



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de génie électrique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Electrotechnique
Réseaux Electriques
Réf. : Entrez la référence du document

Présenté et soutenu par :
Berriche Fares et Wail Mezroua

Le : 2025

Optimisation du flux de la puissance réactive dans le réseau électrique par des méthodes non conventionnelles

Jury :

Necira Abdelouahab	MCB	Université de Biskra	Président
Ahmed Salhi	Professeur	Université de Biskra	Rapporteurs

Année universitaire : 2024/2025



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de génie électrique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Electrotechnique
Réseaux Electriques
Réf. : Entrez la référence du document

Optimisation du flux de la puissance réactive dans le réseau électrique par des méthodes non conventionnelles

Le :

Présenté par :
Wail Mezroua
Berriche Fares

Avis favorable de l'encadreur :
SALHI Souheil

Signature Avis favorable du Président du Jury

Cachet et signature

RESUME

La répartition optimale de la puissance réactive (ORPD) est une tâche cruciale pour assurer l'amélioration des profils de tension, la réduction des pertes actives et le renforcement de la stabilité dans les réseaux électriques. Il s'agit d'un problème d'optimisation non linéaire, non convexe, combinant des variables continues et discrètes, ce qui rend son traitement difficile via des méthodes classiques.

Dans ce travail, une méthode méta-heuristique innovante, Black-winged Kite Optimization Algorithm (BKA), est appliquée pour résoudre le problème ORPD. Inspiré du comportement naturel des milans à ailes noires.

L'efficacité du BKA a été évaluée sur des réseaux tests IEEE à 30 et 57 bus, selon deux fonctions objectives : la minimisation des pertes de puissance active (Ploss) et la minimisation de la déviation de tension (TVD). Les résultats de simulation obtenus ont démontré que le BKA surpasse des algorithmes méta-heuristiques reconnus tels que WOA et ACO en matière de convergence, de stabilité et de qualité des solutions.

Ce travail confirme le potentiel du BKA comme outil performant pour l'optimisation de la répartition de la puissance réactive, et ouvre la voie à son application dans d'autres problèmes d'optimisation énergétique.

Mots-clés : Répartition optimale de la puissance réactive (ORPD), pertes actives (Ploss), déviation de tension (TVD).

ملخص

يعد التوزيع الأمثل للقدرة التفاعلية (ORPD) مهمة حاسمة لضمان تحسين ملامح الجهد، وتقليل الخسائر النشطة وتعزيز الاستقرار في أنظمة الطاقة. إنها مشكلة تحسين غير خطية وغير محدبة، تجمع بين المتغيرات المستمرة والمنفصلة، مما يجعل من الصعب معالجتها باستخدام الطرق التقليدية.

في هذا العمل، يتم تطبيق طريقة مبتكرة للتجربة الفوقية، وهي خوارزمية التحسين بالطائرة الورقية ذات الأجنحة السوداء (BKA)، لحل مشكلة ORPD.

تم تقييم فعالية خوارزمية BKA على شبكات اختبار IEEE ذات 30 و 57 ناقل، وفقًا لوظيفتين موضوعيتين: تقليل خسائر الطاقة النشطة (Ploss) وتقليل انحراف الجهد (TVD). أظهرت نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها أن

خوارزمية BKA تتفوق على خوارزميات ما وراء المجريات المعترف بها مثل WOA و ACO من حيث التقارب والاستقرار وجودة الحل

يؤكد هذا العمل على إمكانات خوارزمية الطائفة الورقية ذات الأجنحة السوداء كأداة قوية لتحسين توزيع الطاقة التفاعلية ويمهد الطريق لتطبيقها على مشاكل تحسين الطاقة الأخرى.

الكلمات المفتاحية: التوزيع الأمثل للقدرة التفاعلية (ORPD) ، القدرة الفعالة المفقودة (Ploss) ، انحراف الجهد (TVD).

REMERCIEMENT

Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de mémoire, **Dr. Souheil Salhi** pour sa supervision et ses orientations tout au long de la réalisation de ce travail. Je le remercie sincèrement pour son soutien constant, sa disponibilité et ses remarques précieuses qui ont grandement contribué à l'achèvement de ce projet.

J'adresse également mes remerciements les plus sincères à **Pr. Ahmed Salhi** pour avoir accepté d'examiner ce mémoire, ainsi que pour ses observations pertinentes et constructives qui ont enrichi ce travail.

Ma reconnaissance va également à **Dr. Necira Abdelouahab** président du jury, pour l'honneur qu'il m'a fait en dirigeant la séance de soutenance et pour sa présence précieuse.

Enfin, j'exprime toute ma gratitude à l'ensemble des membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail scientifique modeste

Dédicace du mémoire de fin d'études

Le voyage n'a pas été court, ni le chemin parsemé de facilités. Mais je
l'ai fait.

Louange à Dieu qui a facilité les débuts et, par Sa grâce et Sa
générosité, nous a permis d'atteindre la fin.

Je dédie cette réussite à mon âme ambitieuse, qui a commencé avec
un rêve et s'est achevée par un succès accompli,
à tous ceux qui ont marché à mes côtés pour compléter ce parcours
universitaire.

Que vous restiez pour moi un soutien intemporel.
Avec tout mon amour, j'offre le fruit de ma réussite et de mon
diplôme à :

Celui que Dieu m'a honoré d'avoir comme père, parmi les hommes,
et qui m'a élevé en dignité, en fierté et en honneur :

Mon cher père

À la compagne de ma vie, l'amour de mon âme,
la plus grande bénédiction que Dieu m'ait accordée,
celle qui a porté mon nom dans ses prières jour et nuit,
qui a éclairé mon chemin par son amour et illuminé ma voie par sa
tendresse,
qui a été pour moi un nuage de pluie d'amour, de don et de

générosité,
et qui a été, après Dieu, la cause de ce que je suis aujourd'hui :

Ma chère mère

À la lumière qui a illuminé mon cœur, mon chemin, toute ma vie.
À ceux qui ont toujours abreuvé mon cœur de leurs mots doux,
de leurs généreux présents et par leur présence,
m'ont fait sentir le véritable sens du bonheur, du soutien,
et m'ont prouvé que j'ai eu la chance d'avoir les meilleurs :

Mes chers frères

À ceux qui ont cru en mes capacités et ont parié sur ma réussite,
qui ont soutenu mes rêves, apaisé mes angoisses,
et apporté à ma vie réconfort, joie et lumière :

À la meilleure des familles, à mon trésor et ma bénédiction

Enfin, et non des moindres, rien de tout cela n'aurait été possible sans
la grâce de Dieu.

Voici enfin ce grand jour, fruit de longues années d'efforts,
portées avec espoir et patience, jusqu'à ce que la joie de
l'aboutissement m'envahisse.

Louange à Dieu, source de tout bien, de tout espoir,
qui m'a comblé de bonheur et de fierté face à mon propre chemin
parcouru.

أهداء بحث التخرج

لم تكن الرحلة قصيرة ولا الطريق محفوظاً بالتسهيلات. لكنني فعلتها.

فالحمد لله الذي يسر البدايات وبلغنا النهايات بفضلته وكرمه

أهدي هذا النجاح لنفسى الطموحة التي ابتدأت بطموح وانتهت بنجاح تم الى لكل من

سعى معي

لإتمام مسيرتي الجامعية دمت لي سنداً لا عمر له

وبكل حب أهدي ثمرة نجاحي وتخرجي:

أهدي تخرجي وثمره جهدي وحصاد ما زرعته سنيماً طويلة في سبيل العلم إلى..

من أكرمني الله به وجعله من بين صفوف الرجال أبا لي وزادني به شرفاً وعلواً واعتزازاً

(أبي الحبيب)

وإلى أنيسة العمر وحبيبة الروح وأعظم نعم الله علي التي ضمت اسمي بدعواتها في

ليلها ونهارها وأضاءت بالحبه دربي وأنارت باللطيف والدي طريقي وكانت لي سحابة

ما طراً بالحبه والبذل والعطاء وكانت سبباً بعد الله فيما أنا عليه الآن..

(أمي الحبيبة)

وإلى النور الذي شع ضياءه على قلبي ودربي وكل حياتي

من سقوا الفؤاد دوماً بطيبج كلماتهم وعطاياهم السخية وبوجودهم استشعرت معنى أن
يكون للمرء وجهه يستمد منها بهجته وشغفه الحياة وأيقنت معهم إنني حظيت بخير

اخوتي ورفاق وسند...

(أخواني الغائبين)

والى من أمنوا بقدراتي وراهنوا على نجاحي وكانوا لأحلامي سنداً ولاهالي وعموناً
ولحياتي أنساً وسروراً ونوراً

(لى أعظم عائلة لى نعيمى ونعمتى)

وأخيراً وليس آخراً ما كنت لأفعل لولا توفيق من الله ما هو اليوم العظيم الذى أجريت
سنوات الدراسة الشاقة حاملة فيها حتى توالى بمنته وكرمه لفرحة التمام، الحمد لله
الذى به خيراً وأملأ وأخرقنى

سروراً وفرحاً بنفسى مشقتى...

SOMMAIRE

RESUME	I
REMERCIEMENT	III
Dédicace du mémoire de fin d'études	IV
SOMMAIRE	IX
LISTE DES FIGURES	XII
LISTE DES TABLEAUX	XIV
LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATION	XV
Introduction Générale	0
Chapitre 01 : Généralité sur le système électrique	5
1.1 Introduction	4
1.2 Définition d'un système électrique	4
1.3 Définition de réseau électrique	4
1.4 Les composants fondamentaux	5
1.4.1 Générateurs (pile, batterie, alternateur...)	5
1.4.2 Lignes de transmission	6
1.4.3 Charge électrique	6
1.4.4 Eléments shunts	7
1.5 Classification de réseau électrique	7
1.5.1 Réseau d'utilisation	7
1.5.2 Réseaux de distribution	8
1.5.3 Réseaux de répartition	9
1.5.4 Réseaux de transport	9
1.5.5 Réseaux de l'interconnexion	10
1.6 Classification des jeux de barres selon leurs caractéristiques techniques	11
1.6.1 Jeu de barres de référence	11
1.6.2 Jeu de barres générateur (à tension contrôlée)	11
1.6.3 Jeu de barres de charge	11
1.7 Les réseaux d'interconnexion	12
1.8 Les avantages des réseaux interconnectés	13
1.8.1 Amélioration de la fiabilité du système	13
1.8.2 Optimisation de l'utilisation des ressources énergétiques	13
1.8.3 Intégration des énergies renouvelables	13
1.8.4 Réduction des coûts de production	13
1.9.1 Qualité de Fréquence	13

1.9.2 Réglage de la Fréquence	13
1.9.3 Particularités dans les Systèmes Non Synchrones	15
1.10 Le réglage de la tension	15
1.11 Appel de puissance d'un réseau	15
1.12 Marché de l'électricité	16
1.13 La tenue de tension	16
1.13.1 Limites supérieures de tension	16
1.13.2 Limites inférieures de tension	16
1.14 conclusion	17
Chapitre 02 : ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL	17
2.1 Introduction	18
2.2 Problème de l'écoulement de puissance optimal	18
2.4 Fonctions Objectifs	19
2.4.1 Minimisation des pertes de puissance	19
2.4.2 Minimisation de la déviation de la tension	20
2.5 Résolution de l'écoulement de puissance par des méthodes d'optimisation conventionnelles	22
2.5.2 Méthode de Newton-Raphson	22
2.6 Conclusion	31
Chapitre 03 : Les métaheuristiques algorithmes	33
3.1 Introduction	33
3.2 Algorithme de la baleine (Whale Optimization Algorithm - WOA)	34
3.2.1 inspiration	34
3.2.2 Définition	35
3.2.3 Encercler la proie	36
3.2.4 Méthode d'attaque par Bubble-Net (Phased'exploitation)	37
3.2.5 Recherche de proies (phase d'exploration)	37
3.3 Optimisation par colonies de fourmis(Ant Colony Optimization - ACO)	38
3.3.1 inspiration	38
3.3.2 Définition	39
3.3.3 Exploration et exploitation	41
3.4 Black-winged kite optimization algorithm (BKA)	44
3.4.1 inspiration	44
3.4.2 Définition	44
3.4.3 Comportement d'attaque	45
3.4.4 Comportement migratoire	47
3.5 conclusion	50
Chapitre 04 : Résultats de simulation et discussions	51

4.1 Résultats de simulation et discussions	51
4.2 Système IEEE à 30 nœuds	51
4.2.1 Minimisation des pertes de puissance active pour le système IEEE à 30 nœuds	52
4.2.2 TVD Minimisation pour le système de bus IEEE 30 nœuds	56
4.3 Système IEEE à 57 nœuds	59
4.3.1 Minimisation des pertes de puissance active Ploss pour le système IEEE à 57 nœuds	60
4.3.2 TVD Minimisation pour le système de bus IEEE 57	63
4.4 CONCLUSION	67
Références	57
Appendices	69
APPENDIX 1: Données du système de test standard IEEE-(30 bus)	73
APPENDIX 2: Données du système de test standard IEEE-(57 bus)	76

LISTE DES FIGURES

Chapitre 01 : Généralité sur le système électrique

Figure 1.1	Réseau électrique simplifié	5
Figure 1.2	Modèles d'un générateur	6
Figure 1.3	Schéma pi d'une ligne de transmission	6
Figure 1.4	Représente la charge électrique	7
Figure 1.5	Schéma réaliste d'un réseau d'utilisation	8
Figure 1.6	Modélisation des lignes de réseaux de distribution	9
Figure 1.7	Modélisation des lignes de réseaux de répartition	9
Figure 1.8	Modélisation des lignes de réseaux de transport	10
Figure 1.9	Schéma réaliste d'un réseau d'interconnexion électrique	10
Figure 1.10	Réglage de la fréquence	15

Chapitre 03 : Les métaheuristiques algorithm

Figure 3.1	Classification des algorithmes heuristiques	34
Figure 3.2	Comportement alimentaire des baleines à bosse en filet à bulles	36
Figure 3.3	Flowchart (WOA) algorithm	38
Figure 3.4	Processus de recherche des fourmis	40
Figure 3.5	Flowchart (ACO) algorithm	43
Figure 3.6	(a) : Black-winged kites planant dans l'air	45
Figure 3.7	(b) : Black-winged kites se précipita vers sa proie à grande vitesse	45
Figure 3.8	Les deux stratégies d'attaque des black-winged kites sont (a) de planer dans les airs, en attendant une attaque, et (b) de planer dans les airs, en recherchant une proie	46
Figure 3.9	Flowchart (BKA) algorithm	47
Figure 3.10	Les changements stratégiques des milans à ailes noires pendant la migration pseudocode de BKA	48

Chapitre 04 : Résultats de simulation et discussions

Figure 4.1	Schéma unifilaire du système électrique IEEE à 30 nœuds	52
Figure 4.2	Courbe de convergence pour la minimisation des pertes IEEE 30 nœuds	54

Figure 4.3	Profil de tension des nœuds pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss dans le système IEEE à 30 nœuds	55
Figure 4.4	Courbes de convergence pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) du système électrique IEEE à 30 nœuds	57
Figure 4.5	Profil de tension des nœuds pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) dans le système IEEE à 30 nœuds	58
Figure 4.6	Minimisation du TVD et Ploss sous les limites de génération de puissance IEEE 30	59
Figure 4.7	Schéma unifilaire du système de test de bus IEEE 57	60
Figure 4.8	Courbes de convergence pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss, système IEEE à 57 nœuds	62
Figure 4.9	Profil de tension des nœuds pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss dans le système IEEE à 30 nœuds	63
Figure 4.10	Courbes de convergence pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) du système électrique IEEE à 57 nœuds	65
Figure 4.11	Profil de tension des nœuds pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) dans le système IEEE à 57 nœuds	66
Figure 4.12	Minimisation du TVD et PLOSS sous les limites de génération de puissance IEEE 57	67

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre 01 : Généralité sur le système électrique

Table 1.1	Classification et la numérotation des jeux de barres	12
-----------	--	----

Chapitre 04 : Résultats de simulation et discussions

Table 4.1	Description des systèmes d'alimentation d'essai	51
Table 4.2	Paramètres de contrôle des algorithmes BKA pour les systèmes d'alimentation de test	51
Table 4.3	Résultats de simulation obtenus à l'aide de l'algorithme BKA et d'autres techniques d'optimisation pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss dans le système IEEE à 30 nœuds	53
Table 4.4	Comparaison des pertes de puissance réelles minimales pour différentes méthodes pour le système de bus IEEE 30 nœuds	54
Table 4.5	Comparaison des résultats de simulation pour le système d'alimentation de test de bus IEEE 30 avec l'objectif de minimisation de TVD	55
Table 4.6	Comparaison des TVD réelles minimales pour différentes méthodes pour le système de bus IEEE 30 nœuds	57
Table 4.7	Analyse de la puissance réactive générée par les unités de production, en comparaison avec leurs seuils minimaux et maximaux autorisés, dans le cadre du système de test IEEE à 30 nœuds	58
Table 4.8	Comparaison des résultats de simulation pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss dans le cas du système IEEE à 57 nœuds	61
Table 4.9	Comparaison des résultats de simulation pour le système de bus IEEE 57 avec minimisation Ploss	62
Table 4.10	Comparaison des résultats de simulation pour le système d'alimentation de test de bus IEEE 57 avec l'objectif de minimisation de TVD	64
Table 4.11	Comparaison des TVD réelles minimales pour différentes méthodes pour le système de bus IEEE 57 nœuds	65
Table 4.12	Réactivité des unités de production par rapport à leurs limites minimales/maximales admissibles pour le système de test bus IEEE 57	66

