPOWER contrôle les éléments suivants :

- Algorithme de d'écoulement de puissance.
- Critère de terminaison du flux de puissance
- Options de flux de puissance (par exemple, application des limites de production de puissance réactive), Algorithme OPF. Algorithmes par défaut OPF pour différents modèles de coûts.
- Paramètres de conversion des coûts OPF, Critère de résiliation OPF.
- Options OPF (par exemple, puissance active, apparente, courant pour les limites deligne).
- Impression de résultats.¹

4.3 Résultats et interprétations :

Afin de résoudre les problèmes des OPF stochastiques intégrant des générateurs de vent éolienne et de réduire les coûts de production, nous avons réalisé une analyse sur les réseaux de 30 et 57 nœuds en utilisant des méthodes métaheuristiques telles que GA, PSO, ABC et IWO. Les algorithmes suggérés ont été mis en œuvre en utilisant MATLAB MatPower.

Nous avons opté pour une population de 200 personnes pour toutes les simulations. Par ailleurs, le nombre maximal d'itérations a été établi à 350 pour garantir une comparaison entre les quatre.

4.3.1 Résultats et interprétations pour réseau test (30 bus) :

Le réseau 30 nœuds comporte de 41 branches, 30 jeux de barres et 6 générateurs.

Les caractéristiques du réseau 30 nœuds sont données de la figure (4-1)

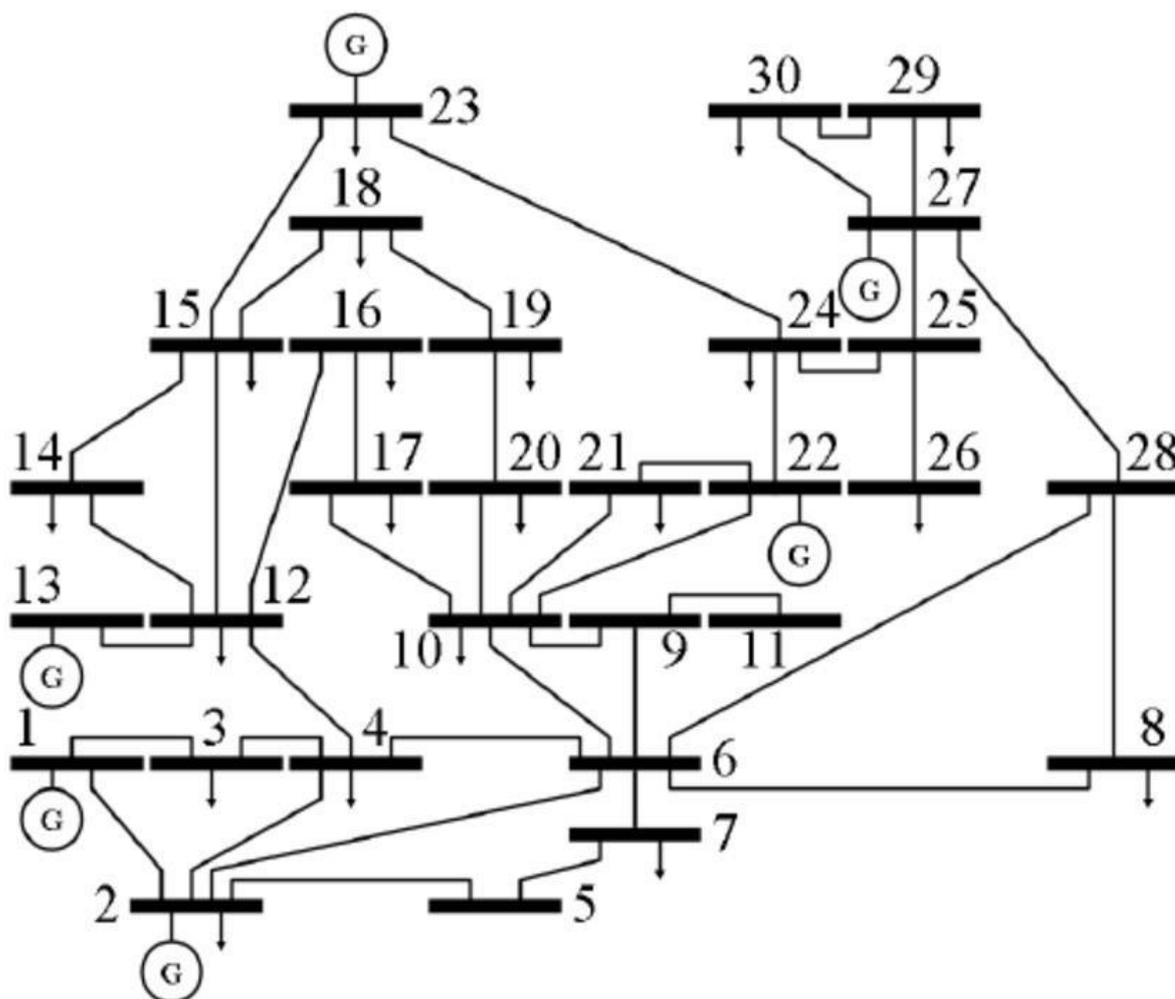


Figure4. 1: Schéma unifilaire de réseau de 30 jeux de barres.

a 1^{er} cas : simulation de réseau 30 nœuds sans intégration de générateur éolienne :

Nous avons utilisant les quatre méthodes Métaheuristiques dans ce réseau qui contienne 6 générateurs thermiques le tableau (4-1) montre les résultats de l'écoulement de puissance optimal.

	Min	Max	GA	PSO	ABC	IWO
Pgt1(MW)	0	80	36,8992	38,0268	36,9889	44,1755
Pgt2(MW)	0	80	47,1799	48,2757	47,1751	54,5427
Pgt3(MW)	0	50	24,8630	24,9298	24,8186	21,4982
Pgt4(MW)	0	55	39,1273	37,9635	39,1130	40,3417
Pgt5(MW)	0	30	21,5678	20,4377	21,4835	15,7388
Pgt6(MW)	0	40	21,8082	22,3110	21,8682	15,4763
Qgt1(MVar)	-20	150	0.1257	-0,1194	-0,2791	1,1931
Qgt2(MVar)	-20	60	5,6963	-16,2889	4,5667	3,5774
Qgt3(MVar)	-15	62.5	23,5582	28,9200	24.6938	25,6128
Qgt4(MVar)	-15	48.7	13,5670	32,5191	12,1294	12,6375
Qgt5(MVar)	-10	40	4,1445	-2,5604	5,5536	5,0911
Qgt6(MVar)	-15	44.7	25,6320	39,9543	26,0612	25,8760
V1(PU)	0.95	1.05	1,0455	0,9736	1,0453	1,0472
V2(PU)	0.95	1.1	1,0417	0,9668	1,0414	1,0422
V13(PU)	0.95	1.1	1,0399	0,9998	1,0432	1,0420
V22(PU)	0.95	1.1	1,0640	1,0596	1,0621	1,0637
V23(PU)	0.95	1.1	1,0509	1,0029	1,0556	1,0490
V27(PU)	0.95	1.1	1,0781	1,0591	1,0815	1,0794
Cout gt(\$/h)			579,6260	580,5492	579,5607	575,7851
E(t/h)			3,3019	3,3760	3,3041	3,8461

Cout E(\$/h)			66,0390	67,5200	66,0829	76,9222
Cout T(\$/h)			645,6650	648,0692	645,6437	652,7073
P perte(MW)			2,2455	2,7446	2,2413	2,5374
Vd(PU)			0,7626	0,5358	0,7992	0,7744

Tableau4. 1:Solution de l'OPF pour le réseau 30 nœuds sans intégration de générateur éolienne

b Interprétations :

Pour le réseau 30 nœuds sans intégration de générateurs éoliennes, on trouve que: Les valeurs des puissances actives et les puissances réactives et les tensions des charges sont limitées entre leurs minimums et maximums.

Les couts des générateurs thermiques elle début de 575.78 \$/h pour IWO ensuite 579.56\$/h pour ABC après 579.62\$/h pour GA le plus chère 580.54 \$/h pour PSO.

L'émission est élevés qu'entraîne l'augmentation de cout d'émissions qui sont entre 66.03\$/h à 76.92\$/h.

Les pertes des puissances elle est en moyenne de 2.5 MW et Vd généralement de 0.7 P.U.

Le meilleur cout entre les 4 méthodes est ABC de 645,64\$/h après GA de 645,66\$/h ensuite PSO de 648,06\$/h en fin IWO de 652,70\$/h.

Les figures ci-dessous représentent le meilleur coût pour les différentes méthodes Métaheuristiques :

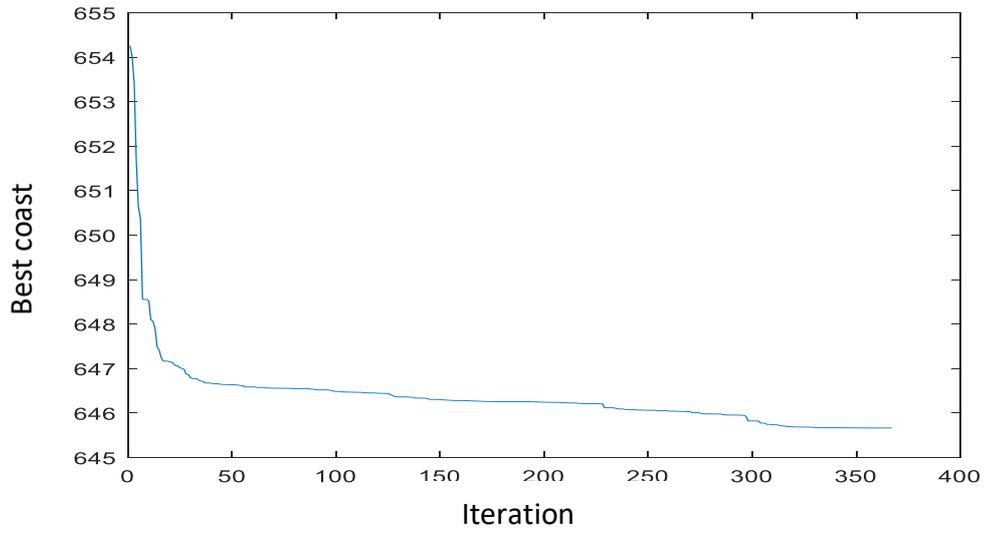


Figure4. 2:Meilleur cout pour GA

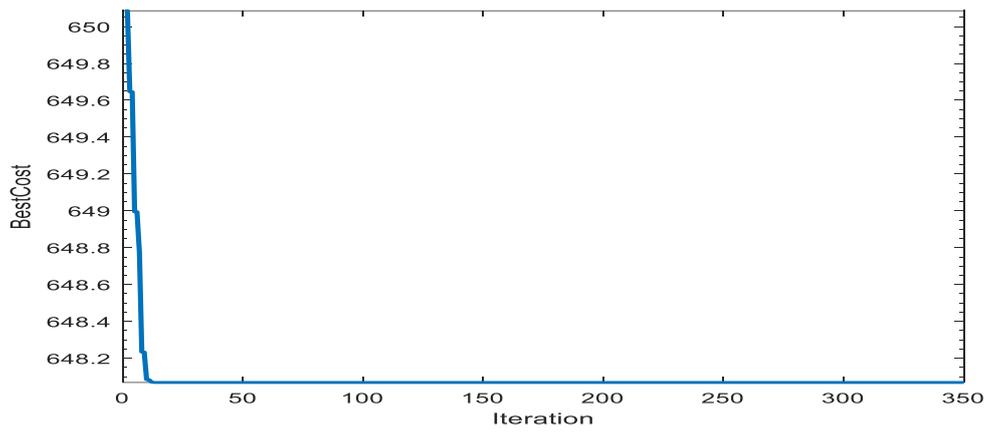


Figure4. 3: Meilleur cout pour PSO

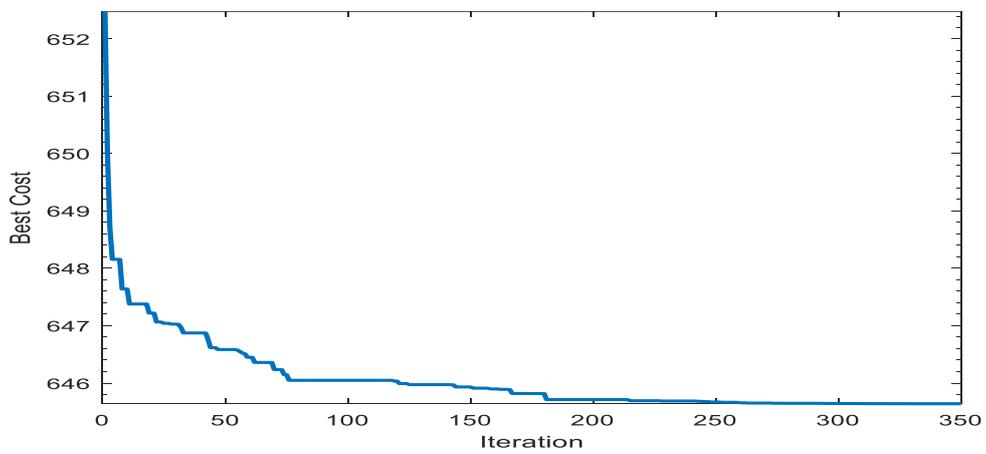


Figure4. 4: Meilleur cout pour ABC

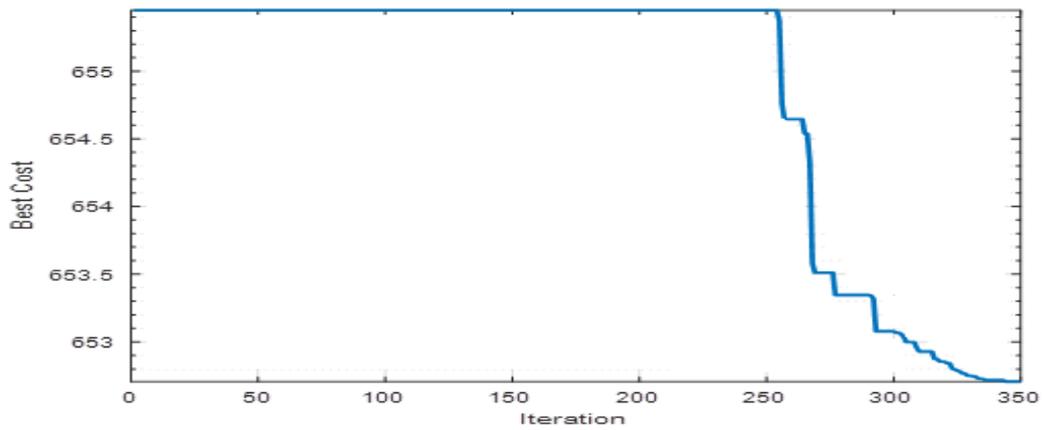


Figure4. 5: Meilleur cout pour IWO

Les figures ci-dessous représentent une comparaison entre les puissances active, les puissances réactives, les différents couts et les tensions des nœuds de charges pour chaque algorithme :

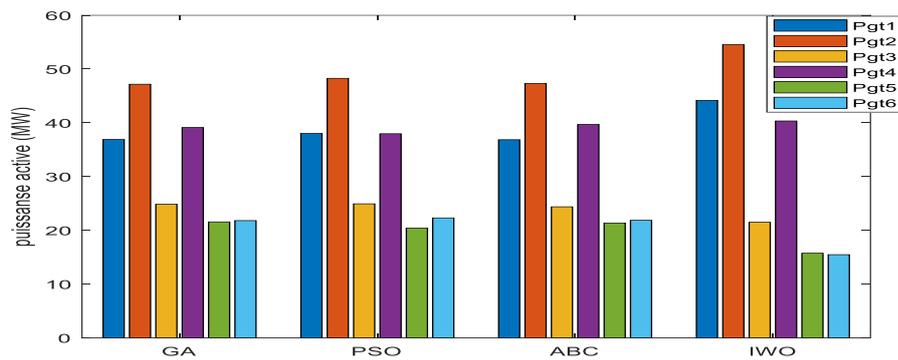


Figure4. 6: Comparaison entre les puissances actives

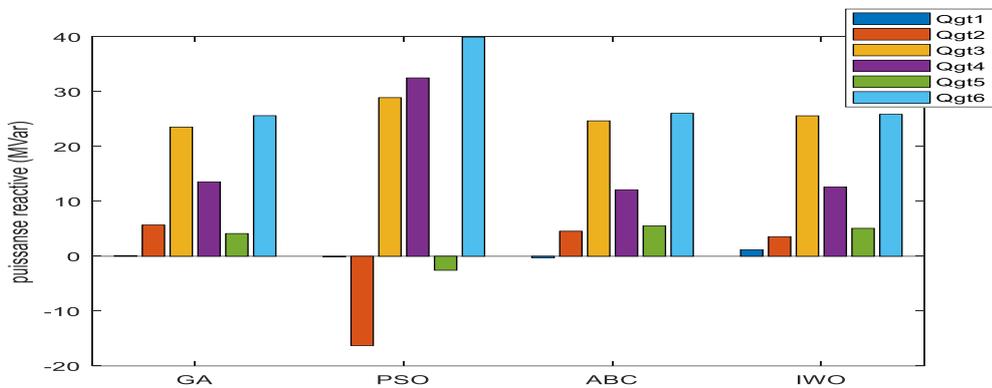


Figure4. 7: Comparaison entre les puissances réactive

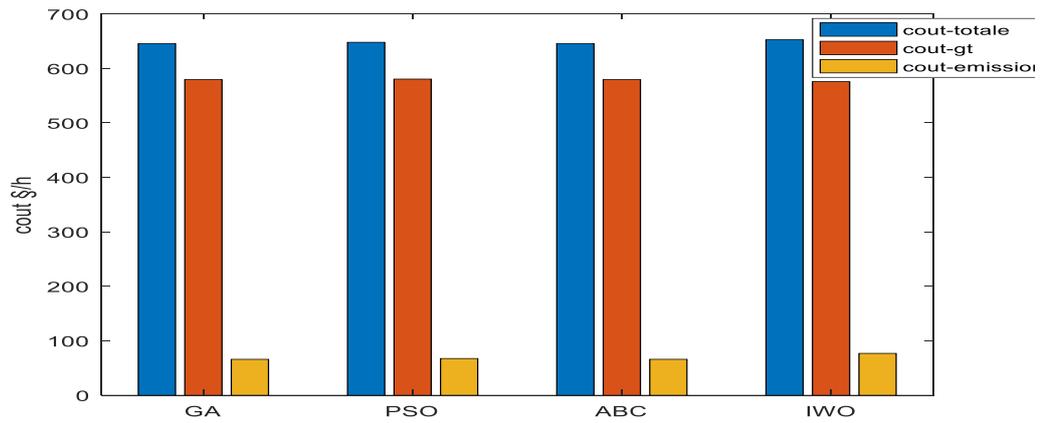


Figure4. 8: Comparaison entre les différents couts

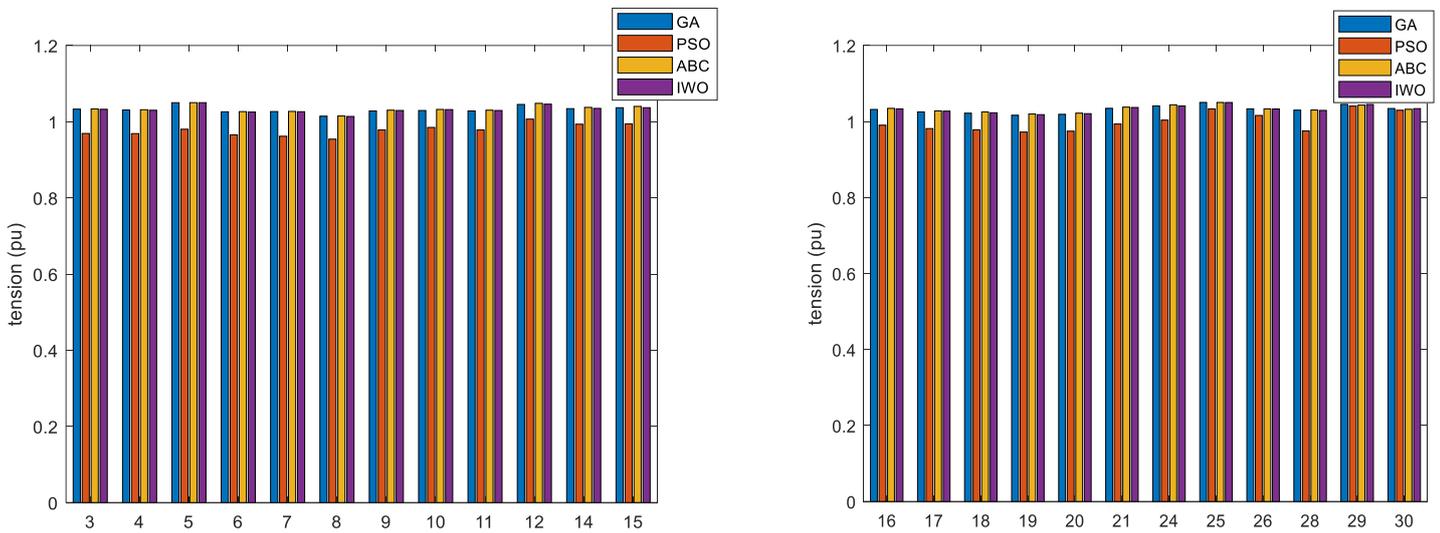


Figure4. 9: tensions des nœuds de charge

Toutes les valeurs de puissance active P_{tg} et réactives Q_{gt} sont situées entre leurs limites respectives.

Nous remarquons que le cout des générateurs thermique $cout_{gt}$ prend la majorité de cout totale.

c 2^{ème} cas : simulation de réseau 30 nœuds avec intégration de deux générateurs éoliennes

Nous avons utilisé les quatre méthodes Métaheuristiques dans ce réseau qui contient quatre générateurs thermiques et deux générateurs éoliennes au nœud 2 et 22. Le tableau (4-2) montre les résultats de l'écoulement de puissance optimal.

	Min	Max	GA	PSO	ABC	IWO
Pgt1(MW)	0	80	31,0785	30,8044	31,0772	45,8178
Pgw1(MW)	0	75	57,9986	57,6399	58,0220	53,8059
Pgt2(MW)	0	50	22,0879	22,3502	22,1502	22,2971
Pgw2(MW)	0	75	47,7061	47,1050	47,5862	39,5746
Pgt3(MW)	0	30	16,3820	16,4795	16,4595	14,8599
Pgt4(MW)	0	40	16,4707	17,6114	16,4243	15,4228
Qgt1(MW)	-20	150	0,3255	-2,0601	0,4514	-14,1259
Qgw1(MVAR)	-20	60	6,0021	6,6615	5,3067	1,3747
Qgt2(MVAR)	-15	62.5	24,2950	25,4342	24,6868	32,6498
Qgw2(MVAR)	-15	48.7	12,9279	13,0009	13,3746	20,4769
Qgt3(MVAR)	-10	40	4,6660	5,4835	5,4331	5,2605
Qgt4(MVAR)	-15	44.7	25,6836	25,5038	25,6183	35,6092
V1(PU)	0.95	1.05	1,0451	0,9767	1,0451	1,0457
V2(PU)	0.95	1.1	1,0423	0,9789	1,0422	1,0421
V13(PU)	0.95	1.1	1,0387	1,0103	1,0400	1,0419

V22(PU)	0.95	1.1	1,0655	1,0426	1,0648	1,0641
V23(PU)	0.95	1.1	1,0465	1,0183	1,0487	1,0486
V27(PU)	0.95	1.1	1,0767	1,0601	1,0777	1,0783
cout gt(\$/h)			246.1032	250.9736	246.4530	289.3062
E(t/h)			1,6144	1,7398	1,6294	2,2996
Cout E(\$/h)			21.3854	21.6888	21.4165	35.2631
Cout gw(\$/h)			340.3115	336.4637	339.9269	292.7073
Cout T(\$/h)			607.8001	609.1262	607.7964	617.2766
P perte(MW)			2,5236	2,7903	2,5193	2,5782
Vd(PU)			0,7468	0,3597	0,7602	0.7688

Tableau4. 2: solution de l'OPF pour le réseau 30 nœuds avec intégration deux générateurs éoliens

d Interprétations :

Pour le réseau 30 nœuds avec intégration de deux générateurs éoliennes, on trouve que:

Les valeurs des puissances actives et les puissances réactives et les tensions des charges sont dans leurs limites.

Les couts des générateurs thermiques commencent de 246.10 \$/h pour GA ensuite 246.45 pour ABC après 250.97 pour PSO et le plus chère 289.30 \$/h.

Les couts des générateurs éoliennes varient de 292.70\$/h jusqu'à 340.31\$/h.

Les valeurs d'émissions sont faibles et leurs couts sont entre 21.38\$/h à 35.26\$/h.

Les pertes des puissances elle est en moyenne de 2.5 MW et Vd généralement de 0.7 P.U

le meilleur cout entre les 4 méthodes est ABC de 607.79\$/h après GA de 607.80\$/h en suit PSO de 602.12\$/h en fin IWO de 617.26\$/h.