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATION

Symboles Essentiels

Symbol	Signification
P_G / Q_G	Puissance active / puissance réactive générée
P_l / Q_l	Demande de puissance active / demande de puissance réactive
V_i / V_j	Module de la tension à la barre i / à la barre j
Y_{ij} / θ_{ij}	Module / angle de l'élément de la matrice d'admittance entre les barres i et j
δ_{ij}	Différence d'angle de tension entre les nœuds (barres) i et j
T_k	Rapport de transformation du k^e transformateur à prises réglables
Q_c	Puissance réactive (VAR) injectée par le compensateur
P_{loss}	Pertes de puissance active (objectif principal de minimisation)
$F(x,u)$	Fonction objective (à optimiser)
x	Vecteur des variables dépendantes (variables d'état)
u	Vecteur des variables indépendantes (variables de contrôle)

Abréviations

Abréviation	Description
ORPD	Optimisation de la Répartition de la Puissance Réactive
OPF	Optimal Power Flow (Écoulement de Puissance Optimal)
BKA	Black-winged Kite Algorithm (Algorithme du Milan à ailes noires)
WOA	Whale Optimization Algorithm (Algorithme d'Optimisation des Baleines)
ACO	Ant Colony Optimization (Optimisation par Colonies de Fourmis)
SSA	Salp Swarm Algorithm

Abréviation	Description
ABC	Artificial Bee Colony
BWO	Black Widow Optimization
PDO	Pseudo-Differential Optimization
CTFWO	Chaotic Turbulent Flow of Water-based Optimization
GJSO	Gradient Jellyfish Search Optimization
RSO	Random Search Optimization
GSA	Gravitational Search Algorithm
MFOA	Modified Fruit Fly Optimization Algorithm
FOA	Fruit Fly Optimization Algorithm
OGSA	Opposition-based Gravitational Search Algorithm
APOPSO	Artificial Physics-Particle Swarm Optimization
PSO	Particle Swarm Optimization
CPVEHBMO	Chaotic Parallel Vector Evaluated Honey Bee Mating Optimization
IMPAPSO	Improved Modified Particle Swarm Optimization
GWOPSO	Grey Wolf Optimizer-Particle Swarm Optimization
TVD	Total Voltage Deviation (Déviation Totale de Tension)
Ploss	Pertes de puissance active
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NB	Nombre total de barres
NG	Nombre de barres de génération
NLB	Nombre de barres de charge
NTL	Nombre de lignes de transmission
NT	Nombre de transformateurs à prises réglables
NC	Nombre de bancs de condensateurs shunt
PV	Bus générateur (où la tension est contrôlée) / Bus de production
PQ	Bus de charge (où la puissance active et réactive sont spécifiées)
BT	Basse Tension
MT	Moyenne Tension
HT	Haute Tension
THT	Très Haute Tension

Abréviation	Description
AVR	Automatic Voltage Regulator (Régulateur Automatique de Tension)
HVDC	High Voltage Direct Current (Courant Continu Haute Tension)
MVA	Mega Volt-Ampère
pu	Per Unit (par unité)

Introduction Générale

Introduction Générale :

Dans un contexte mondial marqué par une demande énergétique croissante et des préoccupations environnementales grandissantes, l'optimisation des réseaux électriques est devenue un enjeu majeur pour les opérateurs de systèmes de puissance. La gestion efficace de ces réseaux nécessite des outils d'analyse et d'optimisation performants, capables de garantir un fonctionnement économique, fiable et sécurisé. Parmi les problèmes d'optimisation rencontrés dans ce domaine figure la Répartition Optimale de la Puissance Réactive (ORPD), qui vise à déterminer les paramètres optimaux de contrôle permettant de minimiser les pertes de puissance active et d'améliorer le profil de tension du réseau.

La résolution du problème ORPD représente un défi considérable en raison de sa nature non linéaire, non convexe et fortement contrainte. Les méthodes d'optimisation classiques, telles que la programmation linéaire ou non linéaire, présentent des limitations significatives face à ce type de problème, notamment en termes de convergence vers des optima locaux et de difficulté à traiter des variables de contrôle mixtes. Pour surmonter ces obstacles, les chercheurs se sont tournés vers les algorithmes méta-heuristiques, inspirés de phénomènes naturels, qui offrent une alternative prometteuse grâce à leur capacité à explorer efficacement l'espace de recherche et à éviter les optima locaux.

Ce travail de recherche s'inscrit dans cette dynamique en proposant l'application d'une méta-heuristique récente et innovante, l'algorithme d'optimisation Black-winged Kite (BKA), pour résoudre le problème ORPD. Inspiré du comportement de chasse et de migration des milans à ailes noires, le BKA se distingue par sa capacité à équilibrer efficacement l'exploration globale et l'exploitation locale de l'espace de recherche. L'algorithme intègre deux stratégies principales : une phase d'exploitation locale basée sur le vol stationnaire pour intensifier la recherche autour des meilleures solutions, et une phase d'exploration globale simulant le piqué rapide de l'oiseau vers sa proie. De plus, une stratégie de migration dynamique et adaptative permet de renforcer la robustesse de l'algorithme en assurant une sélection intelligente des leaders de population.

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer l'efficacité et la robustesse de l'algorithme BKA dans la résolution du problème ORPD, en comparaison avec d'autres méta-heuristiques reconnues. Les performances de l'algorithme sont évaluées selon deux fonctions objectifs

principales : la minimisation des pertes de puissance active (Ploss) et la minimisation de la déviation totale de tension (TVD), tout en respectant les contraintes opérationnelles du système.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres distincts :

- **Chapitre 01** : Le premier chapitre présente les généralités sur le système électrique, en abordant les concepts fondamentaux des réseaux de transport et de distribution, les composants essentiels du système électrique, ainsi que les principes de base de l'écoulement de puissance. Cette introduction aux systèmes électriques permet de contextualiser les problématiques d'optimisation abordées dans les chapitres suivants.

- **Chapitre 02** : Le deuxième chapitre est consacré à l'écoulement de puissance optimal, en mettant l'accent sur la formulation mathématique du problème ORPD. Il détaille les variables de contrôle, les contraintes d'égalité et d'inégalité, ainsi que les différentes fonctions objectifs considérées dans cette étude. Ce chapitre établit le cadre théorique nécessaire à la compréhension des défis liés à l'optimisation de la répartition de la puissance réactive.

- **Chapitre 03** : Le troisième chapitre explore les méta-heuristiques utilisées dans la résolution des problèmes d'optimisation complexes. Après une présentation générale des principes et caractéristiques des algorithmes méta-heuristiques, ce chapitre se concentre particulièrement sur l'algorithme BKA, en détaillant son inspiration biologique, ses mécanismes de fonctionnement et ses avantages par rapport aux autres méthodes. Une attention particulière est accordée aux stratégies d'équilibrage entre exploration et exploitation qui font la force de cet algorithme.

- **Chapitre 04** : Le quatrième chapitre présente les résultats de simulation et les discussions. L'algorithme BKA est appliqué aux systèmes tests IEEE à 30 et 57 nœuds pour minimiser les pertes de puissance active et la déviation totale de tension. Les résultats obtenus sont comparés à ceux d'autres méta-heuristiques reconnues telles que SSA, ABC, WOA et ACO. Les analyses de convergence et de performance démontrent la supériorité de BKA en termes de qualité de solution, de stabilité et de vitesse de convergence.

Introduction Générale

Les résultats de simulation révèlent que l'algorithme BKA surpasse significativement les autres méthodes d'optimisation pour les deux fonctions objectifs étudiées et sur les différents systèmes de test. Les courbes de convergence illustrent la capacité de BKA à atteindre l'optimum plus rapidement et avec une stabilité supérieure, sans oscillations importantes contrairement à certaines méthodes comparatives. Cette performance confirme l'efficacité de BKA dans la gestion des contraintes de tension et la minimisation des pertes, même dans des réseaux complexes.

Cette étude démontre le potentiel significatif de l'algorithme BKA comme outil d'optimisation pour les problèmes ORPD, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives pour son application dans d'autres domaines de l'ingénierie électrique et au-delà. Les contributions principales de ce travail résident dans l'adaptation efficace de l'algorithme BKA au contexte spécifique de l'ORPD et dans la démonstration empirique de ses performances supérieures par rapport aux méthodes existantes.

Enfin, la thèse se termine par une conclusion générale qui résume les résultats de la recherche et souligne les contributions de cette recherche au développement des systèmes électriques.

Chapitre 01 : Généralité sur le système électrique

1.1 Introduction :

Ce premier chapitre se consacre à l'étude des fondamentaux des systèmes électriques, un prérequis essentiel pour aborder les problématiques d'optimisation traitées ultérieurement. Il s'articule autour de trois objectifs principaux :

- Définir les concepts clés (système électrique, réseau, grandeurs électriques) pour établir un vocabulaire technique commun.
- Classifier les infrastructures selon leurs fonctions (transport, distribution, interconnexion) et leurs niveaux de tension, en soulignant leurs rôles complémentaires.
- Analyser les enjeux techniques liés à la stabilité des réseaux, tels que le réglage de la tension et de la fréquence, la tenue des équipements et la gestion des pics de demande.

Une attention particulière est portée aux réseaux interconnectés, dont les avantages économiques (mutualisation des coûts) et techniques (fiabilité accrue) en font un élément central des systèmes modernes. En clarifiant ces bases, ce chapitre prépare le lecteur à saisir les défis abordés dans le chapitre suivant, dédié à l'optimisation des flux de puissance

1.2 Définition d'un système électrique :

Un système électrique est un ensemble d'équipements et de composants interconnectés qui permettent la production, la conversion, le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique. Il comprend des sources d'énergie (centrales électriques), des réseaux de transport (lignes à haute tension), des réseaux de distribution, ainsi que les dispositifs de commande, de protection et de consommation . [1]

1.3 Définition de réseau électrique :

Le réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques . Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

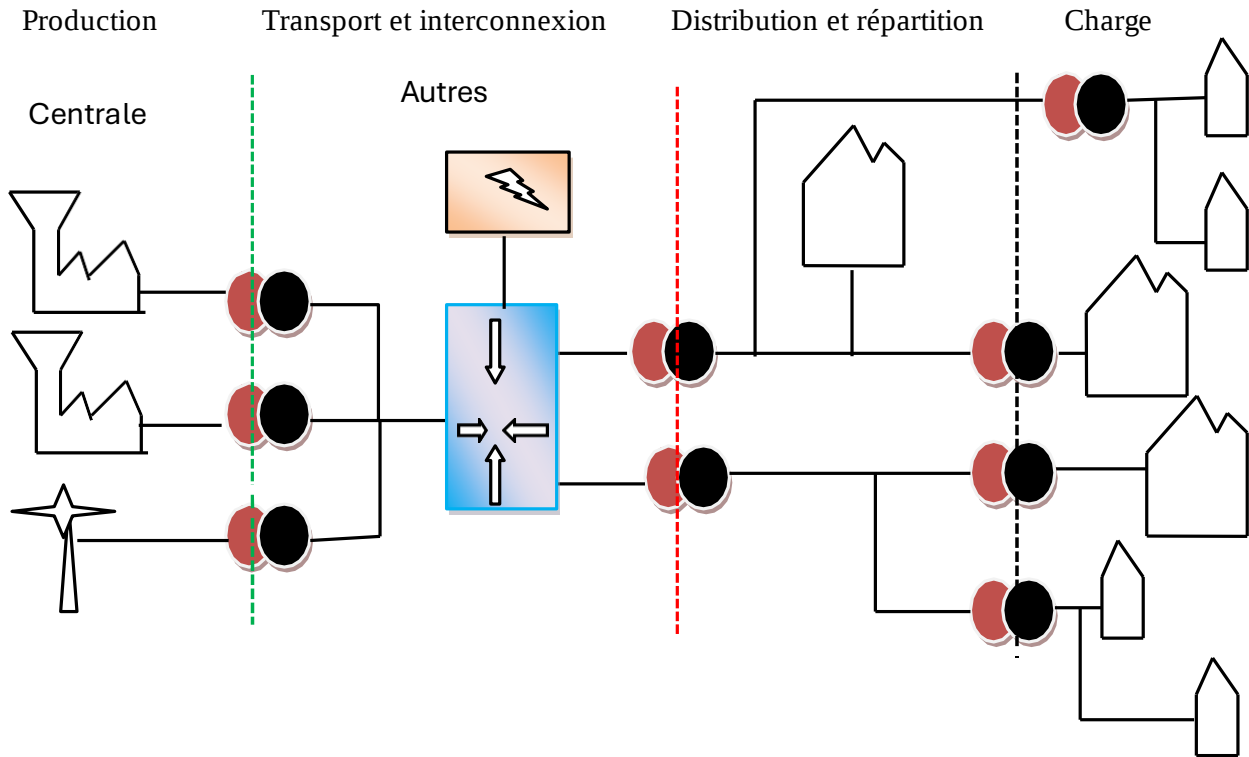


Figure 1.1 : Réseau électrique simplifié

1.4 Les composants fondamentaux :

1.4.1 Générateurs (pile, batterie, alternateur...) :

Les générateurs électriques sont des composants qui produisent de l'énergie électrique. Ils convertissent différentes formes d'énergie (chimique, mécanique...)

Pile :

La pile est un générateur non rechargeable qui produit du courant continu à partir d'une réaction chimique. Elle est couramment utilisée dans des dispositifs tels que les télécommandes, les montres, les jouets et d'autres appareils portatifs nécessitant une source d'énergie autonome.

Batterie (accumulateur) :

La batterie est un générateur rechargeable, fonctionnant de manière similaire à une pile, mais avec la capacité d'être rechargée après usage. Elle est largement utilisée dans divers appareils et véhicules modernes, tels que les téléphones portables, les ordinateurs portables et les voitures

électriques.

Alternateur :

Fonction : convertit l'énergie mécanique (rotation) en courant alternatif (AC). Usage : centrales électriques, moteurs de voiture, groupes électrogènes.[2]

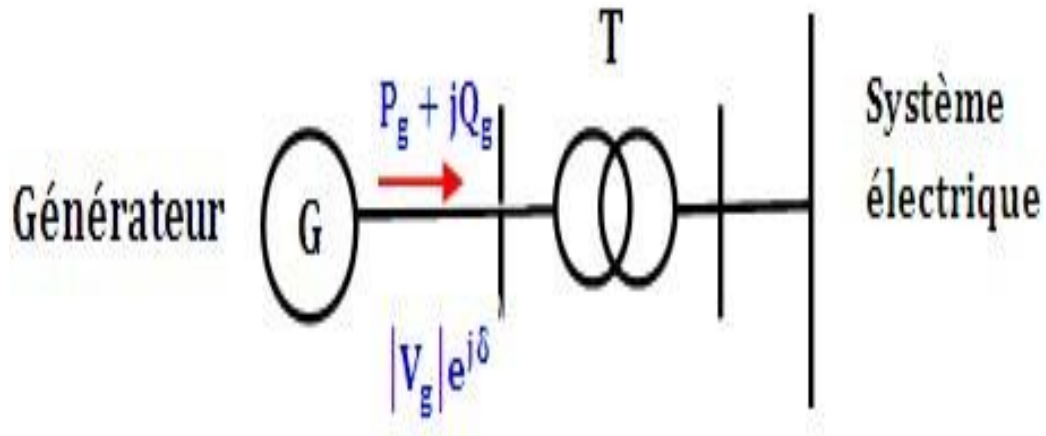


Figure 1.2 : Modèles d'un générateur

1.4.2 Lignes de transmission :

Les lignes de transmission de l'énergie électrique entre les nœuds i et j généralement représentée par le schéma équivalent par phase de type pi comme indiqué sur la Figure (1.3).