Les figures ci-dessous représentent le meilleur coût pour les différentes méthodes Métaheuristiques :

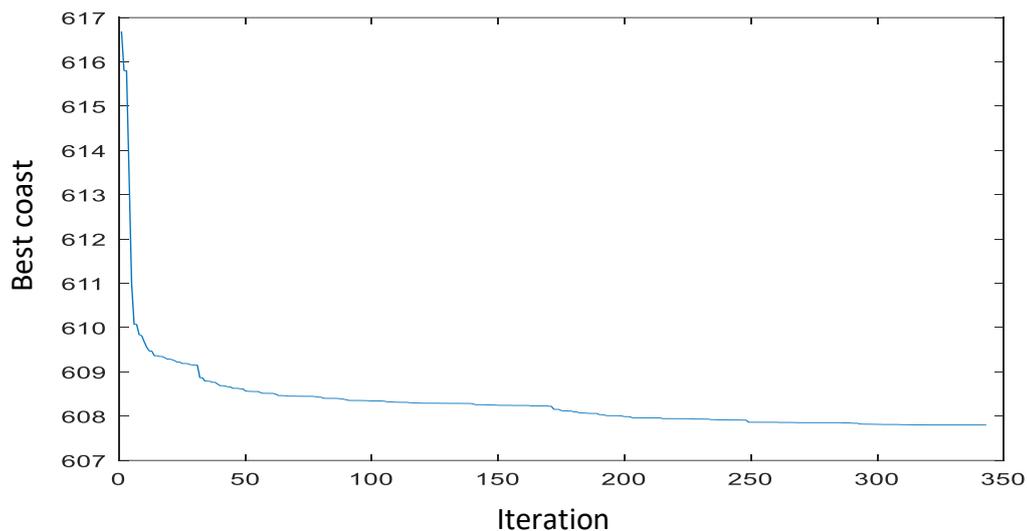


Figure4. 10: Meilleur cout pour GA

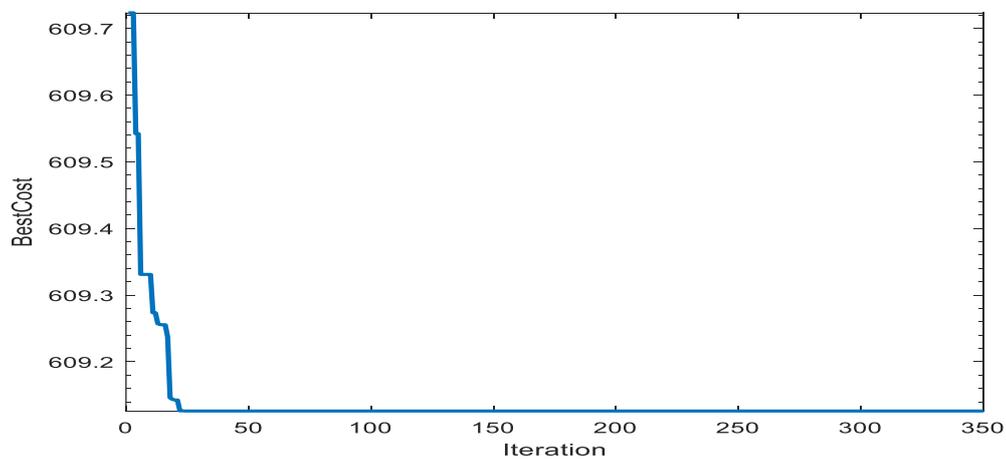


Figure4. 11: Meilleur cout pour PSO

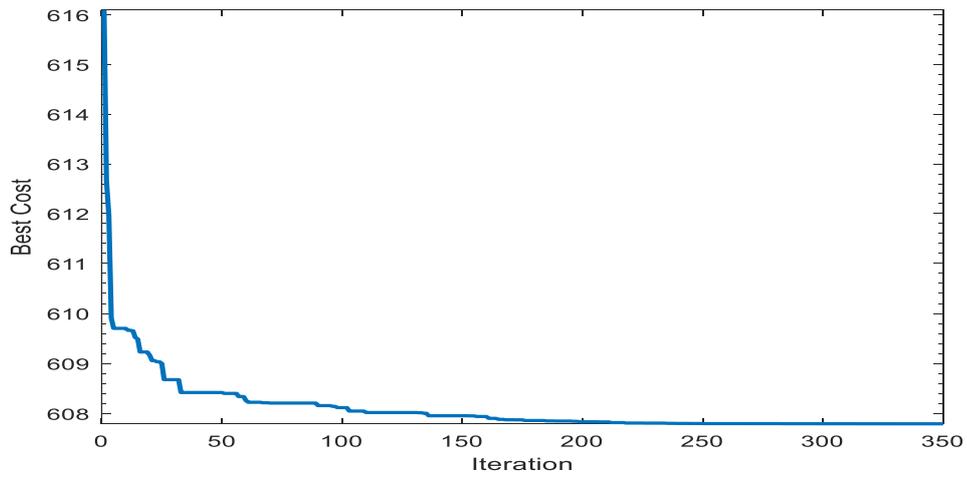


Figure4. 12: Meilleur cout pour ABC

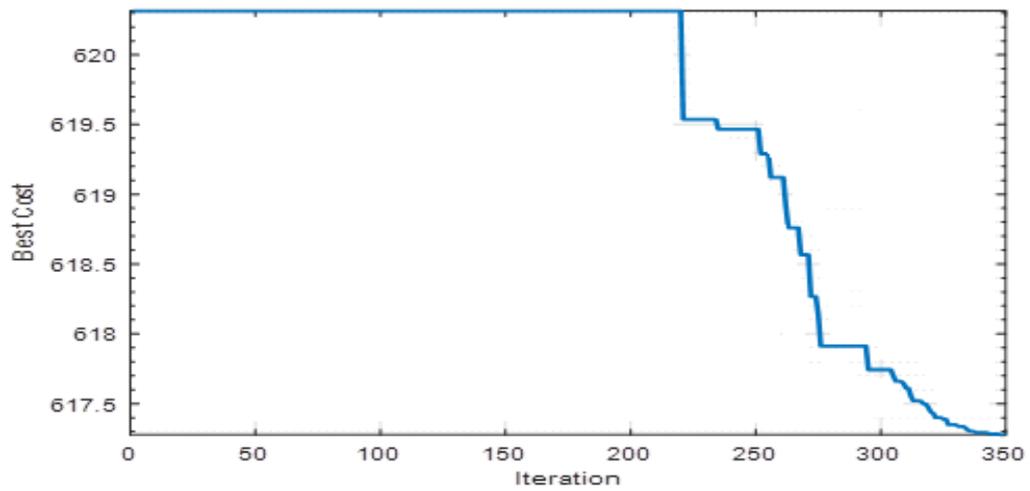


Figure4. 13: Meilleur cout pour IWO

Les figures ci-dessous représentent une Comparaison entre les puissances active, les puissances réactive et les différents couts et les tensions des charges de pour chaque algorithme :

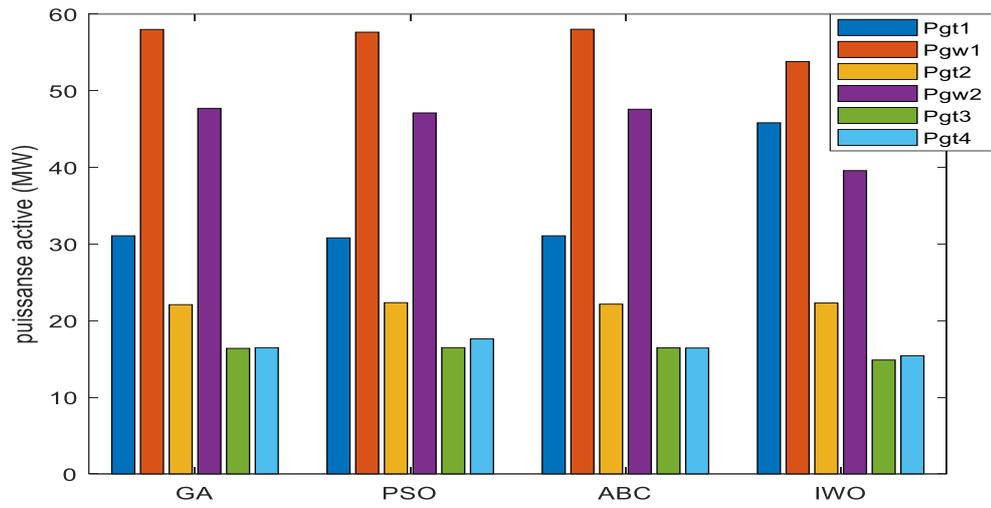


Figure4. 14: Comparaison entre les puissances active

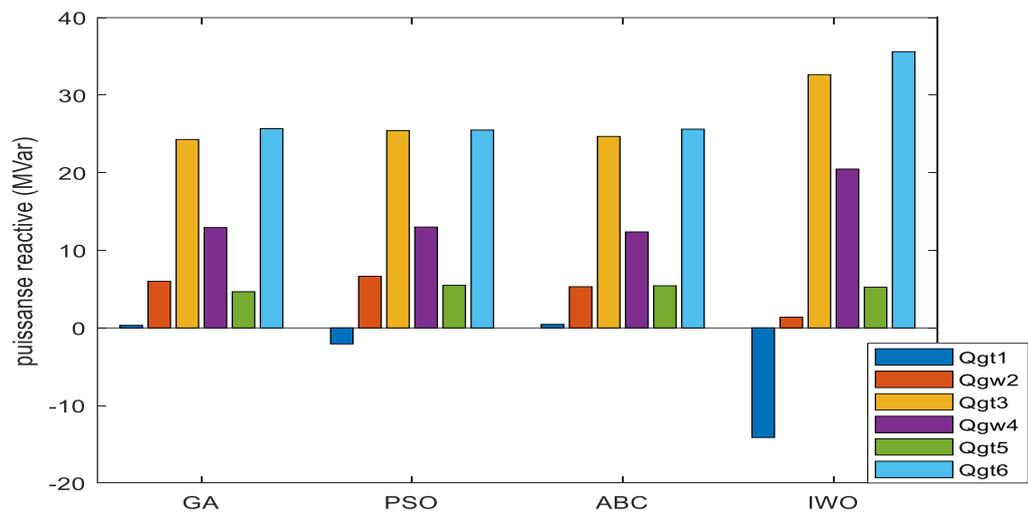


Figure4. 15: Comparaison entre les puissances réactives

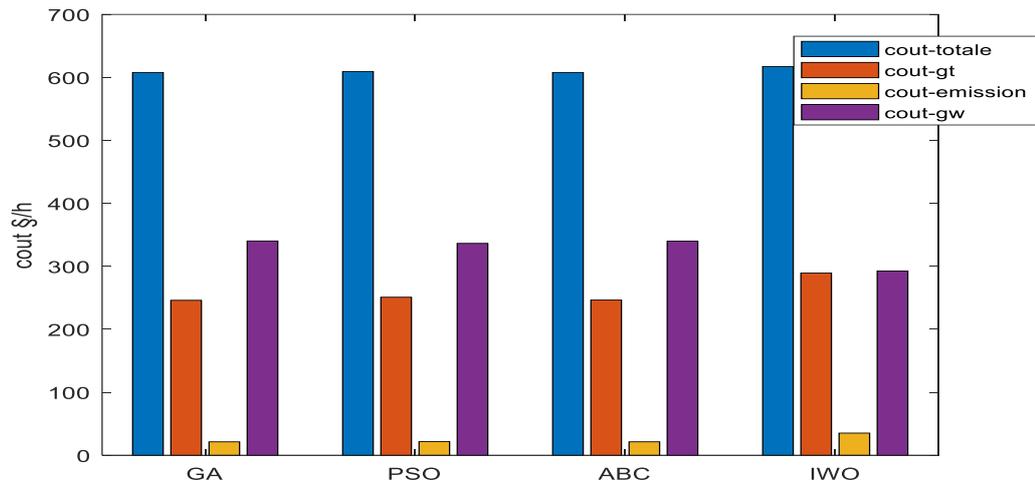


Figure4. 16: Comparaison entre les différents couts

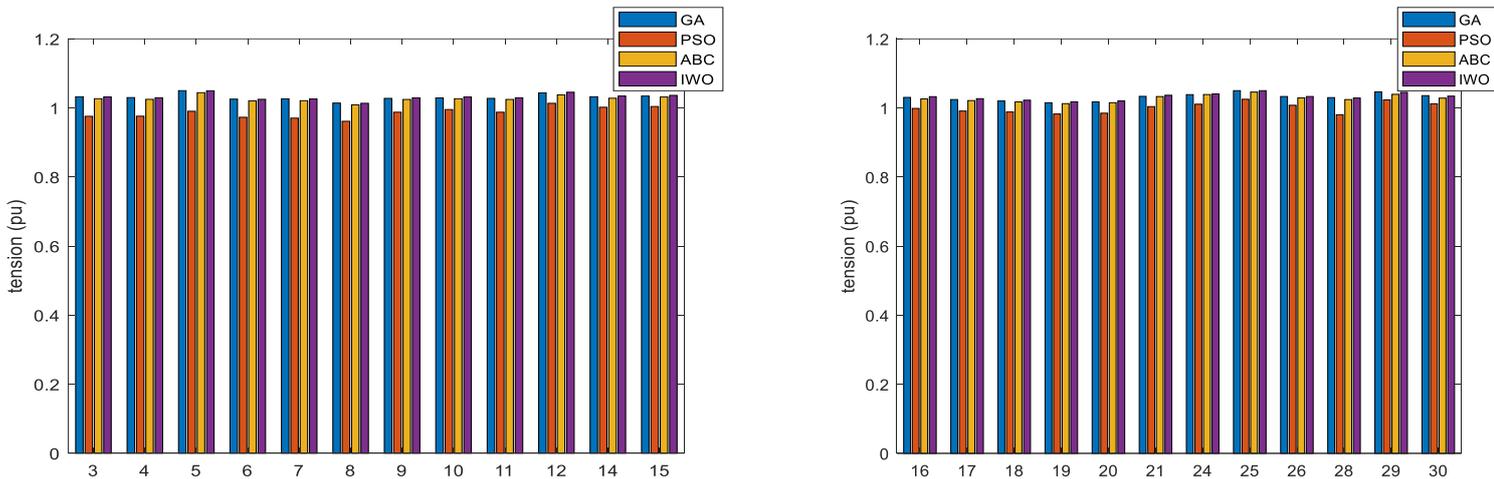


Figure4. 17: tensions des nœuds de charge

Toutes les valeurs de puissance active P_{tg} et réactives Q_{gt} sont situées entre leurs limites respectives.