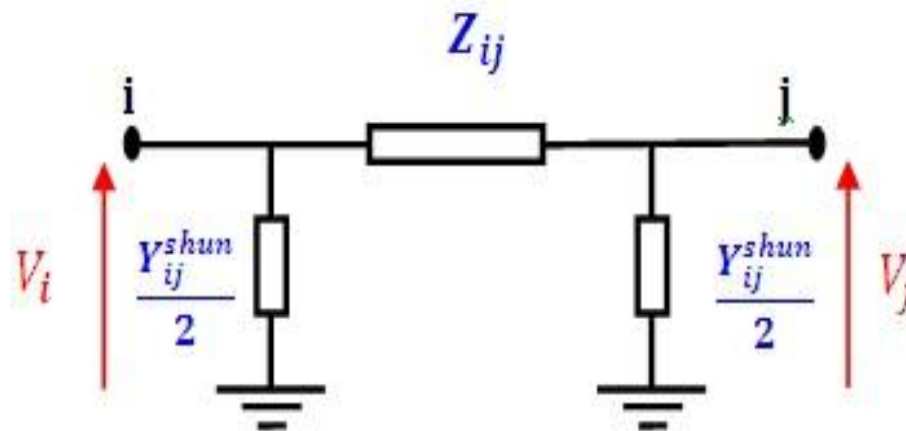


Figure 1.3 : Schéma pi d'une ligne de transmission.

1.4.3 Charge électrique :

La charge électrique est fréquemment représentée par une impédance constante, ce qui constitue une simplification couramment adoptée dans les études de réseaux. Ce type de

modélisation correspond généralement aux postes de répartition (ou sous-stations), lesquels assurent l'alimentation des réseaux de distribution.

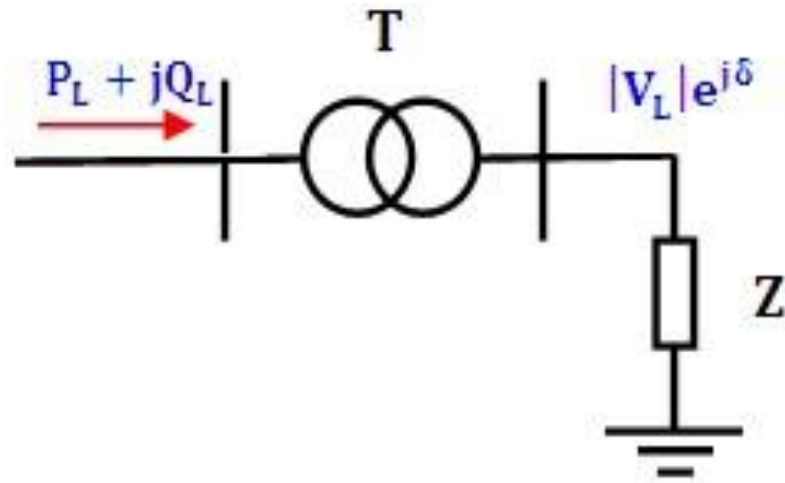


Figure 1.4 : Représente la charge électrique

1.4.4 Eléments shunts :

Généralement les éléments shunts sont des dispositifs destinés à :

- La compensation de l'énergie réactive (les réactances qui sont utilisés pour fournir ou absorber la puissance réactive).
- les batteries de condensateurs Pour obtenir un meilleur profil de tension.[3]

1.5 Classification de réseau électrique :

1.5.1 Réseau d'utilisation :

Les réseaux d'utilisation sont les circuits électriques qui délivrent directement l'énergie électrique aux consommateurs finaux. Ils sont conçus pour répondre aux besoins de puissance active et réactive des équipements connectés, tout en maintenant des tensions stables dans des limites spécifiées. Cela inclut des équipements industriels, commerciaux ou résidentiels.[4]

Line Modeling Process

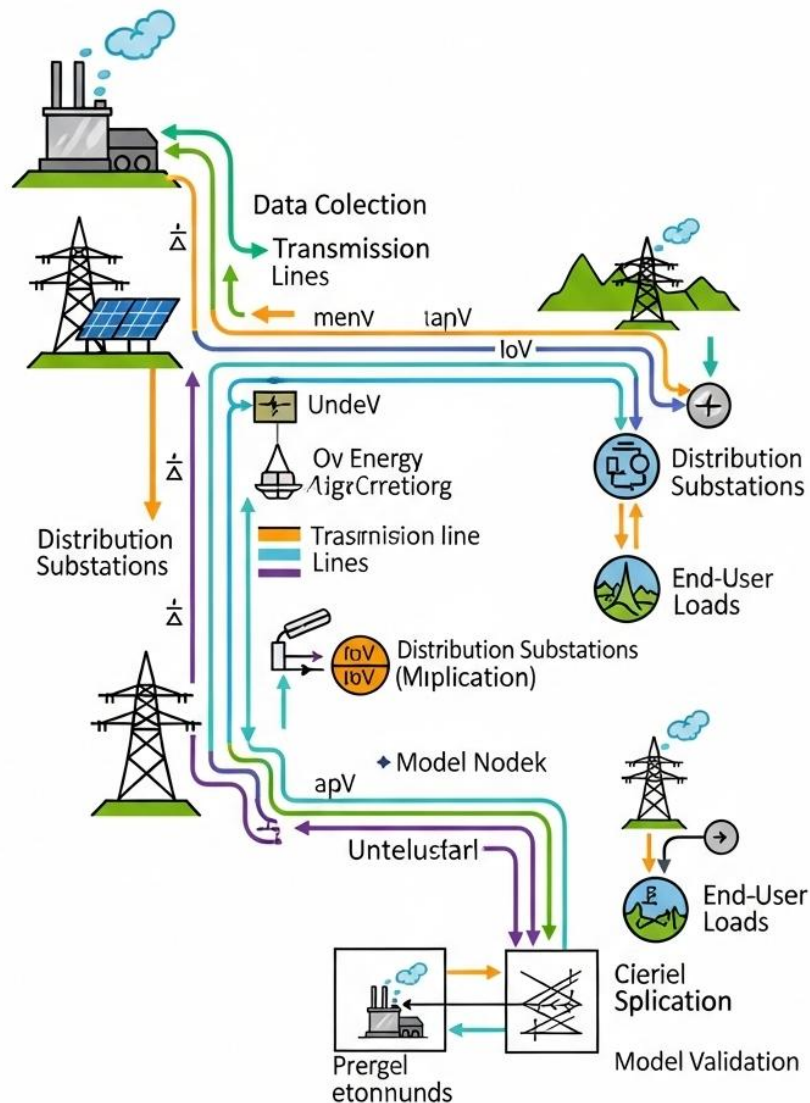


Figure 1.5 : Schéma réaliste d'un réseau d'utilisation[5]

1.5.2 Réseaux de distribution :

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation l'énergie nécessaire. Les réseaux de distribution utilisent au minimum deux niveaux de tension : la basse tension (BT) et la moyenne tension (MT). [6]

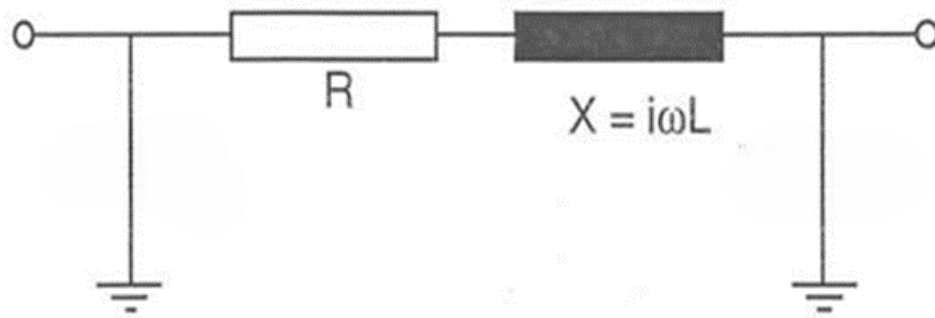


Figure 1.6 : Modélisation des lignes de Réseaux de distribution[7]

1.5.3 Réseaux de répartition :

Ils fournissent la puissance à haute tension (HT) aux points de livraison distribution (de 60 à 150 kV), à l'échelle régionale, mais ne peuvent la transiter que sur des distances limitées à quelques dizaines de kilomètres.[8]

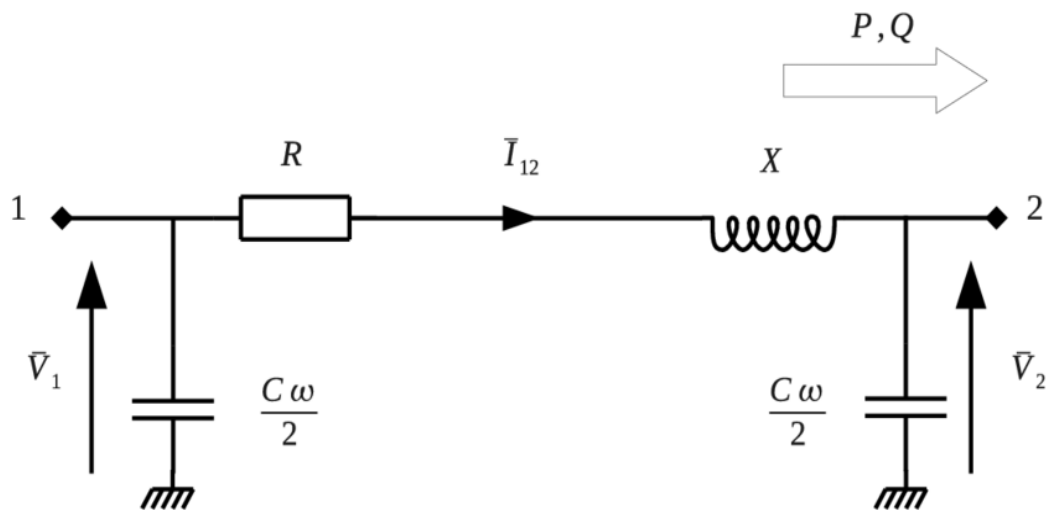


Figure 1.7 : Modélisation des lignes de Réseaux de répartition[9]

1.5.4 Réseaux de transport :

Ils assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire grâce à des transits de puissances importants sur des distances atteignant plusieurs centaines de kilomètres. Les tensions utilisées pour ces réseaux vont de (90kV à 400kV) (THT).[10]

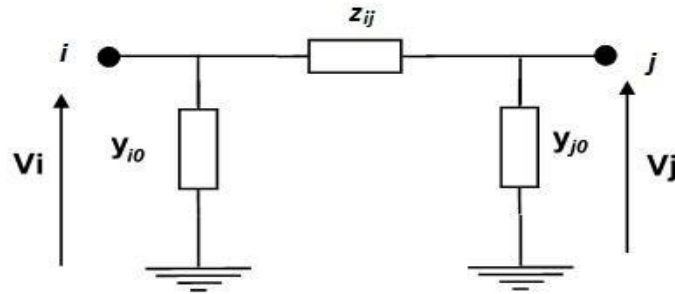


Figure 1.8 : Modélisation des lignes de Réseaux de transport[11]

1.5.5 Réseaux de l'interconnexion :

Ces réseaux sont des systèmes intégrés qui relient plusieurs réseaux de transport pour permettre un échange d'énergie à grande échelle entre différentes régions ou pays. Ils renforcent la fiabilité globale et permettent une optimisation des ressources énergétiques.[12]

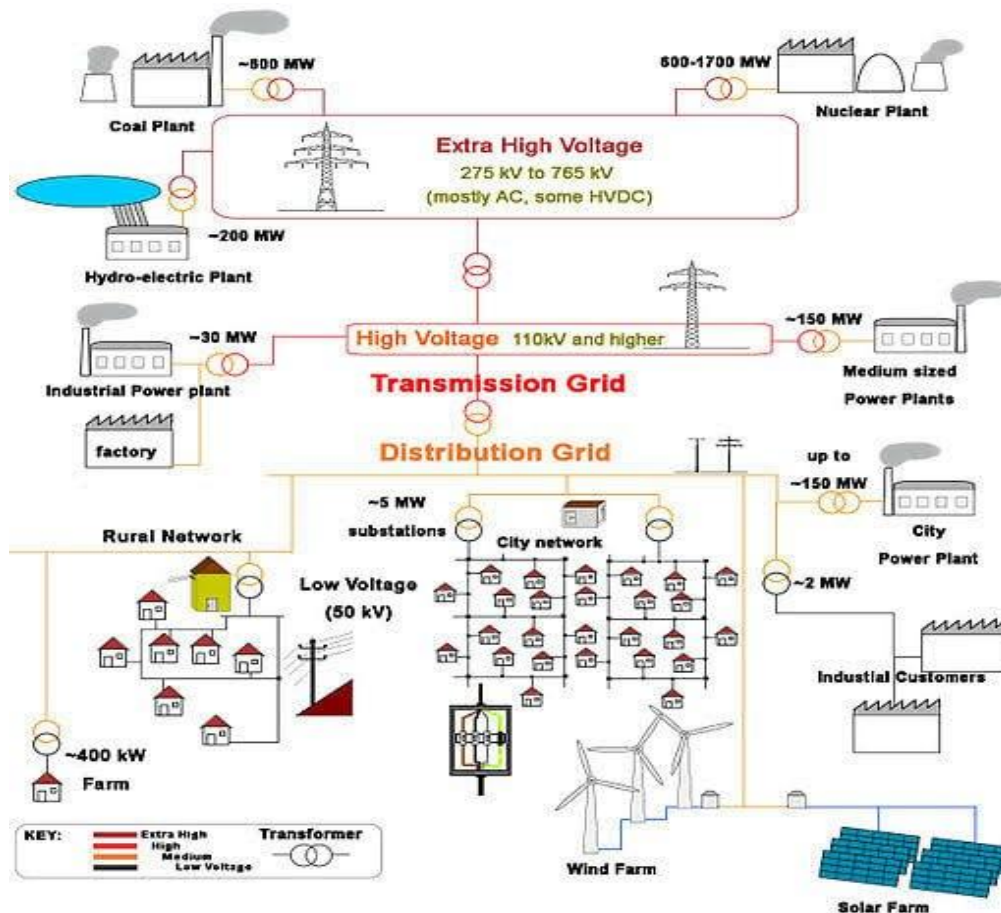


Figure 1.9 : Schéma réaliste d'un réseau d'interconnexion électrique

1.6 Classification des jeux de barres selon leurs caractéristiques techniques :

Les jeux de barres dans un réseau électrique peuvent être classés en trois catégories principales, en fonction des variables électriques qui leur sont associées. La figure II.4 illustre cette classification.

1.6.1 Jeu de barres de référence

Le jeu de barres de référence est connecté à une source de tension supposée constante, sans angle de phase. Il est utilisé comme point de référence pour les calculs de l'écoulement de puissance. Les puissances active P et réactive Q ne sont pas spécifiées mais déterminées à partir des résultats du calcul de charge, afin de satisfaire les conditions du contrôle du réseau.

1.6.2 Jeu de barres générateur (à tension contrôlée) :

Ce type de jeu de barres est relié à un générateur qui fournit une puissance active P sous une tension $|V|$ maintenue constante par un régulateur automatique de tension (AVR). Dans ce cas, les valeurs de P et $|V|$ sont connues, tandis que la puissance réactive Q et l'angle de phase θ sont à déterminer par le calcul.

1.6.3 Jeu de barres de charge :

Les jeux de barres de charge représentent les points de demande du réseau (clients). Pour ce type, les puissances active P et réactive Q sont spécifiées, tandis que l'amplitude de la tension et son angle de phase doivent être calculés. Il convient de noter que ces jeux de barres représentent environ 80 % à 90 % de l'ensemble des jeux de barres dans un réseau électrique.

En résumé, cette classification, ainsi que la numérotation des jeux de barres correspondants, sont présentées dans le tableau suivant [3]

Table 1.1 : classification et la numérotation des jeux de barres.

Jeux de barres	Variables spécifiés	Variables à calculé	Numérotation des jeux de barres
Jeu de barre de référence	La module de tension et l'argument ($ V $ et θ)	La puissance active et réactive (P et Q)	Généralement numérotée (1 ou 0)
Jeu de barre contrôle (PV)	La puissance active et la module de tension (P et $ V $)	La puissance réactive et la module de tension (Q et θ)	Généralement numérotée (2, ..., k)
Jeu de barre de charge (PQ)	La puissance active et réactive (P et Q)	La module de tension et l'argument ($ V $ et θ)	Généralement numérotée (K, ..., n)

1.7 Les réseaux d'interconnexion :

Pour des raisons économiques et techniques, les unités de production d'énergie sont souvent regroupées, alors que la consommation est répartie sur de vastes territoires. Les réseaux de transport à très haute tension (THT) sont essentiels pour relier production et consommation, assurer la sécurité d'approvisionnement, faire face aux imprévus et maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, tout en garantissant l'efficacité et la qualité du service. Pour assurer cette qualité, il est nécessaire de :

- Maintenir les caractéristiques du produit (tension, fréquence) dans des limites précises conformément au cahier des charges.
- Limiter les interruptions de service.

Les réseaux THT sont également cruciaux pour respecter ces exigences, car :

- Les niveaux de tension, qui déterminent l'ensemble du plan de tension dans le réseau, sont principalement établis par les groupes de production connectés aux réseaux THT.
- La fréquence est également régulée par ces groupes de production, qui doivent rester synchronisés en régime permanent.
- La sécurité d'alimentation des grands centres de consommation dépend largement de la structure des réseaux de transport.