Nous remarquons que le coût des générateurs thermiques $cout_{gt}$ prend la majorité du coût total.

e Comparaison entre les deux cas :

Après avoir les résultats on compare les deux cas sans et avec générateurs éoliennes :

Le coût des générateurs thermiques diminue lorsqu'on intègre les générateurs éoliens dans le réseau d'environ 57.5%.

L'intégration des générateurs éoliens elle diminue l'émission de carbone d'environ 68% qui réduit aussi le cout.

Les pertes de puissance et l'écart de tension VD sont quasiment identiques.

Le coût total diminue avec l'intégration les générateurs éoliennes de presque 40\$/h donc avec les méthodes elle réduit le cout de 5.5%.

Avec l'intégration des générateurs éoliens le coût total diminue de 5.86 % avec ABC, 5.85 % avec GA, 6% avec PSO et de 5.42% avec IWO.

Pour tous les cas simulés de réseau 30 nœuds, le meilleur coût pour l'OPF est obtenu avec la méthode ABC de, suivie par le GA, puis soit le PSO et enfin l'IWO qui donne le coût le plus élevé.

4.3.2 Résultats et interprétations pour réseau test (57 bus) :

Le réseau 57 nœuds comporte de 80 branches, 57 jeux de barres et 7 générateurs.

Les caractéristiques du réseau 57 nœuds sont données de la figure ci-dessus :

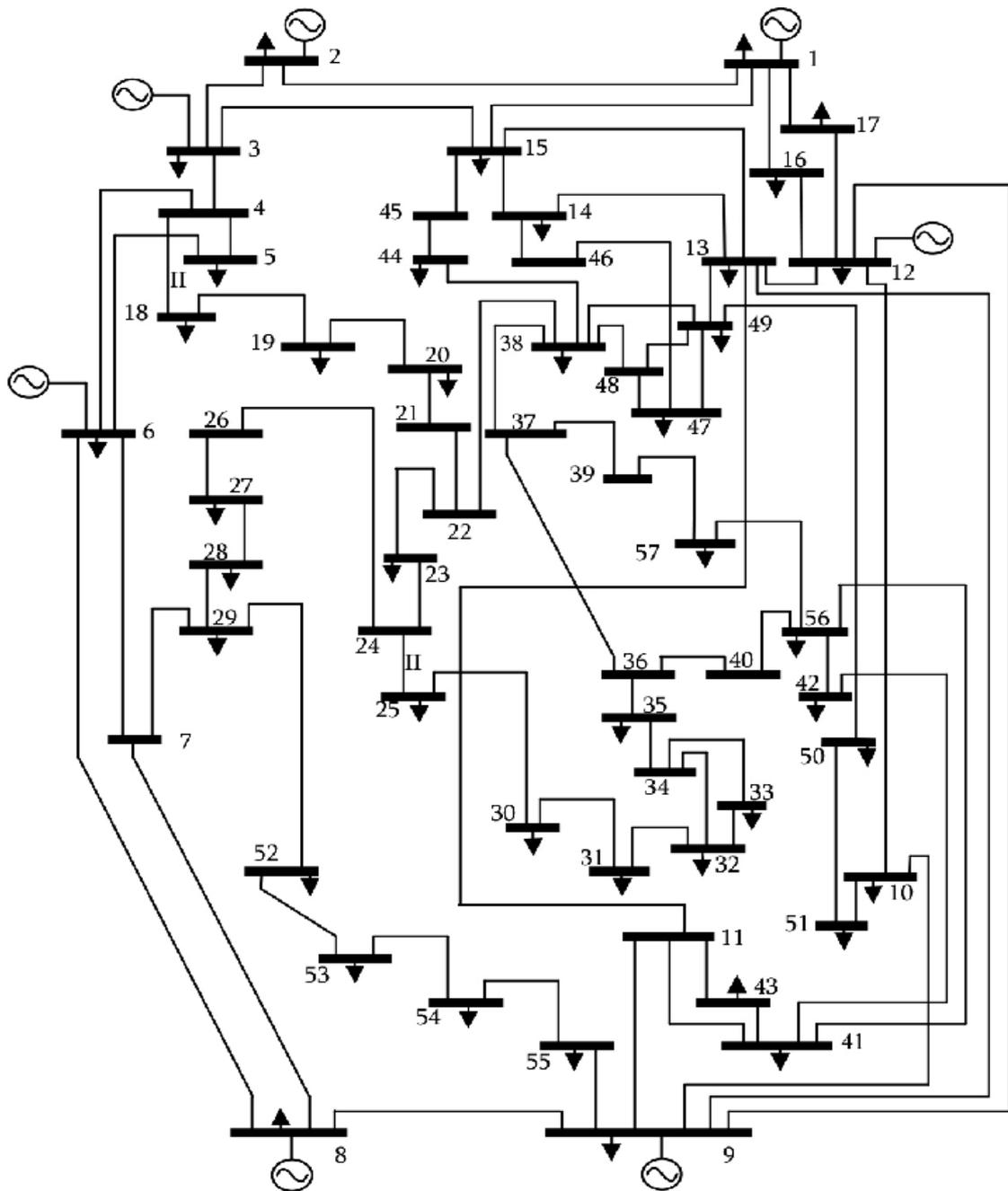


Figure4. 18: Schéma unifilaire de réseau de 57 jeux de barres

a 1er cas : simulation de réseau 57 nœuds sans intégration des générateur éoliennes

(Nous avons utilisant les quatre méthodes Métaheuristiques dans ce réseau qui contienne sept générateurs thermique le tableau (4-3) montre les résultats de l'écoulement de puissance optimal.

	Min	Max	GA	PSO	ABC	IWO
Pgt1(MW)	0	575.88	146,9393	126,6649	147,4820	162,2543
Pgt2(MW)	0	50	99,9889	94,9933	99,8260	86,7404
Pgt3(MW)	0	140	51,7058	57,7325	52,1650	44,2786
Pgt4(MW)	0	50	99,8028	85,1242	99,8442	72,8940
Pgt5(MW)	0	550	405,5959	415,3135	404,2133	450,6949
Pgt6(MW)	0	100	99,9986	97,5679	99,9424	92,4481
Pgt7(MW)	0	410	361,9112	388,0757	362,3880	357,7986
Qgt1(MVAR)	-140	200	38,1641	66,4230	44,5202	48,3806
Qgt2(MVAR)	-17	50	48,0587	31,9672	48.0911	46,5988
Qgt3(MVAR)	-10	60	29,8083	19,5122	30,7244	28,3977
Qgt4(MVAR)	-8	25	6,8130	15,5389	8,6122	8,1052
Qgt5(MVAR)	-140	200	84,7174	89,7905	80,5752	84,3228
Qgt6(MVAR)	-3	9	8,8088	-0,4805	8,3057	8,8408
Qgt7(MVAR)	-150	155	47,6659	40,6630	42,8432	45,3647
V1(PU)	0.94	1.06	1,0072	1,0070	1,0101	1,0111
V2(PU)	0.94	1.06	1.0064	1,0011	1,0090	1,0081
V3(PU)	0.94	1.06	1,0037	0,9978	1,0052	1,0030
V6(PU)	0.94	1.06	1,0267	1,0254	1,0269	1,0239

V8(PU)	0.94	1.06	1,0408	1,0388	1,0386	1,0409
V9(PU)	0.94	1.06	1,0031	0,9977	1,0014	1,0022
V12(PU)	0.94	1.06	0,9926	0,9891	0,9911	0,9921
cout gt(\$/h)			41838,5235	41890,1430	41843,8188	41773,7949
E(t/h)			151,7247	156,2266	151,4380	166,0117
Cout E(\$/h)			3034,4936	3124,5310	3028,7595	3320,3412
Cout T(\$/h)			44873,0172	45014,6741	44872,5783	45094,1362
P perte(MW)			15,1424	14,6719	15,0669	16,3090
Vd(PU)			1,2010	1,1987	1,1934	1,1871

Tableau4. 3: solution de l'OPF pour le réseau 57 nœuds sans intégration des générateurs éoliens

b Interprétations :

Pour le réseau 57 nœuds sans intégration de générateurs éoliennes en trouve que :

Les valeurs des puissances actives et les puissances réactives et les tensions des charges sont limitée entre leur minimum et le maximum.

les couts des générateurs thermiques commencent de IWO 41773,79\$/h ensuite GA de 41838,52 \$/h après ABC de 41843,81 \$/h à la fin PSO 41890,14\$/h.

Les couts d'émissions sont entre 3028,75 \$/h à 3320,34\$/h.

Les pertes des puissances sont en moyenne de 15 MW et Vd généralement de 1.9 P.U.

Le meilleur cout entre les 4 méthodes est ABC de 44872,57\$/h après GA de 44873,01\$/h en suit PSO de 44872,57\$/h en fin IWO de 45094,13\$/h.

Les figures ci-dessous représentent le meilleur coût pour les différentes méthodes Métaheuristiques :

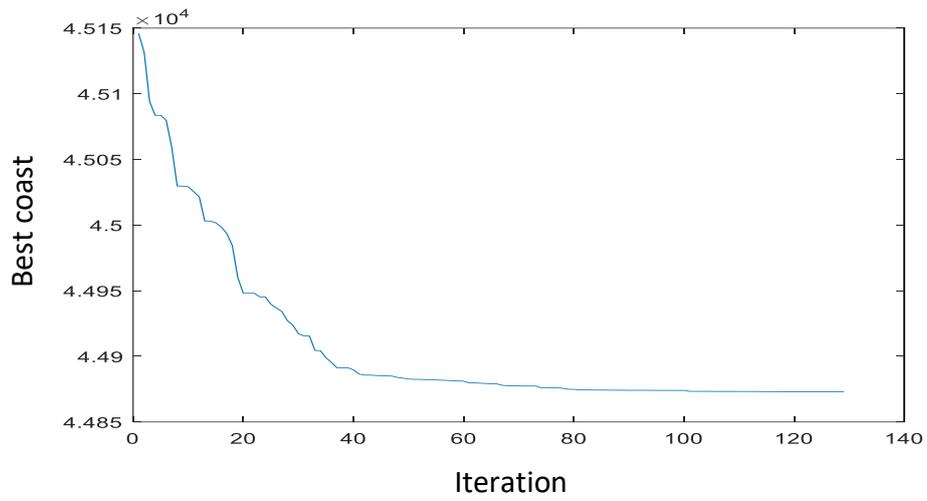


Figure4. 19: Meilleur cout pour GA

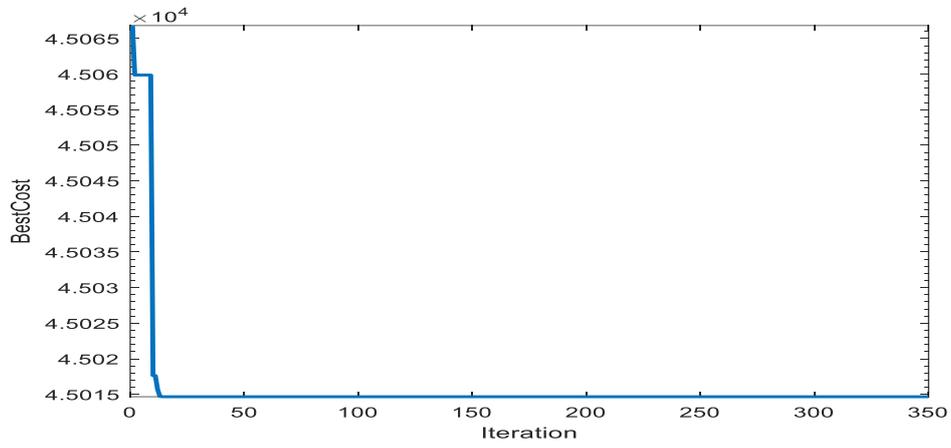


Figure4. 20: Meilleur cout PSO

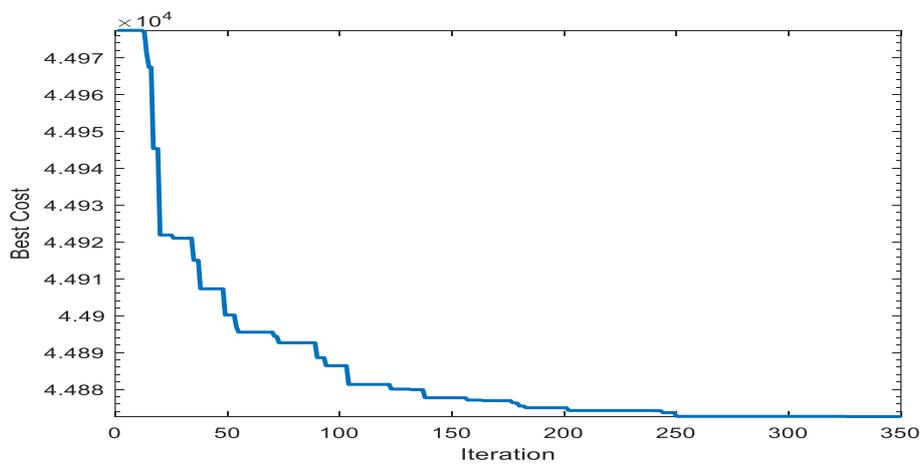


Figure4. 21: Meilleur cout pour ABC

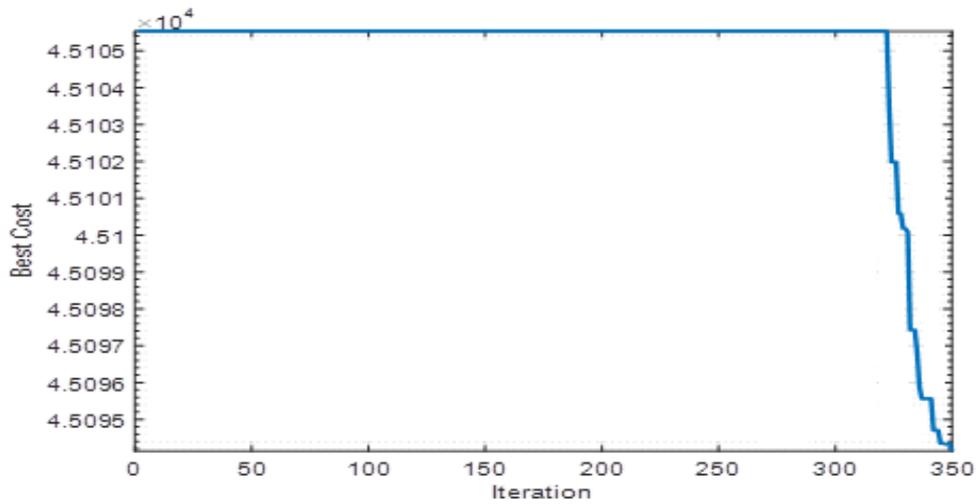


Figure4. 22: Meilleur cout pour IWO

Les figures ci-dessous représentent une Comparaison entre les puissances active, les puissances réactive et les différents couts et les tensions des charges de pour chaque algorithme :