[13]

1.8 Les avantages des réseaux interconnectés :

Dans le contexte des réseaux électriques , l'interconnexion des réseaux offre plusieurs avantages essentiels à la fiabilité, à l'efficacité et à la durabilité de l'alimentation en énergie. Voici les principaux avantages des réseaux interconnectés dans les systèmes électriques.

1.8.1 Amélioration de la fiabilité du système :

L'interconnexion permet de réduire les risques de pannes généralisées en permettant le transfert d'énergie entre régions en cas de surcharge, de panne ou de demande accrue.[14]

1.8.2 Optimisation de l'utilisation des ressources énergétiques :

Les réseaux interconnectés permettent un meilleur équilibrage de la production et de la demande, en exploitant les ressources (centrales électriques, énergies renouvelables) là où elles sont disponibles.[15]

1.8.3 Intégration des énergies renouvelables :

Les interconnexions facilitent l'intégration de sources intermittentes comme le solaire ou l'éolien, en compensant leur variabilité avec d'autres sources ou zones interconnectées.[16]

1.8.4 Réduction des coûts de production :

En mutualisant les ressources énergétiques, l'interconnexion permet d'utiliser les moyens de production les plus économiques disponibles dans l'ensemble du réseau interconnecté.[17]

1.9 Eléments de l'unité de production de l'énergie électrique :

1.9.1 Qualité de Fréquence :

La qualité de fréquence est un paramètre critique dans la gestion des systèmes électriques. Elle représente la capacité du système à maintenir une fréquence stable, généralement autour de 50 Hz ou 60 Hz selon la région, même en présence de perturbations telles que des fluctuations de charge ou des déséquilibres entre production et consommation.

1.9.2 Réglage de la Fréquence :

Le réglage de la fréquence est une fonction cruciale des systèmes électriques, visant à maintenir la fréquence dans des limites acceptables en répondant aux variations de charge et de production.

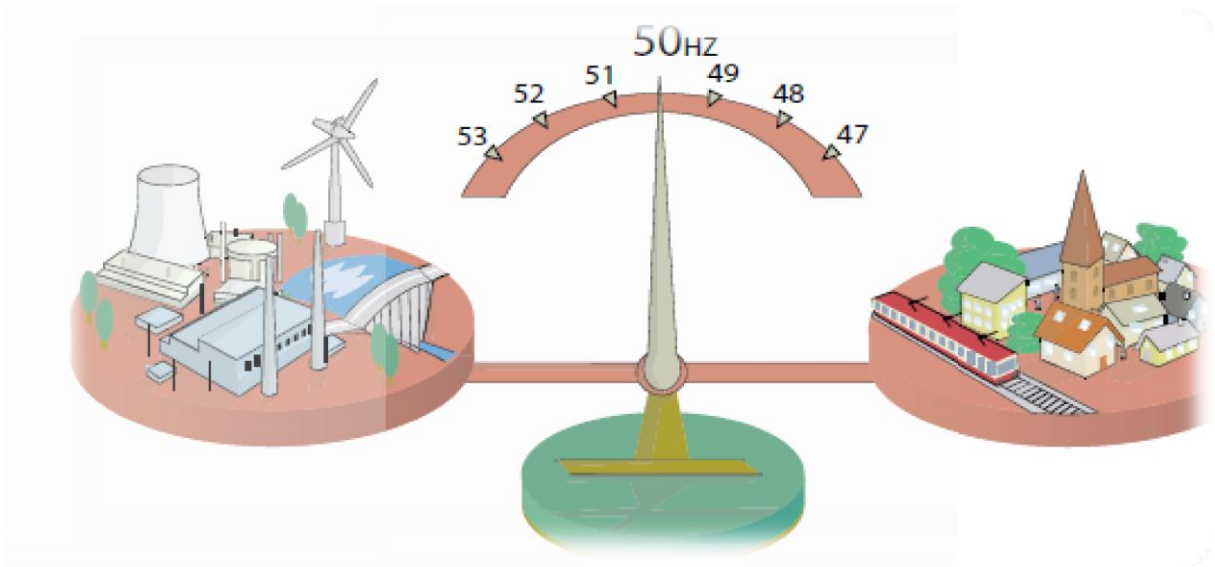


Figure 1.10 : Réglage de la fréquence

1.9.2.1 Réglage primaire de la fréquence :

- **Description** : Une réaction immédiate des générateurs synchrones pour contrer les variations de fréquence.
- **Principe** : Basé sur les régulateurs de vitesse des turbines, il ajuste la puissance mécanique pour stabiliser la fréquence.
- **Temps de réponse** : De l'ordre de quelques secondes.
- **Avantages** : Rapide et automatique, il stabilise la fréquence initialement après une perturbation.

1.9.2.2 Réglage secondaire de la fréquence :

- **Description** : Une régulation centralisée pour ramener la fréquence à sa valeur nominale.
- **Principe** : Ajuste la production dans les différentes zones pour équilibrer l'offre et la demande.
- **Temps de réponse** : Quelques minutes.

- **Avantages** : Réduit les écarts persistants de fréquence et maintient les flux de puissance programmés.

1.9.2.3 Réglage tertiaire de la fréquence :

- **Description** : Une intervention manuelle ou semi-automatique pour optimiser les ressources.
- **Temps de réponse** : De l'ordre de dizaines de minutes.
- **Objectif** : Minimiser les coûts en mobilisant les ressources les plus économiques.

1.9.3 Particularités dans les Systèmes Non Synchrones :

Les systèmes non synchrones connectés par des réseaux HVDC présentent des avantages significatifs pour le réglage de la fréquence. Les convertisseurs HVDC permettent un contrôle indépendant des flux d'énergie entre les zones tout en maintenant leur stabilité respective.

- **Partage des réserves** : Les zones non synchrones peuvent partager leurs réserves primaires grâce aux capacités rapides de contrôle des convertisseurs.
- **Réduction des coûts** : L'utilisation optimale des réserves à travers plusieurs zones réduit les coûts d'exploitation.[18]

1.10 Le réglage de la tension :

La tension en point de réseau est réglée par la modulation de la puissance. Le composant le plus facile à activer est la réactive produite ou consommée à ce point. Le composant le plus facile à activer est la machine synchrone conventionnelle connectée à ce nœud. Machine synchrone conventionnelle connectée à ce nœud. On en déduit donc que la tension est un élément très important pour les réglages entre la puissance active et réactive.

1.11 Appel de puissance d'un réseau :

La puissance demandée par l'ensemble des clients d'un réseau subit de grandes variations. Selon l'heure de la journée et les saisons, la puissance demandée par l'ensemble des clients d'un réseau subit de grandes fluctuations. On constate ainsi que les variations quotidiennes et saisonnières typiques pour un réseau peuvent être plus importantes. que l'appel de puissance

maximale en hiver peut être supérieur à double de l'appel minimal .[19]

1.12 Marché de l'électricité :

La libéralisation du secteur a également donné lieu à l'émergence de nouvelles structures de marché. L'électricité, dont les deux modèles les plus répandus sont le modèle pool, qui a la forme d'une bourse, et le modèle bilatéral, où un producteur et un consommateur concluent un contrat. La centralisation, avec un modèle bilatéral dans lequel un producteur et un consommateur concluent un contrat. Ces deux modèles permettent de conclure un contrat pour une certaine fourniture en énergie à un prix négocié librement entre les deux parties. Ces deux modes de fourniture peuvent d'ailleurs très bien coexister au sein d'une même région.[12]

1.13 La tenue de tension :

Les limites de tension dans le réseau électrique ne doivent pas être dépassées pour plusieurs raisons importantes :

1.13.1 Limites supérieures de tension :

Ces limites sont définies pour tous les niveaux d'exploitation afin de garantir la tenue diélectrique des équipements et d'éviter la saturation des transformateurs. Dans les réseaux de distribution, une tension excessive peut également diminuer la durée de vie des appareils des utilisateurs finaux.

1.13.2 Limites inférieures de tension :

Dans les réseaux de distribution, ces limites sont nécessaires pour assurer le bon fonctionnement des équipements domestiques et industriels. Dans les réseaux de transport, une tension trop basse peut compromettre la sécurité globale du système électrique et entraîner diverses conséquences négatives :

- Surcharge des éléments de transport (lignes et transformateurs) par augmentation du courant, et risque de déclenchement des protections associées.
- instabilité de tension pouvant entraîner un effondrement de tension; perte des éléments de production (stabilité statique des alternateurs, limites de fonctionnement des groupes et de leurs auxiliaires).[20]

1.14 conclusion :

Le premier chapitre a permis d'établir une base conceptuelle essentielle à la compréhension des systèmes électriques. En définissant leurs composants clés (générateurs, réseaux de transport, charges) et en classant leurs infrastructures selon leurs fonctions et niveaux de tension, ce chapitre a mis en lumière l'architecture complexe et interdépendante des réseaux modernes. Les notions fondamentales telles que la tension, le courant, la puissance et les contraintes opérationnelles (tenue de tension, réglage de fréquence) ont été explicitées, soulignant leur rôle central dans la stabilité et l'efficacité des systèmes électriques.

Par ailleurs, l'analyse des réseaux interconnectés a révélé leurs avantages économiques et techniques, notamment la mutualisation des ressources, l'amélioration de la fiabilité et la réduction des coûts. Les défis associés à la gestion dynamique de l'équilibre offre-demande, ainsi qu'aux limites techniques des équipements, ont également été abordés, préparant le terrain pour une réflexion sur les solutions d'optimisation.

Ces éléments théoriques et pratiques constituent un prérequis indispensable pour aborder le deuxième chapitre, consacré à l'écoulement de puissance optimal (OPF). Ce dernier approfondira les méthodes mathématiques et algorithmiques permettant d'optimiser les variables de contrôle des réseaux, en intégrant les contraintes techniques et économiques évoquées dans ce chapitre. L'objectif sera de démontrer comment l'OPF répond aux défis identifiés, en proposant des solutions robustes pour une gestion durable et efficace de l'énergie électrique

Chapitre 02 : ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL

2.1 Introduction :

L'écoulement de puissance optimal (OPF) est un outil clé pour la gestion efficace des réseaux électriques modernes. Il vise à optimiser les paramètres du réseau en équilibrant les critères économiques, techniques et environnementaux, tout en respectant les contraintes de sécurité. Ses objectifs incluent la réduction des coûts de production, des pertes énergétiques, des émissions polluantes et l'amélioration du profil de tension.

La complexité de l'OPF provient de sa nature non linéaire et non convexe, ainsi que de la présence de variables de contrôle continues et discrètes, ce qui limite l'efficacité des méthodes d'optimisation classiques basées sur des hypothèses simplificatrices.[21]

2.2 Problème de l'écoulement de puissance optimal :

Le problème de l'écoulement de puissance optimal (Optimal Power Flow - OPF) est un défi fondamental dans la gestion et l'optimisation des systèmes électriques modernes. Ce problème consiste à déterminer une répartition optimale des ressources de production d'énergie tout en respectant les contraintes techniques, économiques et opérationnelles du réseau électrique. Il a été formulé pour la première fois en 1962 par J. Carpentier (Carpentier, 1962), qui a posé les bases mathématiques nécessaires pour résoudre ce type de problèmes.

L'objectif principal de l'OPF est de minimiser les déviations de tension ou d'autres critères tels que les pertes de puissance, tout en garantissant la stabilité et la fiabilité du système électrique. Cela implique de trouver une solution optimale pour les variables de contrôle telles que la puissance active et réactive injectée par les générateurs, ainsi que les tensions nodales aux différents points du réseau. Le problème devient encore plus complexe lorsqu'il prend en compte des contraintes non linéaires liées aux lois physiques régissant le comportement du courant alternatif (AC).

2.3 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal :

Le problème d'écoulement de puissance optimal est formulé comme un problème d'optimisation mono-objectif sous la forme suivante non linéaire et non convexe ; c'est un problème d'optimisation, qui consiste à minimiser plusieurs fonctions objectifs conflictuelles

simultanément, mais ils sont gaussiens limités par des contraintes physiques et de sécurité commune. La formulation générale est la suivante :

Minimiser :

$$J_i(x, u) \quad \text{pour } i = 1, \dots, N_{\text{obj}} \quad (2.1)$$

Sous contraintes :

$$g(x, u) = 0 \quad (\text{équations d'égalité}) \quad (2.2)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (\text{Inégalités de sécurité}) \quad (2.3)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (\text{Bornes des variables d'état}) \quad (2.4)$$

$$u_{\min} \leq u \leq u_{\max} \quad (\text{Bornes des variables de contrôle}) \quad (2.5)$$

Avec :

- u : variables de contrôle
- x : variables d'état [22]

2.4 Fonctions Objectifs :

L'objectif de l'écoulement de puissance est d'assurer l'équilibre entre la production et la demande en énergie électrique (l'optimisation de la consommation d'électricité, la production d'énergie selon les besoins), sans dépasser les valeurs limites (la stabilité théorique, en fonction de la bonne durée d'utilisation). Il est nécessaire de maintenir les tensions des barres omnibus entre les limites théoriques, en utilisant le contrôle de puissance et la planification du réseau (à partir du calcul de la charge). Il s'agit également d'augmenter la sécurité d'exploitation des réseaux grâce à une bonne stratégie d'écoulement de puissance avant l'apparition de perturbations.[23]

2.4.1 Minimisation des pertes de puissance :

La minimisation des pertes en ligne constitue l'un des objectifs fondamentaux dans l'optimisation de l'exploitation des réseaux électriques. En effet, ces pertes, qui résultent principalement de la résistance des conducteurs et des équipements de transport et de distribution, entraînent une diminution de l'efficacité énergétique du système. Réduire ces pertes

permet non seulement d'améliorer la performance globale du réseau, mais aussi de renforcer sa fiabilité et sa stabilité. Cela contribue également à une meilleure gestion des ressources énergétiques disponibles, en assurant que la plus grande part possible de l'énergie produite parvienne effectivement aux utilisateurs finaux.[24]

$$P_{loss} = \sum_{K=1}^{NTL} G_k \times (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}) \quad (2.6)$$

2.4.2 Minimisation de la déviation de la tension :

La Déviation Totale de Tension (TVD) constitue une fonction objectif importante pour l'analyse et l'exploitation des réseaux électriques. Elle représente la somme des déviations de la magnitude de tension de l'ensemble des nœuds de charge par rapport à leurs valeurs de référence souhaitées ($V_L^{ref}=1.00 \text{ pu}$) La minimisation de la TVD permet d'améliorer le profil de tension et de renforcer le niveau de sécurité des systèmes électriques. Elle s'exprime comme suit :

$$TVD = \sum_{i=1}^{NLB} |V_{L,i} - V_L^{ref}| \quad (2.7)$$

[23]

2.4.3 Contraintes d'égalité :

Le flux de puissance pour chaque nœud d'un réseau électrique est caractérisé par les contraintes d'égalité exprimées comme suit :

$$P_{G,i} - P_{L,i} - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (2.8)$$

$$Q_{G,i} - Q_{L,i} - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) = 0 \quad (2.9)$$

2.4.4 Contraintes d'inégalité :

1 La forme mathématique des contraintes d'inégalité de fonctionnement est exprimée de la manière suivante :

Description des contraintes liées au générateur : La tension de sortie de chaque générateur est caractérisée par sa amplitude, qui est limitée par des bornes supérieure et inférieure, respectivement $V_{G,i}^{min}$ et $V_{G,i}^{max}$. La production de puissance réactive est également limitée entre une capacité minimale et une capacité maximale, respectivement $Q_{G,i}^{min}$ et $Q_{G,i}^{max}$.

$$\begin{cases} V_{G,i}^{min} \leq V_{G,i} \leq V_{G,i}^{max} \\ Q_{G,i}^{min} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,i}^{max} \end{cases} \quad i = 1, 2, 3 \dots NG \quad (2.10)$$

2 La position de prise T_k des transformateurs est soumise aux restrictions imposées par les bornes inférieure et supérieure, respectivement T_k^{min} et T_k^{max} . Ces limites sont mathématiquement données par :

$$T_k^{min} \leq T_k \leq T_k^{max} \quad k = 1, 2, 3 \dots NT \quad (2.11)$$

3 La puissance réactive générée $Q_{c,i}$ par une batterie de condensateurs est limitée par deux bornes, $Q_{c,i}^{min}$ et $Q_{c,i}^{max}$, représentant respectivement les limites inférieure et supérieure de génération, et s'exprime comme suit :

$$Q_{c,i}^{min} \leq Q_{c,i} \leq Q_{c,i}^{max} \quad i = 1, 2, 3 \dots NC \quad (2.12)$$

3 Le débit de puissance pour chaque ligne de transmission est limité par sa capacité de transit :

$$S_l \leq S_l^{max} \quad l = 1, 2, 3 \dots N_{NTL} \quad (2.13)$$

Pour limiter les variables dépendantes V_{Li} , Q_G et S_l , nous utilisons la technique des facteurs de pénalisation, qui empêche la variable dépendante considérée de dépasser ses limites (en écartant les solutions entraînant des violations des limites de la variable d'état concernée), même si la fonction objective à ces points fournit une bonne solution. À cette fin, nous utilisons une fonction objective augmentée décrite par l'équation (2.8) :

$$F_{aug} = F(x, u) + \lambda_V \sum_{i=1}^{NLB} \Delta V_{Li} + \lambda_Q \sum_{i=1}^{NG} \Delta Q_{Gi} + \lambda_S \sum_{i=1}^{NTL} \Delta S_{li} \quad (2.14)$$

où : λ_V , λ_Q et λ_S sont les facteurs de pénalité.

$$\Delta V_{Li} = \begin{cases} (V_{Li}^{min} - V_{Li})^2 & \text{if } V_{Li} < V_{Li}^{min} \\ (V_{Li} - V_{Li}^{max})^2 & \text{if } V_{Li} > V_{Li}^{max} \\ 0 & \text{if } V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max} \end{cases} \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_{Gi} = \begin{cases} (Q_{Gi}^{min} - Q_{Gi})^2 & \text{if } Q_{Gi} < Q_{Gi}^{min} \\ (Q_{Gi} - Q_{Gi}^{max})^2 & \text{if } Q_{Gi} > Q_{Gi}^{max} \\ 0 & \text{if } Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \end{cases} \quad (2.16)$$

$$\Delta S_{li} = \begin{cases} (S_{li} - S_{li}^{max})^2 & \text{if } S_{li} > S_{li}^{max} \\ 0 & \text{if } S_{li}^{min} \leq S_{li} \leq S_{li}^{max} \end{cases} \quad (2.17)$$

[23]

2.5 Résolution de l'écoulement de puissance par des méthodes d'optimisation conventionnelles :

Traditionnellement, les méthodes d'optimisation classiques ont constitué un champ de recherche particulièrement actif, notamment dans le contexte de la résolution du problème de flux de puissance optimal (OPF). Ces approches, fondées sur la programmation mathématique, ont été introduites pour la première fois par Carpentier en 1962. Ce dernier a proposé une formulation du problème de dispatching économique sous forme de programmation non linéaire, en intégrant des contraintes de tension ainsi que d'autres contraintes opérationnelles.

Par la suite, en 1968, Dommel et Tinney ont développé une méthode de programmation non linéaire visant à minimiser à la fois le coût du combustible et les pertes de puissance active. Cette méthode repose sur l'algorithme de Newton, un algorithme d'optimisation par ajustement de gradient permettant de localiser un minimum, avec l'ajout de fonctions de pénalité pour intégrer les contraintes dépendantes. Le travail de Dommel et Tinney a connu un impact majeur et est rapidement devenu une référence pionnière dans le domaine de la résolution du problème d'OPF.[25]

2.5.2 Méthode de Newton-Raphson:

En raison de sa convergence quadratique, la méthode de Newton est mathématiquement supérieure à de nombreuses autres méthodes présentées dans la littérature, et elle est moins sujette à la divergence en présence de problèmes mal conditionnés. Pour les systèmes électriques de grande taille, la méthode de Newton-Rafeson s'avère particulièrement efficace et pratique. Il est à noter que le nombre d'itérations nécessaires pour atteindre la convergence est généralement indépendant de la taille du système.[26, 27]

$$I_i = \sum_{j=1}^{NB} Y_{ij} V_j \quad (2.18)$$

I_i : le courant entrant dans bus i

NB : Le nombre total de bus.

Dans l'équation ci-dessus, l'indice j inclut le nœud i , et les formulations du flux de puissance sont généralement exprimées en coordonnées polaires, car la puissance active et la magnitude de la tension sont spécifiées pour les nœuds de type PV. Les équations en coordonnées polaires s'écrivent généralement sous la forme suivante :

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (2.19)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| (\cos \alpha_{ij} + j \sin \alpha_{ij}) = |Y_{ij}| e^{j\alpha_{ij}} \quad (2.20)$$

Où :

Y_{ij}/α_{ij} = Module/angle de l'élément de la matrice d'admittance entre les nœuds i et j .

δ_i/δ_j = Angle de tension des barres i et j , respectivement.

En exprimant l'équation (2.18) sous forme polaire, on a :

$$I_i = \sum_{j=1}^{NB} |Y_{ij}| |V_j| \angle \alpha_{ij} + \delta_j \quad (2.21)$$

La puissance au niveau du bus- i est donnée par :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = V_i^* \sum_{j=1}^{NB} Y_{ij} V_j \quad (2.22)$$

Substitution des formes polaires de V_i et Y_{ij} dans l'équation (2.22) :

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| e^{j(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j)} \quad (2.23)$$

Depuis la trigonométrie :

$$e^{j(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j)} = \cos(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) + j \sin(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.24)$$

Ainsi, la substitution de l'équation (2.23) dans l'équation (2.24) donne, après séparation des parties réelle et imaginaire, ces équations (2.25) et (2.26) qui représentent un ensemble d'équations simultanées non linéaires en forme polaire pour chaque nœud du réseau électrique.

$$P_i = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos (\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.25)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin (\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.26)$$

L'étude du flux de charge d'un réseau électrique consiste à résoudre ces équations pour les amplitudes de tension $|V|$ et les angles de phase de tension δ . L'amplitude de tension et l'angle de phase de la tension du bus libre ou oscillant sont spécifiés et fixés pour un réseau comportant NB bus, de sorte qu'un nombre de 2 (NB-1) équations non linéaires doit être résolu pour ce système [27]. Pour de petites variations de δ et $|V|$, une relation linéaire est obtenue en formant les équations différentielles partielles comme suit :

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^{NB} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \sum_{j=1}^{NB} \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \Delta |V_j| \quad (2.27)$$

L'équation (2.11) s'applique à tous les types de nœuds (bus) sauf au nœud Slack. De plus :

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^{NB} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \sum_{j=1}^{NB} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \Delta |V_j| \quad (2.28)$$

Pour tous les nœuds non contrôlés en tension, l'équation (2.28) est valide. Ainsi, pour un système à NB nœuds (sans nœuds contrôlés en tension), nous pouvons écrire ces équations comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_{NB}^{(k)} \\ \hline \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_{NB}^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_{NB}} & \left| \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_{NB}|} \right| \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_{NB}^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_{NB}^{(k)}}{\partial \delta_{NB}} & \left| \frac{\partial P_{NB}^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial P_{NB}^{(k)}}{\partial |V_{NB}|} \right| \\ \hline \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_{NB}} & \left| \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_{NB}|} \right| \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_{NB}^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{NB}^{(k)}}{\partial \delta_{NB}} & \left| \frac{\partial Q_{NB}^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial Q_{NB}^{(k)}}{\partial |V_{NB}|} \right| \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_{NB}^{(k)} \\ \hline \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_{NB}^{(k)}| \end{bmatrix}$$

De plus, les équations (2.27) et (2.28) peuvent s'exprimer :

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^{NB} J_{1(i,j)} \Delta \delta_j + \sum_{j=1}^{NB} J_{2(i,j)} \Delta |V|_j \quad (2.29)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^{NB} J_{3(i,j)} \Delta \delta_j + \sum_{j=1}^{NB} J_{4(i,j)} \Delta |V|_j \quad (2.30)$$

Sous sa forme matricielle, il peut être représenté comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Ou, sous forme abrégée :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Les éléments de la matrice jacobienne [28] sont obtenus par les dérivées partielles des équations (2.25) et (2.26), par rapport à $\Delta \delta_i$ et $\Delta |V_i|$ comme indiqué ci-dessous :

Pour le quadrant [J1] :

J1 est de l'ordre de $[NB-1] \times [NB-1]$

Éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.33)$$

Éléments hors diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.34)$$

Pour le quadrant [J2] :

J2 est de l'ordre de $[NB-1] \times [NB-1-m]$, si m bus du système sont contrôlés en tension.

Éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{NB} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.35)$$

Éléments hors diagonale :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.36)$$

Pour le quadrant [J3] :

J3 est de l'ordre de $[NB-1-m] \times [NB-1]$.

Éléments diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^{NB} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.37)$$

Éléments hors diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i \neq j \quad (2.38)$$

Pour le quadrant [J4] :

J4 est de l'ordre de $[NB-1-m] \times [NB-1-m]$.

Éléments diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin \alpha_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{NB} |V_j||Y_{ij}| \sin(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.39)$$

Éléments hors diagonale :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}| \sin(\alpha_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i \neq j \quad (2.40)$$

La matrice jacobienne [28] est de dimension $[2(NB - 1) - m] \times [2(NB - 1) - m]$. Une fois que les éléments de la matrice jacobienne ont été formulés, les étapes pour le calcul de la solution de flux de puissance par la méthode de Newton sont les suivantes :

-
- | | |
|---------|--|
| Étape 1 | Commencez le processus en scannant toutes les données d'entrée. |
| Étape 2 | Créer la matrice Y-bus et l'initialiser pour tous les bus de charge $ V_i^{(0)} = 1.0$ (pu) et $\delta_i^{(0)} = 0$ (rd) et pour les bus à tension régulée, $\delta_i^{(0)} = 0$ (rd). |
| Étape 3 | Calculer les puissances active et réactive à partir des équations (2.25) et (2.26), pour les nœuds de charge, ainsi que $\Delta P_i(k)$ et $\Delta Q_i(k)$ qui sont les différences entre les valeurs calculées et les valeurs prédites, données par : |
| | $\Delta P_i^{(k)} = P_i - P_{i_{sch}}^{(k)} \quad (2.41)$ |
| | $\Delta Q_i^{(k)} = Q_i - Q_{i_{sch}}^{(k)} \quad (2.42)$ |
| Étape 4 | Calculer $P_i(k)$ et $\Delta P_i(k)$ à partir des équations (2.25) et (2.41), respectivement, pour les bus à tension contrôlée. |
| Étape 5 | Vérifiez si $\Delta P_i(k) \leq \varepsilon$ et $\Delta Q_i(k) \leq \varepsilon$ pour tous les bus, c'est-à-dire s'ils sont inférieurs à la précision spécifiée ou non : |
-

$$\begin{aligned} |\Delta P_i^{(k)}| &\leq \varepsilon \\ |\Delta Q_i^{(k)}| &\leq \varepsilon \end{aligned}$$

Si ces mesures sont inférieures à la précision spécifiée, passez à l'étape 10, sinon, passez à l'étape 6.

Étape 6 Calculer les éléments de la matrice jacobienne (2.33)-(2.40), en utilisant les tensions estimées et les puissances calculées.

Étape 7 Résoudre directement le système d'équations linéaires simultanées (2.31) par factorisation triangulaire optimisée et élimination de Gauss.

Étape 8 Mettre à jour la magnitude de la tension du bus et les angles de phase comme suit :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (2.43)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (2.44)$$

Étape 9 Retournez à l'étape 3.

Étape 10 Obtenir les résultats de sortie.

2.5.3 Méthode de Gauss-Seidel :

Les premières méthodes étaient basées sur la méthode de *Gauss – Seidel* relative à la matrice admittance Y . Elle ne nécessite pas beaucoup d'espace mémoire et sa programmation est relativement simple. Pour un système à plusieurs variables, La méthode de *Gauss–Seidel* utilise à chaque itération la valeur la plus récente calculée. La méthode de *Gauss–Seidel* se caractérise

par sa faible convergence; elle peut diverger complètement si la valeur initiale est mal choisie. Mais les petits réseaux ne nécessitent que peu d'itérations pour converger. Les grands réseaux, par contre demandent un grand nombre d'itérations si toutefois ils convergent. Ce désavantage a poussé les chercheurs à développer la méthode de *Newton – Rafeson*. [29]

Dans les calculs d'écoulement de puissance, les équations de système peuvent être écrites en termes de courant, tension, ou puissance au $P^{\text{ème}}$ nœud nous savons que l'équation de la matrice des tensions inconnues, en utilisant la matrice d'accès de n nœud avec 0 est le nœud commun.

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_p \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & \dots & Y_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{01} \\ V_{02} \\ \vdots \\ V_{0n} \end{pmatrix} \quad (2.34)$$

Bien que les courants entrant dans les nœuds des générateurs et des charges ne soient pas connus, ceux-ci peuvent être écrits en termes de P , Q , et V :

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} \quad (2.35)$$

$$\frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} = Y_{p1}V_1 + Y_{p2}V_2 + Y_{p3}V_3 + \dots + Y_{pp}V_{pp} \dots Y_{pn}V_n \quad (2.36)$$

On peut écrire cette équation comme suite :

$$V_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left[\frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} - Y_{p1}V_1 - Y_{p3}V_3 - \dots - Y_{pn}V_n \right] \quad (2.37)$$

En général, pour le $p^{\text{ème}}$ nœud : pour $p \neq q$

$$V_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left[\frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} - \sum_{q=1}^{q=n} Y_{pq}V_q \right] \quad (2.38)$$

La tension V_p à la $(K+1)^{\text{ème}}$ itération peut s'écrire comme suit :

$$V_p^{k+1} = \frac{1}{Y_{pp}} \left[\frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq} V_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^n Y_{pq} V_q^k \right] \quad (2.39)$$

La résolution de cette équation avec la méthode Gausse-Seidel suit la procédure suivante :

- 1 ère étape : initialisation des tensions.

Pour les nœuds de type (P-Q), on prend : $V_p(0)=1+j0$

Pour les nœuds de type (P-V), on prend : $V_p=V\delta_p + j0$, avec δ le déphasage de la tension.

- 2ème étape : calculer les nouvelles valeurs des tensions au niveau de l'accès (p),
- 3ème étape : faire le test de convergence : Si le test est positif, on arrête la résolution.
Sinon on revient à 2ème étape.

Critère de convergence :

La solution de calcul d'écoulement de puissance est atteinte lorsque la relation ci-dessous est satisfaite :

$$P_p + jQ_p = V_p I_p^* \quad (2.40)$$

On définit les mis matches en puissance active et réactive en nœud (p) comme suit :

$$\begin{cases} \Delta P_p = P_p^{\delta p} - P_p^{cal} \\ \Delta Q_p = Q_p^{\delta p} - Q_p^{cal} \end{cases} \quad (2.41)$$

Cas des nœuds producteurs (P-V) Les données sont la puissance active P et le module de la tension V. Les inconnus sont la puissance réactive Q et le déphasage δ .

En ce nœud, le calcul diffère par rapport au nœud consommateur (Nœud (P-Q)), la puissance réactive Q, n'est pas connue. Selon le diagramme des puissances de la machine synchrone, la puissance Q d'un groupe générateur doit demeurer entre une limite supérieure

La procédure de calcul est la suivante :

- 1ère étape : Initialisation des tensions

Pour les nœuds de type (P-Q), on prend : $V_p(0)=1+j0$

Pour les nœuds de type (P-V), on prend : $V_p=V\delta_p + j0$

- 2ème étape : Calculer la puissance réactive au niveau du nœud (P-V).

$$Q_p^{cal} = f_p^{(0)} \sum_{q=1}^n \left(G_{pq} e_q^{(0)} - B_{pq} f_q^{(0)} \right) - e_p^{(0)} \sum_{q=1}^n \left(G_{pq} f_q^{(0)} + B_{pq} e_q^{(0)} \right) \quad (2.42)$$

- 3ème étape : On fait le test :

$$Q_{min} \leq Q_{p^{cal}} \leq Q_{max}$$

A-Si Q_p^{cal} satisfait le test :

Calculer V^{K+1}_p en utilisant la formule (2.39) , avec :

$$Q_p^\delta = Q_p^{cal} \quad (2.43)$$

Une fois V^{K+1}_p obtenue alors :

$$V_p^{k+1} = e_p^{k+1} + j f_p^{k+1}$$

$$\delta_p = \text{Arctg} \left(\frac{f_p^{k+1}}{e_p^{k+1}} \right) \quad (2.44)$$

La tension nouvelle au nœud (P-V) sera :

$$V_p^{k+1} = |V_p^\delta| \angle \delta_p^{k+1} = |V_p^{k+1}| (\cos \delta_p^{k+1} + j \sin \delta_p^{k+1}) \quad (2.45)$$

B- Sinon :

Si $Q_p^{cal} \geq Q_{max}$:

on prend $Q_p^\delta = Q_{max}$ le nœud (P-V) devient un nœud de type (P-Q). La formule (2.43) est utiliser pour calculer la nouvelle valeur de la tension V^{K+1}_p

Si $Q_p^{cal} \leq Q_{min}$

On prend $Q_p^{cal} = Q_{min}$, on utilisera la formule (2.39) pour calculer V^{K+1}_p

2.6 Conclusion :

L'écoulement de puissance optimal (Optimal Power Flow, OPF) constitue un outil fondamental pour la gestion efficace, sécurisée et économique des systèmes électriques. Il permet de déterminer les réglages optimaux des variables de commande, telles que la puissance active injectée par les générateurs, les tensions aux nœuds ainsi que les rapports de transformation, tout en respectant les contraintes techniques et physiques du réseau. Ce processus vise à améliorer la performance globale du système électrique en réduisant les coûts d'exploitation, en minimisant les pertes énergétiques et en assurant un niveau de sécurité adéquat face aux aléas d'exploitation. Avec l'intégration croissante des énergies renouvelables,

l'émergence de charges dynamiques et le développement des marchés électriques décentralisés, l'OPF occupe aujourd'hui une place centrale dans la planification et l'exploitation des réseaux.