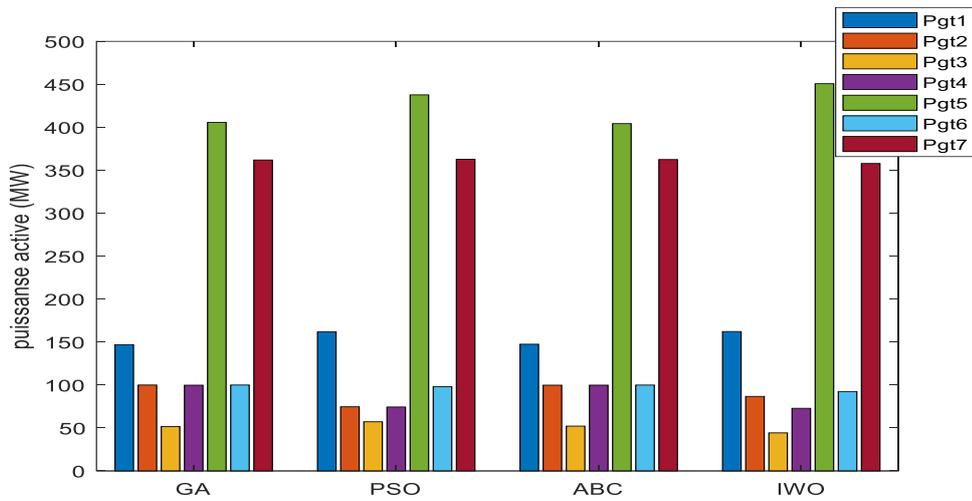


Figure4. 23: Comparaison entre les puissances actives

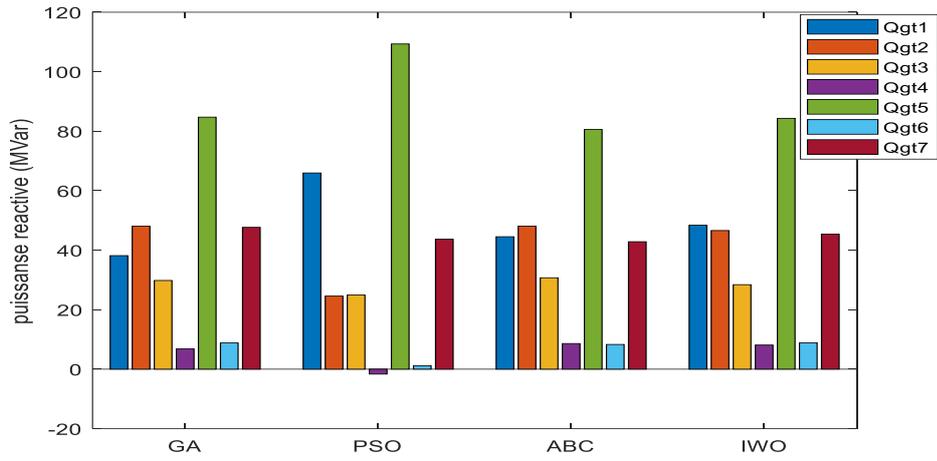


Figure4. 24: Comparaison entre les puissances réactives

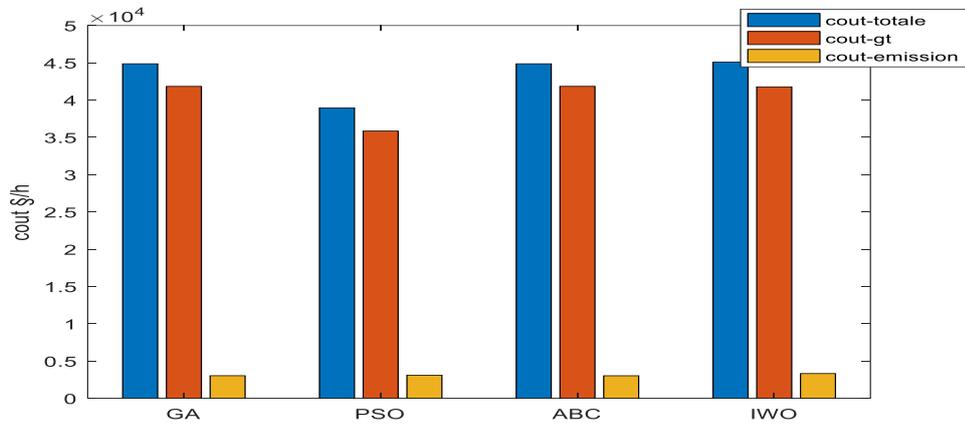
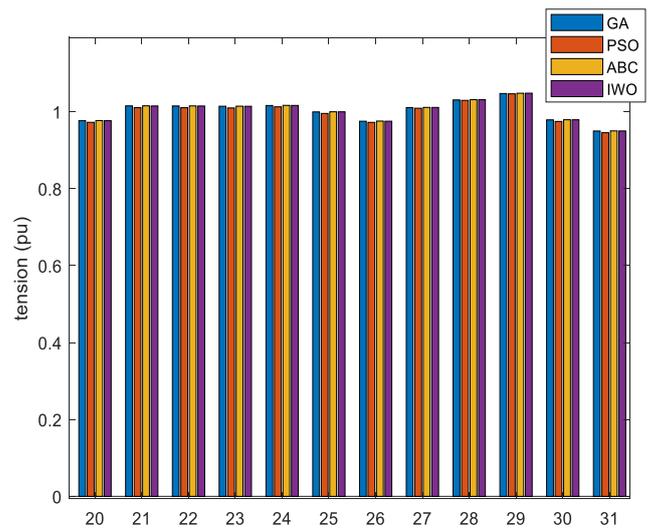
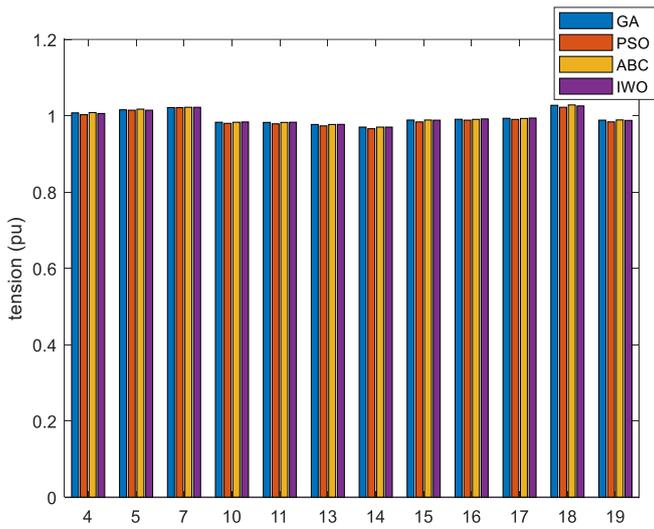


Figure4. 25: Comparaison entre les différents couts



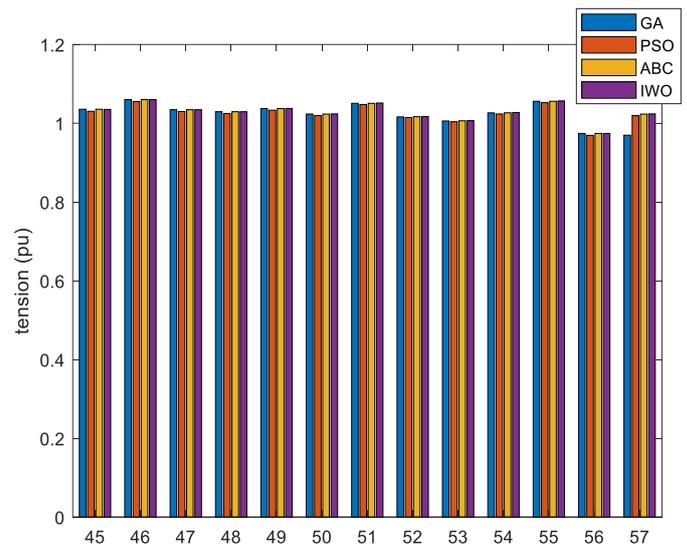
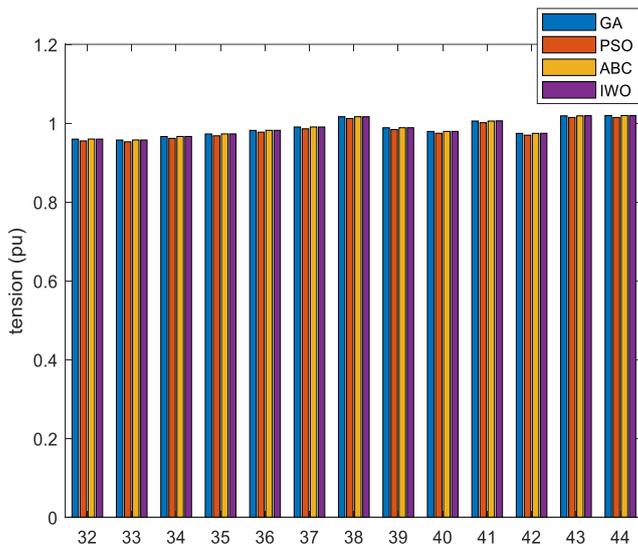


Figure4. 26: tensions des nœuds de charge

Toutes les valeurs de puissance active P_{gt} et réactives Q_{gt} sont situées entre leurs limites respectives.

Nous remarquons que le cout des générateurs thermiques $cout_{gt}$ prend la majorité de cout total.

c 2^{ème} cas : simulation de réseau 57 nœuds avec intégration de deux générateur éolienne

Nous intégrons les deux générateurs éoliens au nœud 2 et 6 , plus les cinq générateurs thermiques, en utilisant les méthodes métaheuristiques. Le tableau (4-4) montre les résultats de l'écoulement de puissance optimal.

	Min	Max	GA	PSO	ABC	IWO
Pgt1(MW)	0	575.88	154,1372	136,6655	155,8720	170,8813
Pgw1(MW)	0	75	74,9984	74,4045	74,9994	74,1140
Pgt2(MW)	0	140	55,6410	48,8958	55,4370	41,4517

Pgw2(MW)	0	75	74,9977	74,9179	74,9969	73,1492
Pgt3(MW)	0	550	429,3453	447,2800	426,1005	447,0671
Pgt4(MW)	0	100	99,9764	93,1968	99,9747	97,9821
Pgt5(MW)	0	410	376,5673	390,9268	378,1189	362,1518
Qgt1(Mvar)	-140	200	34,5639	69,3453	41,4455	45,6639
Qgw1(Mvar)	-17	50	49,5268	20,1000	49,8598	45,9830
Qgt2(Mvar)	-10	60	26,0864	35,2919	29,2778	30,0065
Qgw2(Mvar)	-8	25	8,3019	15,5851	3,7456	11,0838
Qgt3(MVar)	-140	200	90,1475	90,4682	86,1078	86,6060
Qgt4(MVar)	-3	9	8,5696	5,5206	8,1476	8,3666
Qgt5(MVar)	-150	155	46,6373	30,6515	44,7790	40,8478
V1(PU)	0.94	1.06	1,0050	1,0057	1,0083	1,0098
V2(PU)	0.94	1.06	1,0030	0,9971	1,0059	1,0063
V3(PU)	0.94	1.06	1,0015	1,0012	1,0026	1,0032
V6(PU)	0.94	1.06	1,0255	1,0284	1,0210	1,0270
V8(PU)	0.94	1.06	1,0442	1,0432	1,0396	1,0434
V9(PU)	0.94	1.06	1,0051	1,0009	1,0023	1,0037
V12(PU)	0.94	1.06	0,9937	0,9868	0,9931	0,9910
cout gt(\$/h)			35701,6329	35712,3447	35709,4639	35813,3548
E(t/h)			154,1906	160,7823	153,6509	180.7916

cout E(\$/h)			3083,8123	3215,6465	3073,0179	3265,0864
cout gw(\$/h)			532,8316	529,8436	532,8324	520,3607
Cout T(\$/h)			39317.2769	39457,8340	39315,4393	39540,4174
P perte(MW)			14,8258	15,4874	14,6994	15,9973
Vd(PU)			1,1878	1,2227	1,1788	1,2060

Tableau4. 4:solution de l'OPF pour le réseau 57 nœuds avec intégration de générateurs éoliens

d Interprétations :

Pour le réseau 57 nœuds avec intégration de deux générateurs éoliens, on trouve que :

Les valeurs des puissances actives et les puissances réactives et les tensions des charges sont comprises entre leur minimums et maximums.

Les couts des générateurs thermiques de GA 35701,63\$/h ensuite ABC 35709, 46\$/h après PSO 35712, 34\$/h enfin IWO 35813,35\$/h.

Les couts d'émissions pour ABC 3073,01\$/h ensuite GA 3083,81\$/h après PSO 3215,64\$/h enfin IWO 3265,08\$/h.

Les pertes des puissances elle est en moyenne de 15 MW et Vd généralement de 1.2 P.U.

Le meilleur cout entre les 4 méthodes est ABC de 39315,43\$/h après GA de 39317.27\$/h ensuite PSO de 39457,83\$/h en fin IWO de 39540,41\$/h.

Les figures ci-dessous représentent le meilleur coût pour les différentes méthodes Métaheuristiques :

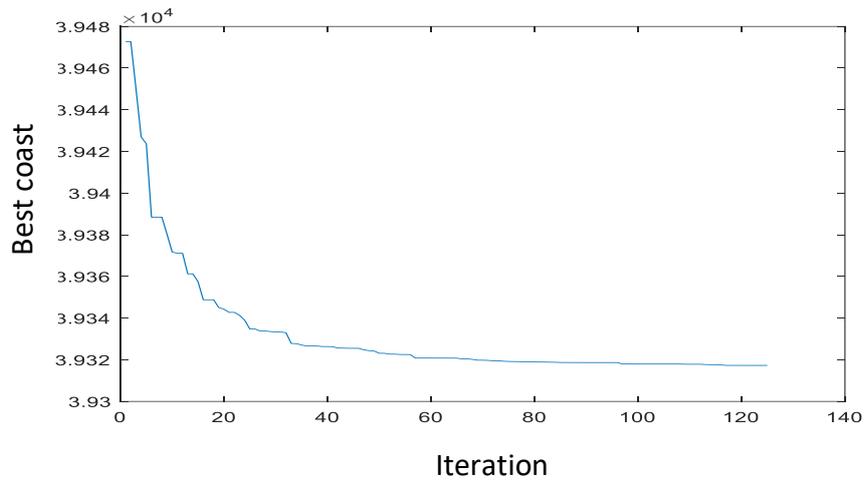


Figure4. 27:Meilleur cout pour GA

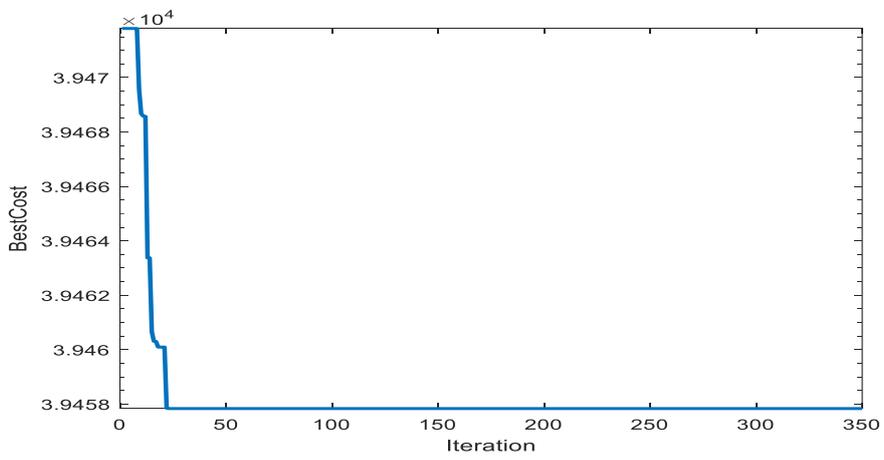


Figure4. 28: Meilleur cout pour PSO

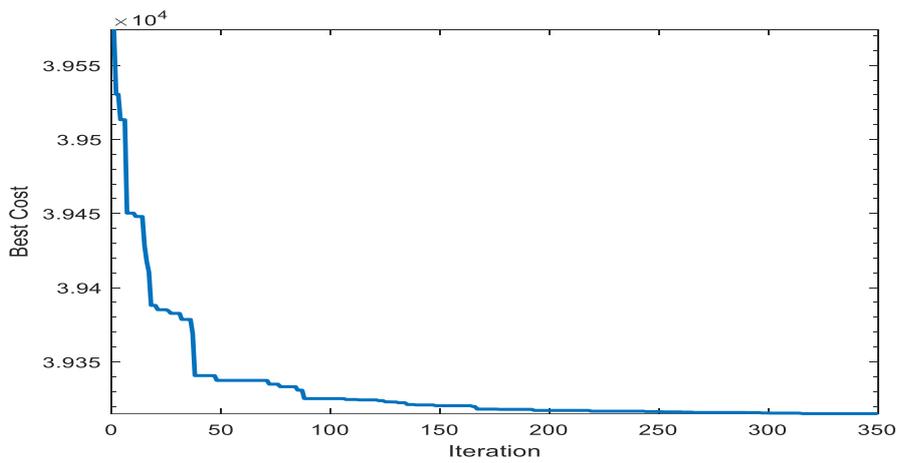


Figure4. 29: Meilleur cout ABC

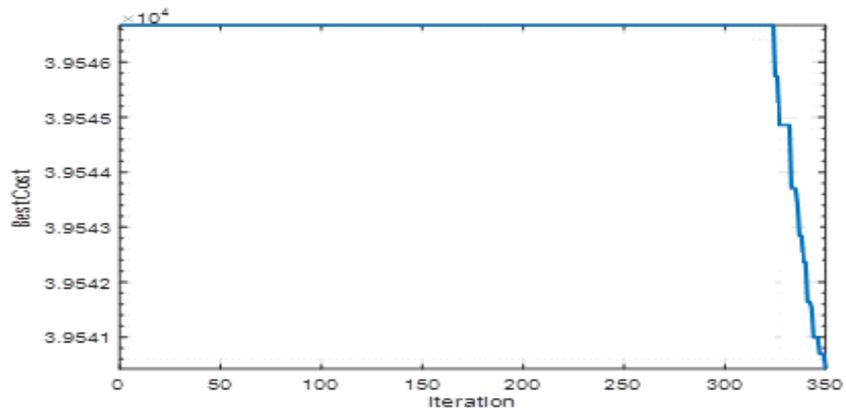


Figure4. 30: Meilleur cout IWO

Les figures ci-dessous représentent une Comparaison entre les puissances active, les puissances réactive et les différents couts et les tensions des charges de pour chaque algorithme :

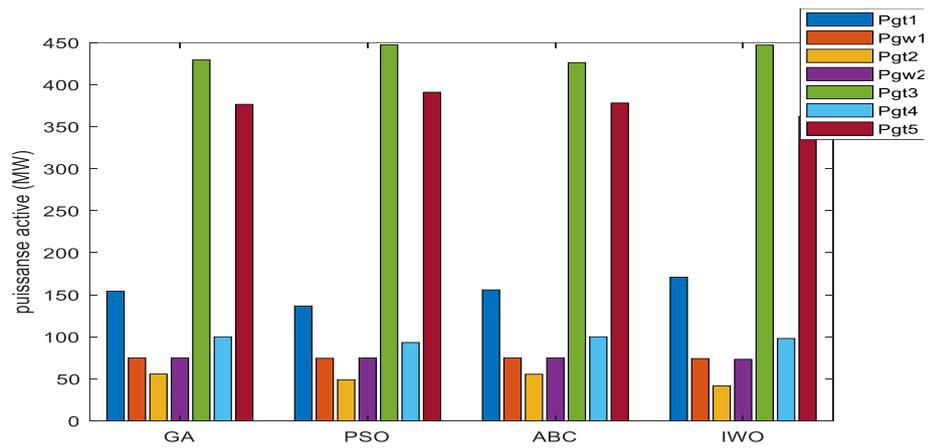


Figure4. 31: Comparaison entre les puissances actives

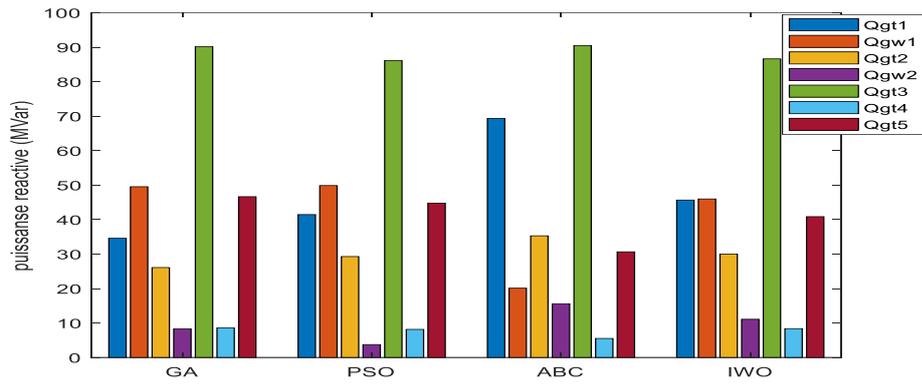


Figure4. 32: Comparaison entre les puissances réactives

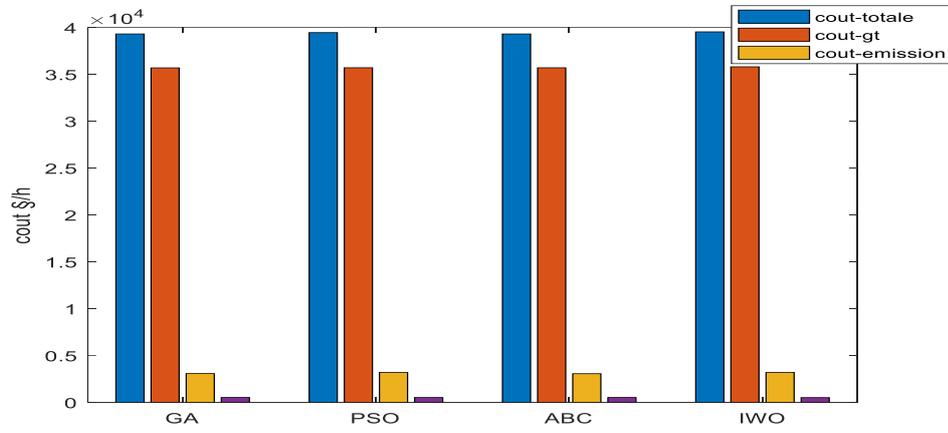
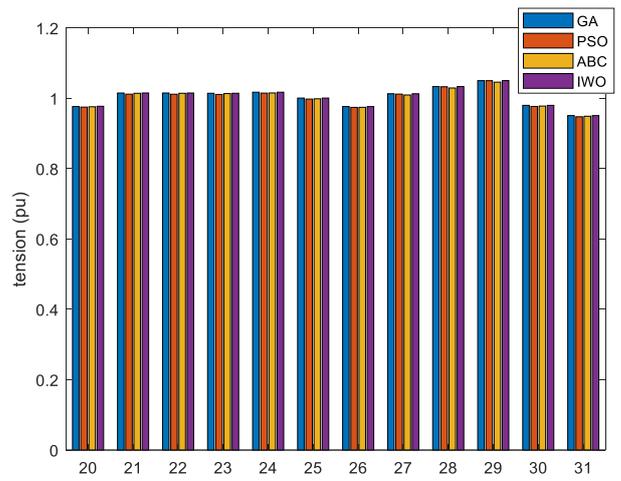
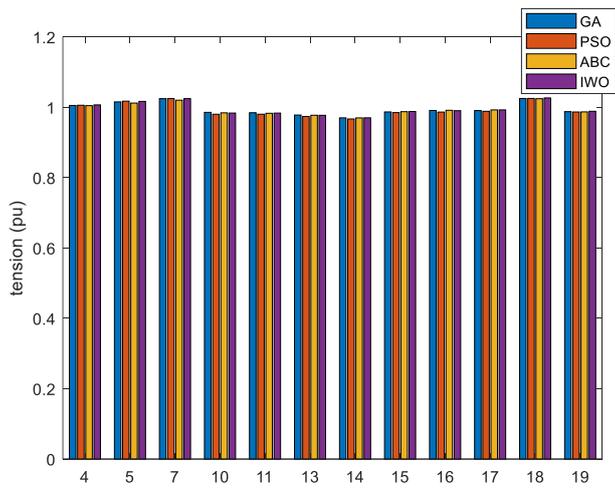