Dans ce cadre, le chapitre précédent a présenté en détail les méthodes conventionnelles de résolution de l'OPF, telles que la méthode de Newton-Raphson et l'algorithme de Gauss-Seidel, en mettant en évidence leurs avantages et leurs limites. Bien que ces approches constituent une base solide pour l'optimisation des réseaux, leur efficacité est souvent entravée par la complexité non linéaire des modèles et la taille croissante des systèmes électriques. Les résultats obtenus sur les systèmes tests IEEE 9-bus et 30-bus ont confirmé leur capacité à réduire les coûts de production et les pertes énergétiques, tout en soulignant certaines faiblesses, notamment en matière de vitesse de convergence et de sensibilité aux optima locaux. Ces constats motivent l'exploration de méthodes alternatives plus performantes, telles que les algorithmes méta-heuristiques, présentés dans le chapitre suivant, en raison de leur robustesse et de leur aptitude à traiter des problèmes complexes et de grande dimension.[30]

Chapitre 03 : Les métaheuristiques algorithmes

3.1 Introduction :

Les algorithmes d'optimisation méta-heuristiques deviennent de plus en plus populaires dans les applications d'ingénierie car ils : reposent sur des concepts relativement simples et sont faciles à implémenter ; ne nécessitent pas d'informations sur le gradient ; peuvent contourner les optima locaux ; et peuvent être utilisés dans un large éventail de problèmes couvrant différentes disciplines.[31]

Les défis d'optimisation deviennent significatifs dans des disciplines telles que l'ingénierie, l'économie, la bio-informatique et l'intelligence artificielle, et d'autres, à mesure que la civilisation humaine, la science et la technologie progressent. Historiquement, les approches d'optimisation ont été largement utilisées dans de nombreux domaines, y compris les problèmes médicaux, l'optimisation en ingénierie, l'apprentissage automatique, le traitement d'images, la production éolienne offshore, et bien d'autres. Cependant, de nombreux problèmes du monde réel sont hautement non linéaires, multimodaux et imprévisibles, ce qui rend difficile leur résolution à l'aide des stratégies d'optimisation classiques.[32]

Les algorithmes métaheuristiques sont classés en quatre types en fonction de leurs sources de motivation : les algorithmes d'intelligence de groupe, les algorithmes basés sur l'évolution, les algorithmes basés sur l'humain et les algorithmes basés sur la physique et la chimie. Les algorithmes d'optimisation utilisant l'intelligence de population sont utilisés pour simuler les traits comportementaux des populations biologiques afin d'obtenir la solution optimale globale. Conformément à cet algorithme, chaque groupe est un groupe biologique capable d'accomplir des tâches impossibles à réaliser par des individus en raison du comportement synergique de ses membres. Ses caractéristiques incluent une excellente robustesse, une facilité de mise en œuvre et une structure simple.[33]

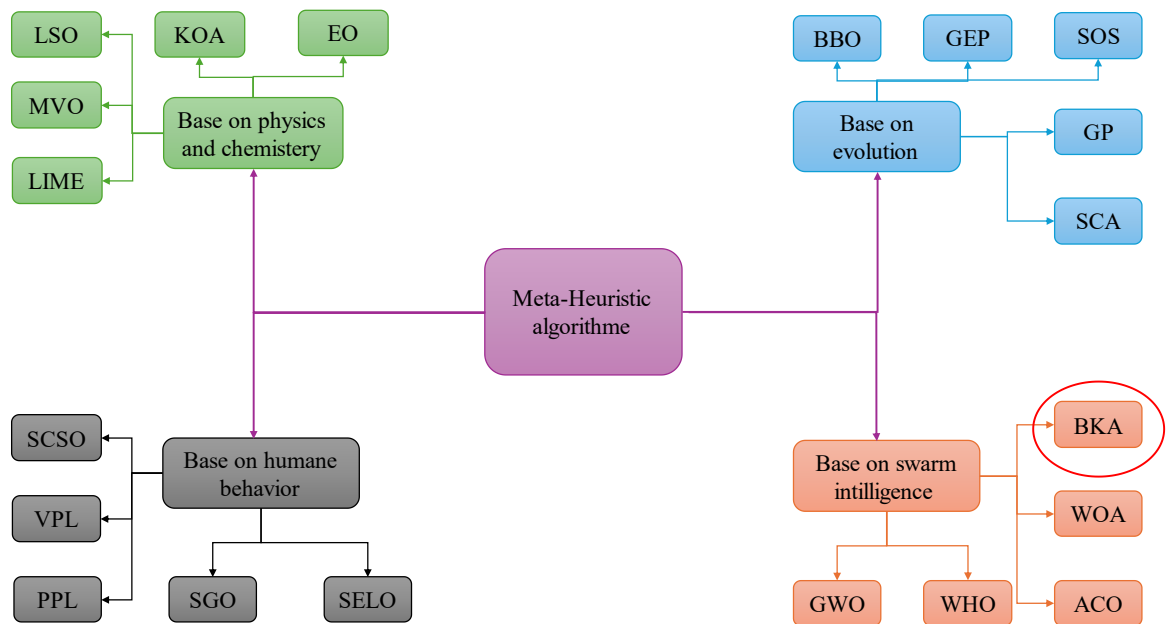
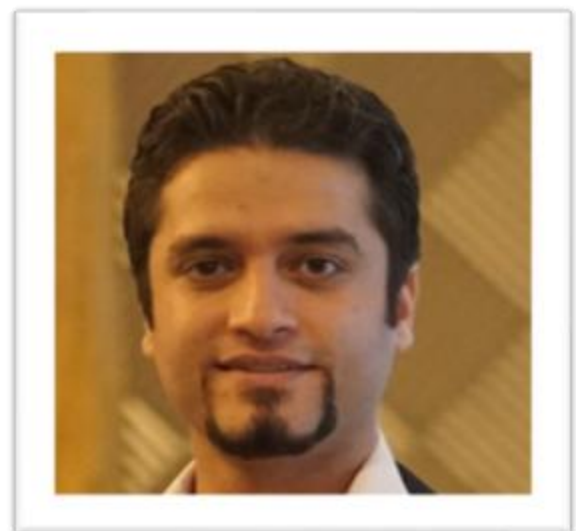


Figure 3.1 : Classification des algorithmes heuristiques.

3.2 Algorithme de la baleine (Whale Optimization Algorithm - WOA) :

3.2.1 inspiration :

L'algorithme d'optimisation par les baleines (Whale Optimization Algorithm, WOA) est un algorithme méta-heuristique inspiré de la nature, proposé par Seyedali Mirjalili en 2016, et basé sur le comportement de chasse en filet de bulles des baleines à bosse. Il simule les stratégies d'encerclement, d'attaque en spirale (filet de bulles) et de recherche de proies pour résoudre des problèmes d'optimisation, en assurant un bon équilibre entre exploration et exploitation. Grâce à sa simplicité, sa facilité d'implémentation et sa capacité à



Seyedali Mirjalili

éviter les optima locaux, le WOA a rapidement gagné en popularité dans de nombreux domaines scientifiques et d'ingénierie, tels que la conception structurelle, la sélection de caractéristiques, les systèmes énergétiques et le traitement d'images. Depuis son introduction, de nombreuses variantes et versions hybrides ont été développées pour améliorer ses performances, aussi bien

pour les problèmes continus que discrets.[31]

3.2.2 Définition :

L'algorithme d'optimisation des baleines est l'un des algorithmes d'optimisation métaheuristiques. Ces algorithmes deviennent de plus en plus populaires et jouent un rôle important dans de nombreuses applications variées car ils sont basés sur une notion simple : ils imitent des concepts et des idées simples issus de la nature[34]. De plus, ils sont considérés comme simples à implémenter et peuvent être utilisés dans de nombreux problèmes variés. De nombreux algorithmes d'optimisation métaheuristiques ont émergé au cours des dernières décennies [35]. Ils sont classés en trois classes principales : les algorithmes évolutionnaires, les algorithmes basés sur la physique et les algorithmes d'intelligence en essaim. Certaines études ont utilisé des mécanismes métaheuristiques évolutionnaires qui s'inspirent de la nature , tandis que d'autres chercheurs ont utilisé des mécanismes basés sur la physique qui imitaient les règles physiques [36]. D'autres encore ont employé des algorithmes d'intelligence en essaim qui imitaient l'attitude sociale intelligente des essaims [37].

L'algorithme d'optimisation des baleines (WOA) imite le comportement des baleines à bosse. Le mécanisme imite le comportement de chasse de ce type de baleines dans la nature. Les phases principales de ce comportement sont la phase d'exploration à la recherche de la proie, la phase d'encerclement de la proie et enfin la phase d'exploitation qui fait référence à la méthode du filet à bulles et à l'attaque de la proie.

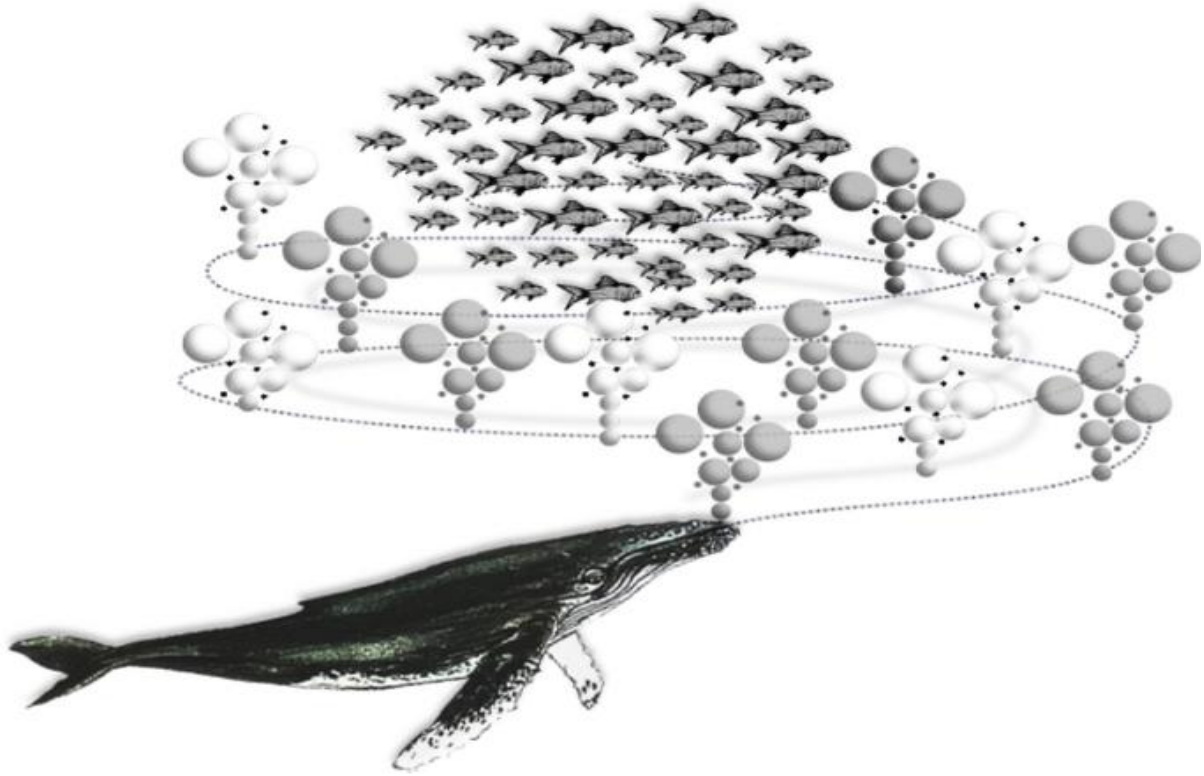


Figure 3.2 : Comportement alimentaire des baleines à bosse en filet à bulles

3.2.3 Encercler la proie :

Les baleines à bosse peuvent localiser leurs proies et les encercler grâce à la technique d'alimentation par filet à bulles. Étant donné que l'emplacement de la valeur optimale dans l'espace de recherche est inconnu au préalable, l'algorithme WOA suppose que la meilleure proie objective, ou une proie proche de l'optimum, est désignée comme la solution candidate actuelle. Une fois que le meilleur agent est déterminé, les autres agents modifieront leurs positions en se dirigeant vers le meilleur agent de recherche. Cette méthode est modélisée par les équations (3.1) et (3.2).[35]

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}^*(t) - \vec{X}(t)| \quad (3.1)$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}^*(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (3.2)$$

Où (t) indique l'itération actuelle, X^* représente le vecteur de position de la meilleure solution acquise jusqu'à présent, X est le vecteur de position, $||$ représente les valeurs absolues et les vecteurs de

coefficients notés A et C, et D est la distance calculée en (3.1). Les vecteurs A et C peuvent être calculés comme dans les équations (3.3) et (3.4) respectivement

$$\vec{A} = 2\vec{a}\vec{r} - \vec{a} \quad (3.3)$$

$$\vec{C} = 2.\vec{r} \quad (3.4)$$

Où a $\vec{a}$ est linéairement diminué de 2 à 0 sur la plage des itérations, et $\vec{r}$ est un vecteur aléatoire dans [0, 1] selon.

3.2.4 Méthode d'attaque par Bubble-Net (Phased'exploitation) :

Deux approches sont préparées pour la technique de comportement de filet à bulles des baleines à bosse :

- **Mécanisme de rétrécissement encerclant** : Cette manière est obtenue en minimisant la valeur de $\vec{a}$ dans l'équation (3.3). Dans cette approche, la nouvelle position peut être mise à jour par la position historique et obtenir la meilleure.
- **Position de mise à jour en spirale** : Les baleines à bosse plongent d'environ 12 mètres, puis créent des bulles en forme de spirale autour de la proie, puis les chassent . Ce mécanisme calcule d'abord la distance entre la baleine à bosse et la proie. Ensuite, une équation spirale est créée entre l'emplacement de la proie et de la baleine à bosse pour imiter la forme spirale dans l'équation (3.5) [2].

$$\vec{X}(t + 1) = \vec{D}.e^{bl}.\cos(2\pi l) + \vec{X}^*(t) \quad , p \geq 0.5 \quad (3.5)$$

$$\vec{D} = |(\vec{X}^*)\vec{t} - \vec{X}(t)| \quad (3.6)$$

b est une constante permettant de déterminer la forme de la spirale logarithmique et l désigne un nombre aléatoire compris entre [-1, 1].

3.2.5 Recherche de proies (phase d'exploration) :

De plus, en complément de la technique du filet à bulles, les baleines à bosse recherchent leurs proies de manière aléatoire au cours de l'itération. Le modèle mathématique est donné par les fonctions (3.7) et (3.8).[2]

$$\vec{D} = |\vec{C}.\vec{Xrand} - \vec{X}| \quad (3.7)$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{Xrand} - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (3.8)$$

Où $\vec{X}$ est un vecteur de position aléatoire, $\vec{Xrand}$ est le meilleur agent de recherche.

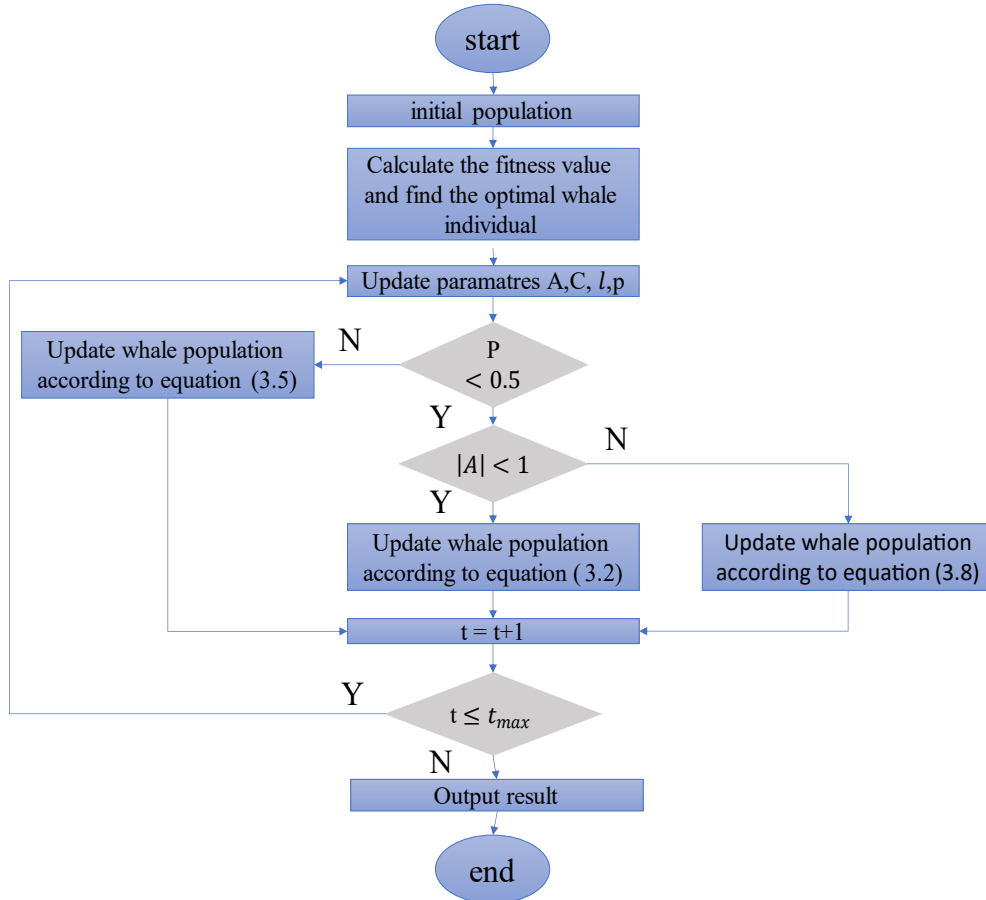


Figure 3.3 : Flowchart (WOA) algorithm

3.3 Optimisation par colonies de fourmis(Ant Colony Optimization - ACO):

3.3.1 inspiration :

L'algorithme d'optimisation par colonie de fourmis (Ant Colony Optimization, ACO) a été proposé par Marco Dorigo en 1991, inspiré du comportement des fourmis qui trouvent des chemins optimaux grâce aux traces de phéromones. Il a été formalisé en 1996 comme une méthode méta-heuristique efficace pour résoudre des problèmes complexes comme le voyageur de commerce. Depuis, de nombreuses variantes et applications ont vu le jour dans des domaines tels que l'ordonnancement, les réseaux, et l'apprentissage automatique.[38]



Marco Dorigo

3.3.2 Définition :

L'Optimisation par Colonie de Fourmis (ACO) est un paradigme pour la conception d'algorithmes métaheuristiques destinés à résoudre des problèmes d'optimisation combinatoire. Le premier algorithme pouvant être classé dans ce cadre a été présenté en 1991 et, depuis lors, de nombreuses variantes diverses du principe de base ont été rapportées dans la littérature. La caractéristique essentielle des algorithmes ACO est la combinaison d'informations a priori sur la structure d'une solution prometteuse avec des informations a posteriori sur la structure des bonnes solutions précédemment obtenues.

L'ACO est une classe d'algorithmes dont le premier membre, appelé Ant System, a été initialement proposé par Coloni, Dorigo et Maniezzo. L'idée sous-jacente principale, vaguement inspirée du comportement des vraies fourmis, est celle d'une recherche parallèle sur plusieurs processus de calcul constructifs basés sur des données locales du problème et sur une structure de mémoire dynamique contenant des informations sur la qualité des résultats précédemment obtenus. Le comportement collectif émergeant de l'interaction des différents processus de recherche s'est avéré efficace pour résoudre des problèmes d'optimisation combinatoire (CO).

Cela étant dit, le fonctionnement d'un algorithme ACO peut être résumé comme suit : Un ensemble d'agents de calcul concurrents et asynchrones (une colonie de fourmis) se déplace à travers les états du problème correspondant à des solutions partielles du problème à résoudre.

Ils se déplacent en appliquant une politique de décision locale stochastique basée sur deux paramètres, appelés traces et attractivité. En se déplaçant, chaque fourmi construit de manière

$$P_{ij}^K(t) = \begin{cases} \frac{[\tau_{ij}]^\alpha \cdot [\eta_{ij}]^\beta}{\sum_{l \notin \text{tabu}_k(t)} [\tau_{il}]^\alpha \cdot [\eta_{il}]^\beta} & \text{if } j \notin \text{tabu}_k(t) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.9)$$

incrémentielle une solution au problème. Lorsqu'une fourmi termine une solution, ou pendant la phase de construction, la fourmi évalue la solution et modifie la valeur de la trace sur les composants utilisés dans sa solution. Cette information de phéromone dirigera la recherche des futures fourmis.[39]

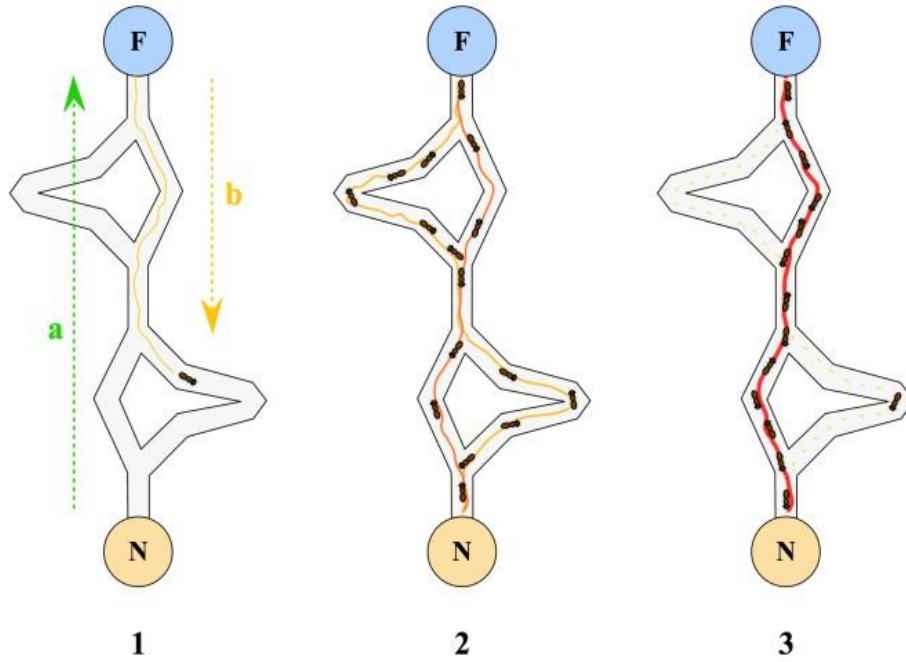


Figure 3.4 : Processus de recherche des fourmis

Marco Dorigo et Luca Maria ont transposé ce comportement des fourmis en un système computationnel, comme le montre l'Équation (3.9).

L'équation (3.9) est une méthode de décision probabiliste qui est fréquemment utilisée par les fourmis à l'étape dans le nœud r pour choisir le nœud suivant j lorsque le nœud $j \notin \text{tabu}_k(t)$,

où $\notin \text{tabu}_k(t)$ ce qui signifie n'est pas un membre du *tabu* liste . Autrement dit, le nœud n'a pas encore été visité par la fourmi k . La valeur de la fonction heuristique est estimée en fonction des paramètres α et β . τ_{ij} . La quantité de phéromone déposée par les fourmis est initialement inversement proportionnelle au nombre total de nœuds N tel que défini par $\tau_{ij}(0) = \frac{1}{N}$. La qualité d'un chemin choisi est déterminée par la quantité de phéromones déposées par les fourmis. Le mécanisme de mise à jour des performances des phéromones repose sur l'utilisation d'un algorithme. Par exemple, dans la mise à jour globale, les meilleurs chemins sont déterminés, puis mis à jour avec une grande quantité de phéromone en récompense. La formule suivante permet d'accomplir la tâche de mise à jour globale.

$$\tau_{ij} = (1-p) \tau_{ij} + p \Delta_{\tau}^k, \forall (i, j) \in B^k \quad (3.10)$$

p

Où Δ_{τ}^k représente la qualité de la solution et représente la valeur constante dans la plage de $[0,1]$ fournie par l'utilisateur. Une mise à jour locale est effectuée pour surmonter la création de connexions ayant une quantité importante de phéromones. Fréquemment, les connexions perdent une certaine densité de phéromone lorsque les fourmis choisissent une connexion particulière. La formule (3.11) permet de réaliser la mise à jour locale des phéromones.

$$\tau_{ij} = (1-\delta) \tau_{ij} + \delta \tau_0 \quad (3.11)$$

La valeur de δ est prédéfinie et déclarée par l'utilisateur dans l'intervalle $[0, 1]$, tandis que τ_0 représente la solution de qualité produite par l'algorithme ACO lorsque la fonction heuristique représente la longueur de l'arête.

3.3.3 Exploration et exploitation :

L'exploration et l'exploitation sont les sujets les plus critiques, mais aussi les plus vagues. L'exploration est le processus de recherche dans tout l'espace de recherche à la recherche de solutions plus optimales et diversifiées. Un exemple d'exploration est le processus d'évaporation ACO qui réduit la densité de phéromones pour éviter la stagnation, phénomène qui se produit en raison d'une grande quantité de phéromones concentrée sur quelques connexions. L'exploitation s'applique localement. Le processus consiste à améliorer la solution obtenue. Un exemple est l'application de la recherche locale dans ACO qui améliore le résultat en effectuant

quelques ajustements dans la solution voisine obtenue. Le succès clé de tout algorithme méta-heuristique repose sur les deux composants mentionnés ci-dessus. L'indicateur d'entropie utilisé par Pellegrini dans [40] pour caractériser la quantité de phéromone afin d'augmenter l'exploration de l'algorithme ACO. Colas et al. ont utilisé l'indicateur d'entropie pour fournir des informations comme un retour sur les paramètres de l'ACO [41]. Dans la construction de la solution, l'indicateur est appliqué simultanément à chaque nœud. Les probabilités de sélection de chaque nœud sont calculées et évaluées pour tous les nœuds par les fourmis comme suit :

$$\mathcal{E}_i = - \sum_{j=1}^l p_{ij} \log p_{ij} \quad (3.12)$$

Où P_{ij} représente la probabilité de sélectionner l'arc approprié entre le nœud i et le nœud j lorsque les fourmis sont situées dans le nœud i et $l, 1 \leq l \leq n - 1$ représente le nombre possible de choix disponibles. Par conséquent, l'entropie moyenne pour chaque nœud sera calculée de la même manière. Blum [42] a utilisé un indicateur de convergence, utilisé comme indicateur de rétroaction dans le cadre du hypercube. Le cadre utilisé pour augmenter la convergence des fourmis. Le facteur de convergence est calculé comme suit :

$$\frac{\sum_{t_{ij} \in T} \min\{t_{max} - t_{ij}, t_{ij} - t_{min}\}}{n^2} \quad (3.13)$$

Où la matrice de phéromones est représentée par T et les traces de phéromones sont représentées par T_{ij} , qui est la quantité de phéromone déposée par les fourmis. Le critère d'acceptation (AC) est un autre outil utilisé comme facteur des stratégies de redémarrage pour augmenter la quantité d'exploration dans l'ACO. Si l'itération i_{last} correspond à la solution appropriée trouvée dans l'ACO, alors le point optimal pour redémarrer les stratégies peut être calculé comme suit :

$$AC = \begin{cases} s'' & \text{if } f(s'') < f(s) \\ s''' & \text{if } f(s'') \geq f(s), i - i_{last} > i_r \\ s & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.14)$$

La valeur de S''' est générée de manière aléatoire en fonction de la nouvelle solution initiale, qui correspond aux stratégies de redémarrage de l'algorithme. L'exploration augmente sans

garantie que les fourmis visiteront le même emplacement qui a été visité lors de l'itération précédente.

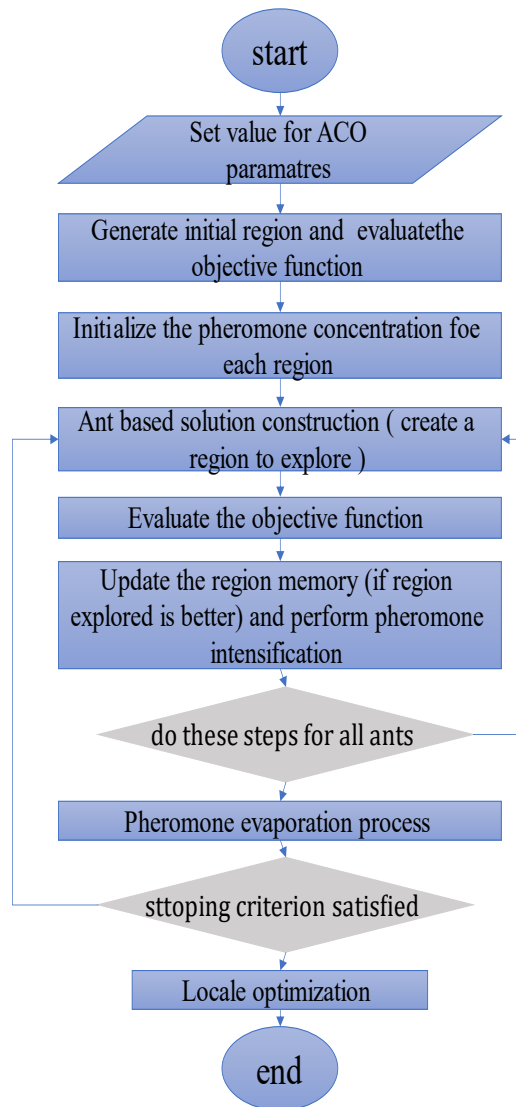


Figure 3.5 : Flowchart (ACO) algorithm

3.4 Black-winged kite optimization algorithm (BKA) :

3.4.1 inspiration :

L'algorithme d'optimisation (BKA) est un métaheuristique récent, proposé initialement en mars 2024 par Wang Jun et ses collègues, s'inspirant des comportements de chasse et de migration des milans à ailes noires. Il modélise principalement deux stratégies : l'attaque en vol stationnaire (recherche locale) et le piqué rapide (recherche globale), souvent enrichies par une phase de migration aléatoire et une stratégie de "Leader". Depuis son introduction, plusieurs améliorations et hybridations ont été développées pour optimiser son équilibre exploration-exploitation et éviter les optima locaux, trouvant des applications dans divers domaines tels que la résolution de fonctions de référence, la conception technique et la sélection de caractéristiques.[43]



Wen-chuan Wang

3.4.2 Définition :

Black-winged kites nichent dans de vastes champs avec des arbres et des buissons, des terres agricoles, des bois clairs et des prairies. Ils se nourrissent de campagnols, d'insectes, de petits oiseaux, de lapins et de reptiles. Leur style de chasse consiste principalement à se percher sur des poteaux téléphoniques et de grands arbres, à attendre les oiseaux et les insectes qui passent, puis à plonger pour les attraper. Une autre stratégie consiste à tourner en silence, à planer et à surveiller le sol pendant des heures dans le ciel avant de plonger pour attraper leur proie lorsqu'elle apparaît. Les élans bleus migrent vers leurs zones de reproduction au printemps (avril-mai) et partent en automne (octobre-novembre). Un modèle algorithmique inspiré des capacités de chasse et des comportements de migration des élans bleus a été développé.[44]



Figure 3.6 : (A) : Black-winged kites planant dans l'air.



Figure 3.7 : (B) : Black-winged kites se précipita vers sa proie à grande vitesse.

$$X_i = BK_{lb} + rand(BK_{ub} - BK_{lb}) \quad (3.15)$$

rand représente une valeur arbitraire dans l'intervalle $[0, 1]$, i est un entier dans l'intervalle de 1 à N , X_i est l'ensemble de départ des élans bleus, et BK_{lb} et BK_{ub} désignent les limites inférieure et supérieure du i -ème élan bleu dans la j^{eme} dimension, respectivement.

3.4.3 Comportement d'attaque :

En tant que prédateur de petits mammifères et insectes des prairies, les élans bleus ajustent l'angle de leurs ailes et de leur queue en fonction de la vitesse du vent pendant le vol, planent silencieusement pour observer leurs proies, puis plongent et attaquent rapidement. Cette stratégie comprend différents comportements d'attaque pour l'exploration globale et la recherche. La figure 3.5 montre une scène d'un élan bleu planant dans les airs, déployant ses ailes et maintenant son équilibre. La figure 3.6 montre la scène de l'élan bleu se précipitant vers sa proie à une vitesse extrêmement rapide. La figure 3.7(a) montre l'état d'attaque de l'élan bleu lorsqu'il plane dans les airs, tandis que la figure 3.7(b) montre l'état de l'élan bleu lorsqu'il plane dans les airs. Ce qui suit est un modèle mathématique pour le comportement d'attaque des black-winged kites.