Figure4. 33: Comparaison entre les différents couts



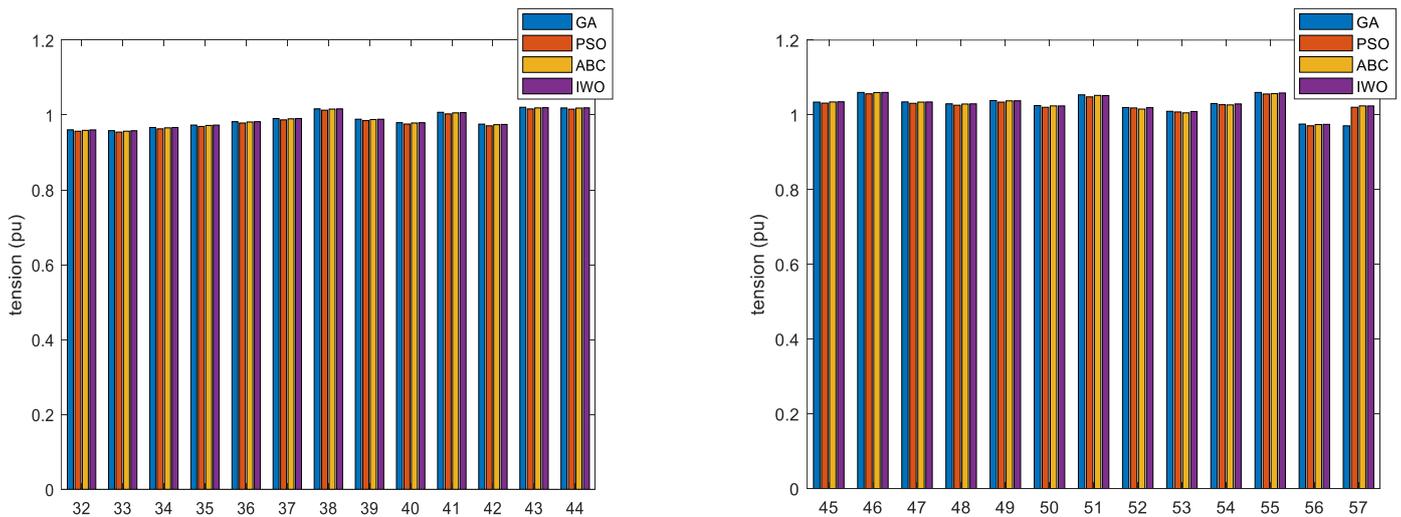


Figure4. 34: tensions des nœuds de charge

Toutes les valeurs de puissance active P_{tg} et réactives Q_{gt} sont situées entre leurs limites respectives.

Nous remarquons que le coût des générateurs thermique (coût g_t) prend la majorité de coût totale.

e Comparaison entre les deux cas :

Après avoir les résultats on compare les deux cas sans et avec générateurs éoliennes :

Le coût des générateurs thermiques diminue lorsqu'on intègre les générateurs éoliens dans le réseau d'environ 14.6%.

L'émission de carbone reste presque même valeurs dans les deux cas.

Les pertes de puissance et l'écart de tension VD sont quasiment identiques.

Le coût total diminue avec l'intégration des générateurs éoliennes de presque 5500\$/h donc avec les méthodes elle réduit le coût de 12%.

Avec l'intégration des générateurs éoliens le coût total diminue de 12.38% avec ABC 12.37 % avec GA 12.13% avec PSO et de 12.31% avec IWO.

Pour tous les cas simulés de réseau 57 nœuds, le meilleur coût pour l'OPF est obtenu avec la méthode ABC de, suivie par le GA, puis soit le PSO et enfin l'IWO qui donne le coût le plus élevé.

4.4 Conclusion :

Dans cette section, nous avons employé le logiciel MATPOWER afin de simuler deux réseaux électriques, l'un comportant 30 nœuds et l'autre comportant 57 nœuds, afin d'analyser le problème de l'écoulement optimal de la puissance dans le but de réduire les coûts de production.

Avec l'intégration des deux générateurs éoliennes et l'application des quatre méthodes métaheuristiques, nous avons constaté une amélioration de coût total d'environ 5% dans le réseau 30 nœuds et d'environ 12% pour le réseau 57 nœuds.

Pour les méthodes métaheuristiques le meilleur coût obtenu est par l'algorithme ABC ensuite GA après PSO enfin le coût le plus élevé est IWO.

Selon les résultats obtenus, l'intégration des générateurs éoliens apporte des bénéfices économiques considérables. Les résultats ont été extrêmement satisfaisants, ce qui incite à une intégration plus importante des énergies renouvelables afin de substituer les combustibles fossiles et de produire de l'électricité de manière plus écologique et durable.

Conclusion générale

Dans notre temps avec les avancements technologiques dans plusieurs domaines, les ingénieurs ont cherché des méthodes et des moyens pour réduire le coût et préserver l'environnement en même temps avec l'augmentation de la demande d'énergie.

Pour avoir des résultats meilleurs, nous avons utilisé l'écoulement de puissance OPF qui nous permet de fonctionner les réseaux électriques avec le coût le plus bas possible et nous avons intégré des sources d'énergie renouvelable précisément l'énergie éolienne de façon optimale.

Dans notre mémoire, nous avons présenté le réseau électrique et la planification de réseau et sa description. Ensuite, nous avons discuté des énergies renouvelables en se focalisant sur l'énergie éolienne. Dans le deuxième chapitre, nous avons établi le modèle des éléments qui forment un réseau électrique à savoir des générateurs thermiques et éoliens, le transformateur, les charges, la ligne et la probabilité du vent (Weibull). Ensuite, nous avons évoqué les différents coûts : de production, d'émission de gaz et aussi les contraintes.

Dans notre étude, nous avons utilisé 4 méthodes d'optimisation : l'optimisation par essaim de particules (PSO), colonie d'abeille artificielle (ABC), herbes invasives (IWO), algorithmes génétiques (GA) pour comparer les coûts entre eux et avoir le meilleur résultat dans un réseau intégrant des énergies éoliennes dans deux cas pour les réseaux 30 nœuds et 57 nœuds sans et avec générateurs éoliens.

Nous avons constaté qu'avec l'intégration de générateurs éoliennes sur le réseau de 30 nœuds les coûts totaux peuvent être réduits d'environ 5% et de 12% pour le réseau de 57 nœuds.

Notre étude montre des résultats bénéfiques très importants dans le plan économique et environnemental lorsque nous intégrons les générateurs éoliens donc il est bien de changer les énergies fossiles par des énergies renouvelables est n'a pas d'impact sur l'environnement. Donc les énergies renouvelables sont le futur du monde.

Comme perspectives, nous suggérons l'étude des réseaux contenant différentes sources : photovoltaïques, éoliennes, hydro)solaires, géothermiques et thermiques avec des modèles de fonctionnement plus élaborés.

Nous proposons de faire l'étude de la planification de l'énergie électrique en temps réel en tenant compte de la variation de la charge.

Annexes

Annexe A :

Nœuds	Type	Pd (MW)	Qd(MVars)	Vm (pu)	Vmax(pu)	Vmin(pu)
1	3	0	0	1	1.05	0.95
2	2	21.7	12.7	1	1.1	0.95
3	1	2.4	1.2	1	1.05	0.95
4	1	7.6	1.6	1	1.05	0.95
5	1	0	0	1	1.05	0.95
6	1	0	0	1	1.05	0.95
7	1	22.8	10.9	1	1.05	0.95
8	1	30	30	1	1.05	0.95
9	1	0	0	1	1.05	0.95
10	1	5.8	2	1	1.05	0.95
11	1	0	0	1	1.05	0.95
12	1	11.2	7.5	1	1.05	0.95
13	2	0	0	1	1.1	0.95
14	1	6.2	1.6	1	1.05	0.95
15	1	8.2	2.5	1	1.05	0.95
16	1	3.5	1.8	1	1.05	0.95
17	1	9	5.8	1	1.05	0.95
18	1	3.2	0.9	1	1.05	0.95
19	1	9.5	3.4	1	1.05	0.95
20	1	2.2	0.7	1	1.05	0.95
21	1	17.5	11.2	1	1.05	0.95
22	2	0	0	1	1.1	0.95
23	2	3.2	1.6	1	1.1	0.95
24	1	8.7	6.7	1	1.05	0.95
25	1	0	0	1	1.05	0.95
26	1	3.5	2.3	1	1.05	0.95
27	2	0	0	1	1.1	0.95
28	1	0	0	1	1.05	0.95
29	1	2.4	0.9	1	1.05	0.95
30	1	10.6	1.9	1	1.05	0.95

Tableau A-1 : Paramètre des nœuds du réseau 30 nœuds

fbus	tbus	r (pu)	x (pu)	b (pu)	rateA (MW)	rateB (MVars)	rateC (MVA)	Angle (rad)
1	2	0.02	0.06	0.03	130	130	130	0
1	3	0.05	0.19	0.02	130	130	130	0
2	4	0.06	0.17	0.02	65	65	65	0
3	4	0.01	0.04	0	130	130	130	0
2	5	0.05	0.2	0.02	130	130	130	0
2	6	0.06	0.18	0.02	65	65	65	0
4	6	0.01	0.04	0	90	90	90	0
5	7	0.05	0.12	0.01	70	70	70	0
6	7	0.03	0.08	0.01	130	130	130	0
6	8	0.01	0.04	0	32	32	32	0
6	9	0	0.21	0	65	65	65	0
6	10	0	0.56	0	32	32	32	0
9	11	0	0.21	0	65	65	65	0
9	10	0	0.11	0	65	65	65	0
4	12	0	0.26	0	65	65	65	0
12	13	0	0.14	0	65	65	65	0
12	14	0.12	0.26	0	32	32	32	0
12	15	0.07	0.13	0	32	32	32	0
12	16	0.09	0.2	0	32	32	32	0
14	15	0.22	0.2	0	16	16	16	0
16	17	0.08	0.19	0	16	16	16	0
15	18	0.11	0.22	0	16	16	16	0
18	19	0.06	0.13	0	16	16	16	0
19	20	0.03	0.07	0	32	32	32	0
10	20	0.09	0.21	0	32	32	32	0
10	17	0.03	0.08	0	32	32	32	0
10	21	0.03	0.07	0	32	32	32	0
10	22	0.07	0.15	0	32	32	32	0
21	22	0.01	0.02	0	32	32	32	0
15	23	0.1	0.2	0	16	16	16	0
22	24	0.12	0.18	0	16	16	16	0
23	24	0.13	0.27	0	16	16	16	0
24	25	0.19	0.33	0	16	16	16	0
25	26	0.25	0.38	0	16	16	16	0
25	27	0.11	0.21	0	16	16	16	0
28	27	0	0.4	0	65	65	65	0
27	29	0.22	0.42	0	16	16	16	0
27	30	0.32	0.6	0	16	16	16	0
29	39	0.24	0.45	0	16	16	16	0
8	28	0.06	0.2	0.02	32	32	32	0
6	28	0.2	0.06	0.01	32	32	32	0

Tableau A-2 : Paramètre des branches du réseau 30 nœuds

Générateurs	Bus	Pg (Mw)	Qg (MVars)	Vg(pu)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVars)	Qmin (MVars)
G1	1	23.54	0	1	80	0	150	-20
G2	2	60.97	0	1	80	0	60	-20
G3	22	21.59	0	1	50	0	62.5	-15
G4	27	26.91	0	1	55	0	48.7	-15
G5	23	19.2	0	1	30	0	40	-10
G6	13	37	0	1	40	0	44.7	-15

Tableau A-3 : Paramètres des générateurs du réseau 30 nœuds

générateurs	Bus	a	b	c	α	β	γ	Ω	μ
G1	1	0	2	0.02	4.091	- 5.554	6.49	2.00E -04	2.857
G2	2	0	1.75	0.0175	2.543	-6.047	5.638	5.00E -04	3.333
G3	22	0	1	0.0625	4.258	-5.094	4.586	1.00E -06	8
G4	27	0	3.25	0.00834	5.326	-3.55	3.38	2.00E -03	2
G5	23	0	3	0.025	4.258	-5.094	4.586	1.00E -06	8
G6	13	0	3	0.025	6.131	-5.555	5.151	1.00E -05	6.667

Tableau A-4 : Coefficients de coût des générateurs thermiques et d'émission du réseau 30

nœuds

Annexe B :

Nœuds	Type	Pd (MW)	Qd (MVars)	Vm (pu)	Vmax(pu)	Vmin(pu)
1	3	55	17	1.04	1.06	0.94
2	2	3	88	1.01	1.06	0.94
3	2	41	21	0.985	1.06	0.94
4	1	0	0	0.981	1.06	0.94
5	1	13	4	0.976	1.06	0.94
6	2	75	2	0.98	1.06	0.94
7	1	0	0	0.984	1.06	0.94
8	2	150	22	1.005	1.06	0.94
9	2	121	26	0.98	1.06	0.94
10	1	5	2	0.986	1.06	0.94
11	1	0	0	0.974	1.06	0.94
12	2	377	24	1.015	1.06	0.94
13	1	18	2.3	0.979	1.06	0.94
14	1	10.5	5.3	0.97	1.06	0.94
15	1	22	5	0.988	1.06	0.94
16	1	43	3	1.013	1.06	0.94
17	1	42	8	1.017	1.06	0.94
18	1	27.2	9.8	1.001	1.06	0.94
19	1	3.3	0.6	0.97	1.06	0.94
28	1	4.6	2.3	0.997	1.06	0.94
29	1	17	2.6	1.01	1.06	0.94
20	1	2.3	1	0.964	1.06	0.94
21	1	0	0	1.008	1.06	0.94
22	1	0	0	1.01	1.06	0.94
23	1	6.3	2.1	1.008	1.06	0.94
24	1	0	0	0.999	1.06	0.94
25	1	6.3	3.2	0.982	1.06	0.94
26	1	0	0	0.959	1.06	0.94
27	1	9.3	0.5	0.982	1.06	0.94
30	1	3.6	1.8	0.962	1.06	0.94
31	1	5.8	2.9	0.936	1.06	0.94
32	1	1.6	0.8	0.949	1.06	0.94
33	1	3.8	1.9	0.947	1.06	0.94
34	1	0	0	0.959	1.06	0.94
35	1	6	3	0.966	1.06	0.94
36	1	0	0	0.976	1.06	0.94
37	1	0	0	0.985	1.06	0.94
38	1	14	7	1.013	1.06	0.94
39	1	0	0	0.983	1.06	0.94
40	1	0	0	0.973	1.06	0.94
41	1	6.3	3	0.996	1.06	0.94
42	1	7.1	4.4	0.966	1.06	0.94
43	1	2	1	1.01	1.06	0.94
44	1	12	1.8	1.017	1.06	0.94

45	1	0	0	1.036	1.06	0.94
46	1	0	0	1.05	1.06	0.94
47	1	29.7	11.6	1.033	1.06	0.94
48	1	0	0	1.027	1.06	0.94
49	1	18	8.5	1.036	1.06	0.94
50	1	21	10.5	1.023	1.06	0.94
51	1	18	5.3	1.052	1.06	0.94
52	1	4.9	2.2	0.98	1.06	0.94
53	1	20	10	0.971	1.06	0.94
54	1	4.1	1.4	0.996	1.06	0.94
55	1	6.8	3.4	1.031	1.06	0.94
56	1	7.6	2.2	0.968	1.06	0.94
57	1	6.7	2	0.965	1.06	0.94

Tableau B-1: Paramètre des nœuds du réseau 57 nœuds

fbus	tbus	r (pu)	x (pu)	b (pu)	rateA (MW)	rateB (MVars)	rateC (MVa)	Angle (rad)
1	2	0.0083	0.028	0.129	0	0	0	0
2	3	0.0298	0.085	0.0818	0	0	0	0
3	4	0.0112	0.0366	0.038	0	0	0	0
4	5	0.0625	0.132	0.0225	0	0	0	0
4	6	0.043	0.148	0.0348	0	0	0	0
6	7	0.02	0.102	0.0276	0	0	0	0
6	8	0.0339	0.173	0.047	0	0	0	0
8	9	0.0099	0.0505	0.0548	0	0	0	0
9	10	0.0369	0.1659	0.044	0	0	0	0
9	11	0.0258	0.0848	0.0218	0	0	0	0
9	12	0.0648	0.295	0.0772	0	0	0	0
9	13	0.0481	0.158	0.0406	0	0	0	0
13	14	0.0132	0.0443	0.011	0	0	0	0
13	15	0.0269	0.0869	0.023	0	0	0	0
1	15	0.0178	0.091	0.0988	0	0	0	0
1	16	0.0454	0.206	0.0546	0	0	0	0
1	17	0.0238	0.108	0.0286	0	0	0	0
3	15	0.162	0.053	0.0544	0	0	0	0
4	18	0	0.555	0	0	0	0	0
4	18	0	0.43	0	0	0	0	0
5	6	0.0302	0.0641	0.0124	0	0	0	0
7	8	0.0139	0.0712	0.0194	0	0	0	0
10	12	0.0277	0.1262	0.0328	0	0	0	0
11	13	0.0223	0.0732	0.0188	0	0	0	0
12	13	0.0178	0.058	0.0604	0	0	0	0
12	16	0.018	0.0813	0.0216	0	0	0	0
12	17	0.0373	0.179	0.0476	0	0	0	0
14	15	0.0171	0.0547	0.0148	0	0	0	0
18	19	0.461	0.685	0	0	0	0	0

19	20	0.283	0.434	0	0	0	0	0
21	20	0	0.7767	0	0	0	0	0
21	22	0.0736	0.117	0	0	0	0	0
22	23	0.099	0.0152	0	0	0	0	0
23	24	0.166	0.256	0.0084	0	0	0	0
24	25	1.188	0	0	0	0	0	0
24	25	0	1.23	0	0	0	0	0
24	26	0	0.0473	0	0	0	0	0
26	27	0.165	0.254	0	0	0	0	0
27	28	0.0618	0.0954	0	0	0	0	0
28	29	0.0418	0.0584	0	0	0	0	0
7	29	0	0.0648	0	0	0	0	0
25	30	0.135	0.202	0	0	0	0	0
30	32	0.326	0.497	0	0	0	0	0
31	32	0.507	0.755	0	0	0	0	0
32	33	0.0392	0.036	0	0	0	0	0
34	32	0	0.0953	0	0	0	0	0
34	35	0.052	0.078	0.0032	0	0	0	0
35	36	0.043	0.0537	0.0016	0	0	0	0
36	37	0.029	0.0366	0	0	0	0	0
37	38	0.0651	0.1009	0.002	0	0	0	0
37	39	0.0239	0.0379	0	0	0	0	0
36	40	0.03	0.0466	0	0	0	0	0
22	38	0.0192	0.0295	0	0	0	0	0
11	41	0	0.749	0	0	0	0	0
41	42	0.207	0.352	0	0	0	0	0
41	43	0	0.412	0	0	0	0	0
38	44	0.0289	0.0585	0.002	0	0	0	0
15	45	0	0.1042	0	0	0	0	0
14	46	0	0.0735	0	0	0	0	0
46	47	0.023	0.068	0.0032	0	0	0	0
47	48	0.0182	0.0233	0	0	0	0	0
48	49	0.0834	0.129	0.0048	0	0	0	0
49	50	0.0801	0.128	0	0	0	0	0
50	51	0.1386	0.22	0	0	0	0	0
10	51	0	0.0712	0	0	0	0	0
13	49	0	0.191	0	0	0	0	0
29	52	0.1442	0.187	0	0	0	0	0
52	53	0.0762	0.0984	0	0	0	0	0
53	54	0.1878	0.232	0	0	0	0	0
54	55	0.1732	0.2265	0	0	0	0	0
11	43	0	0.153	0	0	0	0	0
44	45	0.0624	0.1242	0.004	0	0	0	0
40	56	0	1.195	0	0	0	0	0
56	41	0.553	0.549	0	0	0	0	0
56	42	0.2125	0.354	0	0	0	0	0
39	57	0	1.355	0	0	0	0	0
57	56	0.174	0.26	0	0	0	0	0

38	49	0.115	0.177	0.003	0	0	0	0
38	48	0.0312	0.0482	0	0	0	0	0
9	55	0	0.1205	0	0	0	0	0

Tableau B-2: Paramètre des branches du réseau 57 nœuds

Générateurs	Bus	Pg (Mw)	Qg (MVars)	Vg(pu)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVars)	Qmin (MVars)
G1	1	128.9	-16.1	1.04	575.88	0	200	-140
G2	2	0	-0.8	1.01	50	0	50	-17
G3	3	40	-1	0.985	140	0	60	-10
G4	6	0	0.8	0.98	50	0	25	-8
G5	8	450	62.1	1.005	550	0	200	-140
G6	9	0	2.2	0.98	100	0	9	-3
G7	12	310	128.5	1.015	410	0	155	-150

Tableau B-3: Paramètres des générateurs du réseau 57 nœuds

générateurs	Bus	a	b	c	α	β	γ	Ω	μ
G1	1	0	20	0.0775	4.091	-5.554	6.49	2.00E-04	2.86E-01
G2	2	0	40	0.01	2.543	-6.047	5.638	5.00 E-04	3.33E-01
G3	3	0	20	0.25	6.131	-5.555	5.151	1.00E-05	6.67E-01
G4	6	0	40	0.01	3.491	-5.754	6.39	3.00E-04	2.66E-01
G5	8	0	20	0.0222	4.258	-5.094	4.586	1.00E-06	8.00E-01
G6	9	0	40	0.01	2.754	-5.847	5.238	4.00E-04	2.88E-01
G7	12	0	20	0.0322	5.326	-3.555	3.38	2.00E-03	2.00E-01

Tableau B-4: Coefficients de coût des générateurs thermiques et d'émission du réseau 57 nœuds

Bibliographie

- [1] S. Samir, "*Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques*", université setif 1, 2018.
- [2] M. R. H. TOULA, "*Prévision de la consommation d'énergie électrique en vue de la conduite et de la planification des réseaux électrique en Algérie*", Mémoire Master 2: Université de Bejaia, 2016.
- [3] H. DUTRIEUX, "*Méthodes pour planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes*", Ecole centrale de Lille: Mémoire de doctorat en génie électrique, 3 Novembre 2015.
- [4] D.DONATI, "*Planification des réseaux et optimisation économique des sections d'âme de câbles électrique de puissance*", 724.397.42.02.1F, 1994.: Publication RAVEL, 1994.
- [5] C. A. MOULOUDJ Abdeslam, "*Contrôle intelligent du réseau électrique* ", universite bouira: Mémoire de Master, 2022.
- [6] N. Issam, "*Réduction des pertes dans les dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC*", Biskra: Université Mohamed Khider, 2012.
- [7] Z. M. MENACEUR Nouréddine, "*étude et protege reseau electrique de transport*", 2019.

- [8] Z. M. S. Y. ILLOUL Ramdane, *"Stabilisation d'un système SMIB par SVC et TCSC"*, mémoire de master académique: UNIVERSITE MOULOUUD MAMMERI TIZI OUZOU, 2015.
- [9] H. Kanchev, *"Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain"*, l'Ecole Centrale de Lille: Ecole Doctorale SPI 072, on 3 Jun 2015.
- [10] R. H. e. S. EDWARDS, *"L'ABC des technologies de l'énergie renouvelable"*, <http://www.pollutionprobe.org>, septembre 2003.
- [11] S. I. Menad MOUZAIA, *"Etude de la variation de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution"*, Bejaia: Université A. MIRA, 2013.
- [12] M. B. M. Abid, *"Optimal power flow of thermal-wind solar power system using enhanced Kepler optimization algorithm: Case study of a large-scale practical power system"*, 2024.
- [13] L. A. C. S. BENMEZIANE, *"Le calcul de l'écoulement de puissance par les réseaux de neurones artificiels"*, université A.MIRA de Bejaïa: Mémoire de fin d'études, 2005.
- [14] N. L. AOUZELLAG, *Contribution à l'Amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée à l'Intégration des Générateurs Eoliens*, Bejaïa: Thèse de doctorat de A.MIRA, 03 Novembre 2011.
- [15] E. J. Kennedy, *"Particle swarm optimization Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks"*, Vol. IV, pp. 1942-1948, 1995.
- [16] A. e. dor, *Perfectionnement des algorithmes d'Optimisation par Essaim Particulaire. Applications en segmentation d'images et en électronique*, Thèse de Doctorat en Informatique, Paris: Université Paris-Est, 2012.

- [17] Y. A. Messaoud Belazzoug, *"Optimal reactive power planning based on Particle Swarm applied to the Algerian Electrical Power System"*, Algiers: Algeria, 2013.
- [18] H. I. e. C. M. Abdelbadie, *"Optimisation du fonctionnement d'un générateur photovoltaïque par l'algorithme ABC-artificial bee colony"*, Khemis Miliana: Université Djilali Bounaama, 2021.
- [19] D. M. E. M. E. B. Guntima Suwannapong, *"Honeybee Communication and Pollination"*, California San Diego, California: University of Dayton, CollegePark, 2012.
- [20] J.-M. B. D. D. L. G. M. G. J. M. R. A. Z. DavidBiron, *"Les abeilles, ces insectes formidables"*, 2019.
- [21] H. Mohamed, *"Optimisation des Systèmes de Mise à la Terre par la méthode de Colonies d'Abeilles Artificielles Modifiée"*, Ecole Nationale Polytechnique, 2014.
- [22] M. Y. Mojgan Misaghi, *"Improved invasive weed optimization algorithm (IWO) based on chaos theory for optimal design of PID controlle"*r, 2019.
- [23] B. G. R. G. a. R. K. B. Dilip Kumar, *"Introduction to Invasive Weed Optimization Method"*, 2020.
- [24] «"Introduction aux algorithmes génétiques",» [En ligne]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00952774/document>. [Accès le 02 05 2024].
- [25] L. B. P. A. P. S. Ines Ayadi, *"Optimisation par algorithme génétique de la maintenance préventive dans un contexte de modélisation par modèles graphiques probabilistes"*, 2011.
- [26] C. E. M.-S. Ray D. Zimmerman, *"MATPOWER-A MATLAB Power System Simulation Package: User's Manual, December 1997"*.