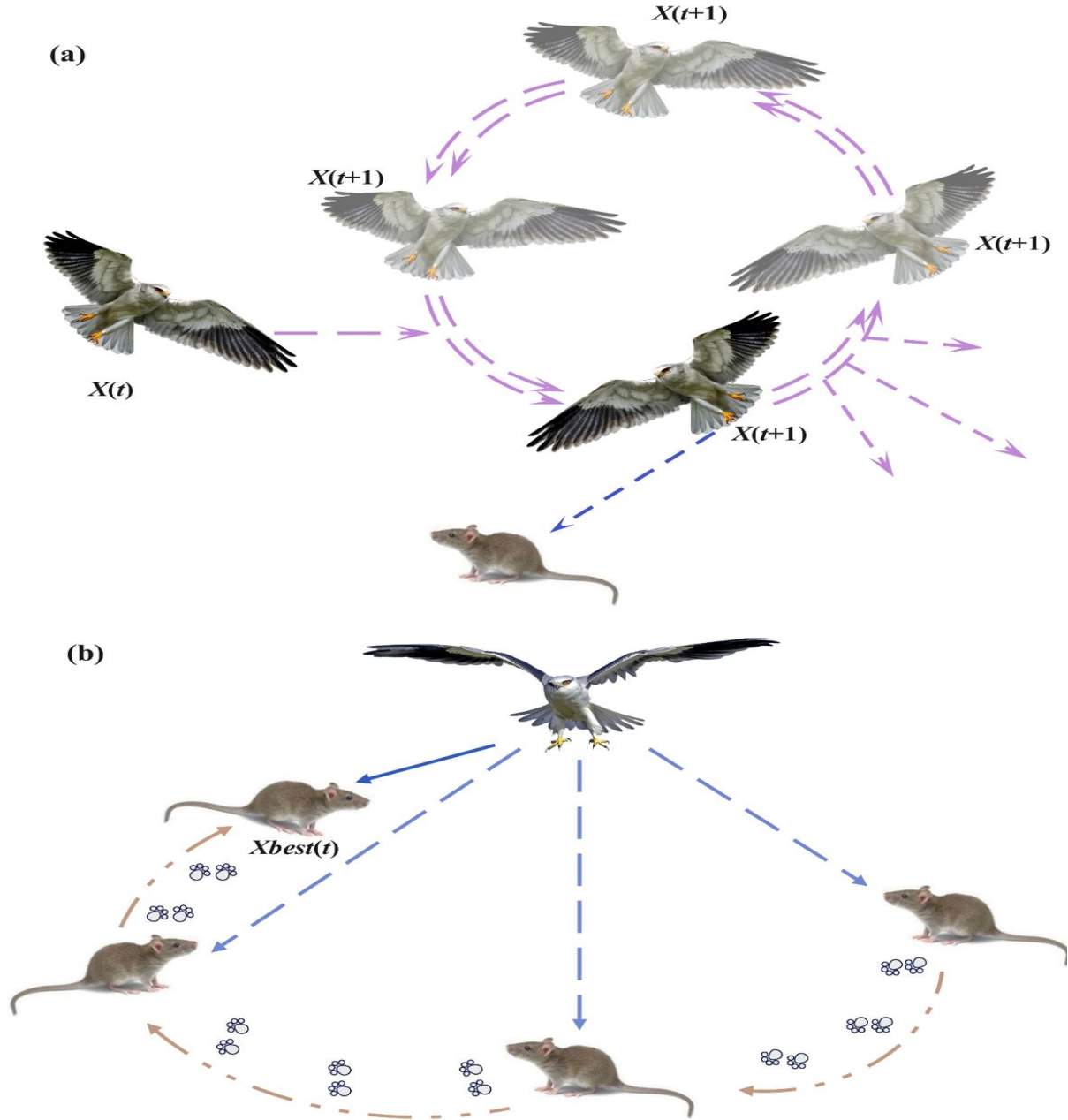


Figure 3.8 : Les deux stratégies d'attaque des Black-winged kites sont (a) de planer dans les airs, en attendant une attaque, et (b) de planer dans les airs, en recherchant une proie.

Lorsque $p < r$, à grande vitesse, le milan à ailes noires charge vers sa cible, et l'équation de mise à jour de position est :

$$Y_{t+1}^{i,j} = \begin{cases} Y_t^{i,j} + n(1 + \sin(r)) \times Y_t^{i,j} & p < r \\ Y_t^{i,j} + n \times (2r - 1) \times Y_t^{i,j} & \text{else} \end{cases} \quad (3.16)$$

Lorsque $p > r$, la formule la plus récente pour la position de l'état d'attaque des milans à ailes noires lorsqu'ils planent dans les airs est :

$$n = 0.05 \times e^{-2 \times \left(\frac{t}{T}\right)^2} \quad (3.17)$$

$Y_t^{i,j}$ et $Y_{t+1}^{i,j}$ représentent respectivement la position du i^{eme} élanion à ailes noires dans la j^{eme} dimension aux étapes d'itération t et $(t+1)$.

r : est un nombre aléatoire compris entre 0 et 1. et p est une valeur constante de 0,9.

T : est le nombre total d'itérations, et t est le nombre d'itérations terminées jusqu'à présent.

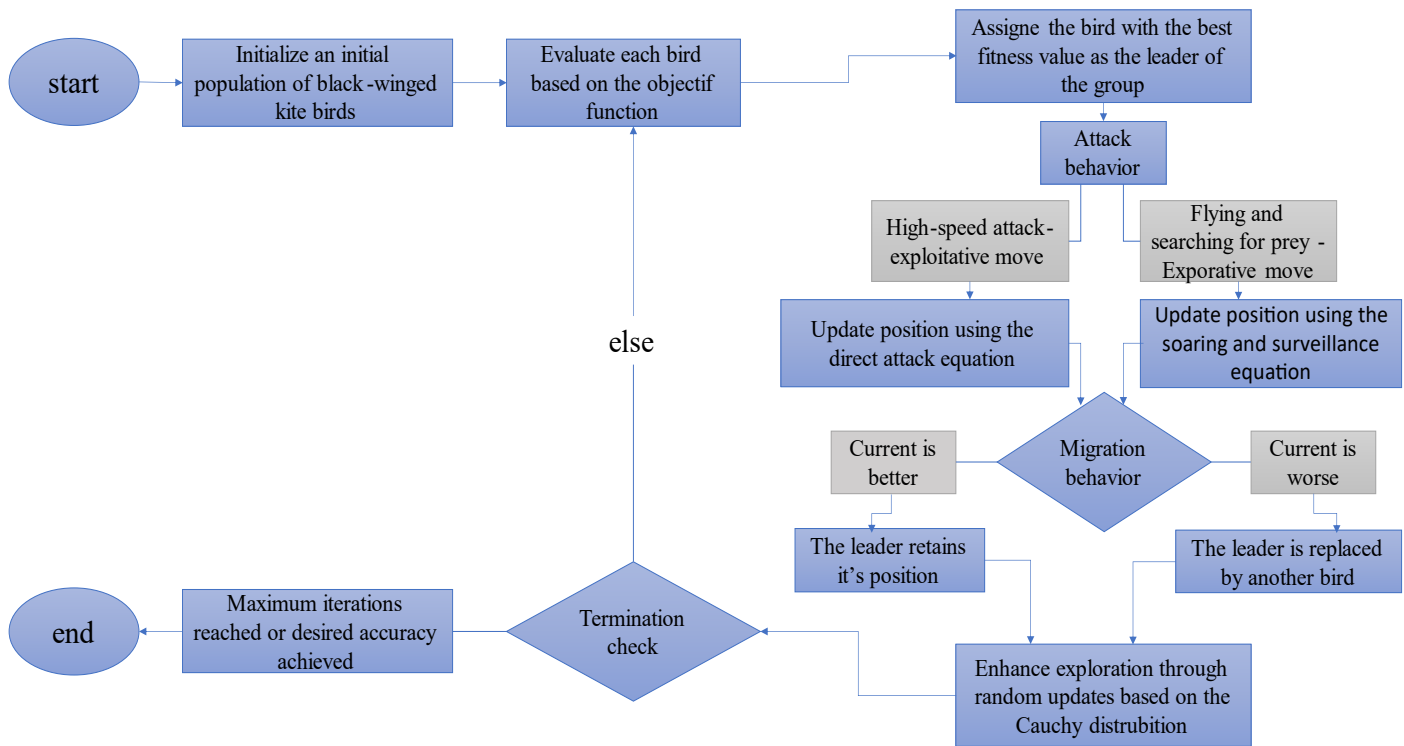


Figure 3.9 : Flowchart (BKA) algorithm

3.4.4 Comportement migratoire :

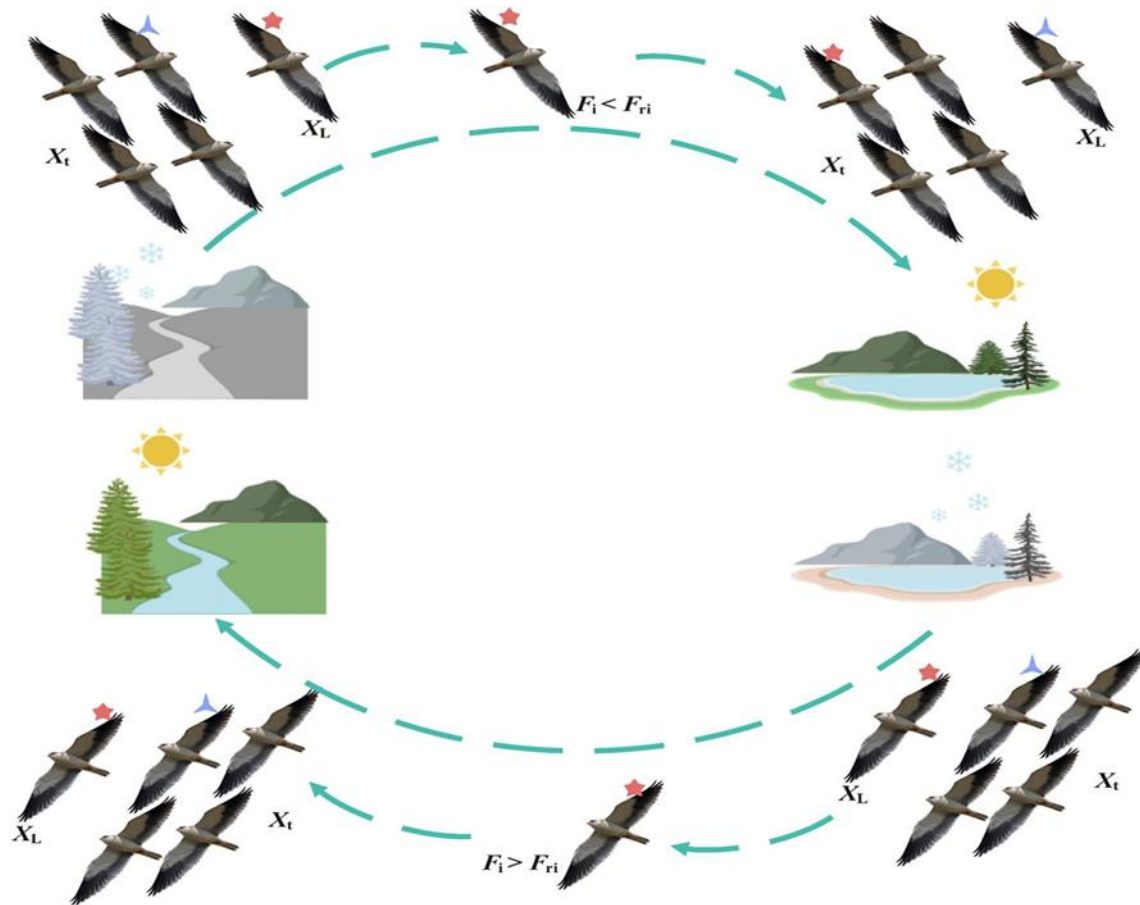


Figure 3.10 : Les changements stratégiques des Milans à ailes noires pendant la migration Pseudocode de BKA

La migration des oiseaux est un comportement complexe influencé par des facteurs environnementaux tels que le climat et la disponibilité de nourriture. La migration des oiseaux vise à s'adapter aux changements saisonniers, et de nombreux oiseaux migrent vers le sud en hiver depuis le nord pour obtenir de meilleures conditions de vie et des ressources. La migration est généralement menée par des leaders, et leurs compétences de navigation sont cruciales pour le succès de l'équipe. Nous proposons une hypothèse basée sur la migration des oiseaux : si la valeur de fitness de la population actuelle est inférieure à celle d'une population aléatoire, le leader abandonnera son rôle et rejoindra la population migratoire, indiquant qu'il n'est pas apte à mener la population vers l'avant. Au contraire, si la valeur de fitness de la population actuelle est supérieure à celle d'une population aléatoire, il guidera la population jusqu'à ce qu'elle atteigne sa destination. Cette stratégie permet de sélectionner dynamiquement d'excellents

leaders pour assurer une migration réussie. La figure 3.9 montre les changements du leader pendant le processus de migration[45]

$$Y_{t+1}^{i,j} = \begin{cases} Y_t^{i,j} + C(0.1) \times (Y_t^{i,j} - L_t^j) & F_i < F_{ri} \\ Y_t^{i,j} + C(0.1) \times (l_t^j - m \times Y_t^{i,j}) & else \end{cases} \quad (3.18)$$

$$m = 2 \times \sin(r + \frac{\pi}{2}) \quad (3.19)$$

Les attributs des équations (3.18) et (3.19) sont définis comme suit :

- L_t^j représente le meilleur marqueur des milans à ailes noires dans la j^{eme} dimension de la t^{eme} itération jusqu'à présent.
- $Y_t^{i,j}$ et $Y_{t+1}^{i,j}$ représentent la position du i^{eme} milan à ailes noires dans la j^{eme} dimension aux étapes d'itération t et $(t+1)$, respectivement.
- F_t^j représente la position actuelle dans la j^{eme} dimension obtenue par n'importe quel milan à ailes noires à l'itération t .
- $F_{r_t}^j$ représente la valeur de fitness de la position aléatoire dans la j^{eme} dimension obtenue à partir de n'importe quel milan à ailes noires à l'itération t .
- $C(0,1)$ représente la mutation de Cauchy.

Une distribution de Cauchy unidimensionnelle est une distribution de probabilité continue à deux paramètres. L'équation suivante illustre la fonction de densité de probabilité de la distribution de Cauchy unidimensionnelle :

$$f(x, \delta, \mu) = \frac{1}{\pi} \frac{\delta}{\delta^2 + (x - \mu)^2} \quad -\infty < x < +\infty \quad (3.20)$$

Lorsque $\delta = 1$ et $\mu = 0$, sa fonction de densité de probabilité devient la forme standard. Voici la formule précise :

$$f(x, \delta, \mu) = \frac{1}{\pi} \frac{1}{x^2 + 1} \quad -\infty < x < +\infty \quad (3.21)$$

3.5 conclusion :

Ce chapitre a mis en lumière le potentiel des algorithmes méta-heuristiques pour l'optimisation des réseaux électriques. Des approches comme le WOA, l'ACO et le BKA se distinguent par leur capacité à équilibrer exploration et exploitation, évitant ainsi les pièges des optima locaux tout en garantissant une convergence rapide. Cependant, des défis subsistent, notamment en termes de paramétrage et d'adaptabilité à des problèmes hautement contraints. Ces limitations ouvrent la voie à des recherches futures, telles que l'hybridation avec d'autres méthodes ou l'intégration de mécanismes d'apprentissage automatique. Le chapitre suivant validera ces approches à travers des simulations concrètes sur des systèmes de test standardisés.

Chapitre 04 : Résultats de simulation et discussions

4.1 Résultats de simulation et discussions :

Table 4.1 : Description des systèmes d'alimentation d'essai.

Description	IEEE 30 nœuds	IEEE 57 nœuds
Nombre de contrôle Variables	19	25
Nombre de Générateurs	6	7
Nombre de transformateur	4	15
Nombre de Q-shunt	9	3
Contraintes d'égalité	60	114
Contraintes d'inégalité	125	245
Variables discrètes	13	18
Ploss (MW)	5.81	28.462
TVD (pu)	0.5821	1.233

Table 4.2 : Paramètres de contrôle des algorithmes BKA pour les systèmes d'alimentation de test

Algorithme	BKA			
Paramètres	λ_V	λ_Q	N	Max itération ou max Cycle
IEEE 30 bus	0.2	0.2	80	150
IEEE 57 bus	10	05	150	300

4.2 Système IEEE à 30 nœuds

Le système IEEE à 30 nœuds est utilisé comme premier cas d'étude pour le problème d'Optimisation de la Répartition de la Puissance Réactive (ORPD). Ce réseau comporte au total 19 variables de commande, réparties comme suit :

- **6 générateurs** situés aux nœuds 1, 2, 5, 8, 11 et 13 ;
- **4 Transformateurs** à prises réglables entre les couples de nœuds (6–9), (6–10), (4–12) et (28–27) ;

- **9 Condensateurs** shunt dans les bus installés aux nœuds 10, 12, 15, 17, 20, 21, 23, 24 et 29.

Les données du réseau sont tirées de la référence[46], avec une demande totale de puissance active de 2,834 unités par unité (pu), basée sur une puissance de référence de 100 MVA. Les limites des variables de commande sont également précisées dans [46]

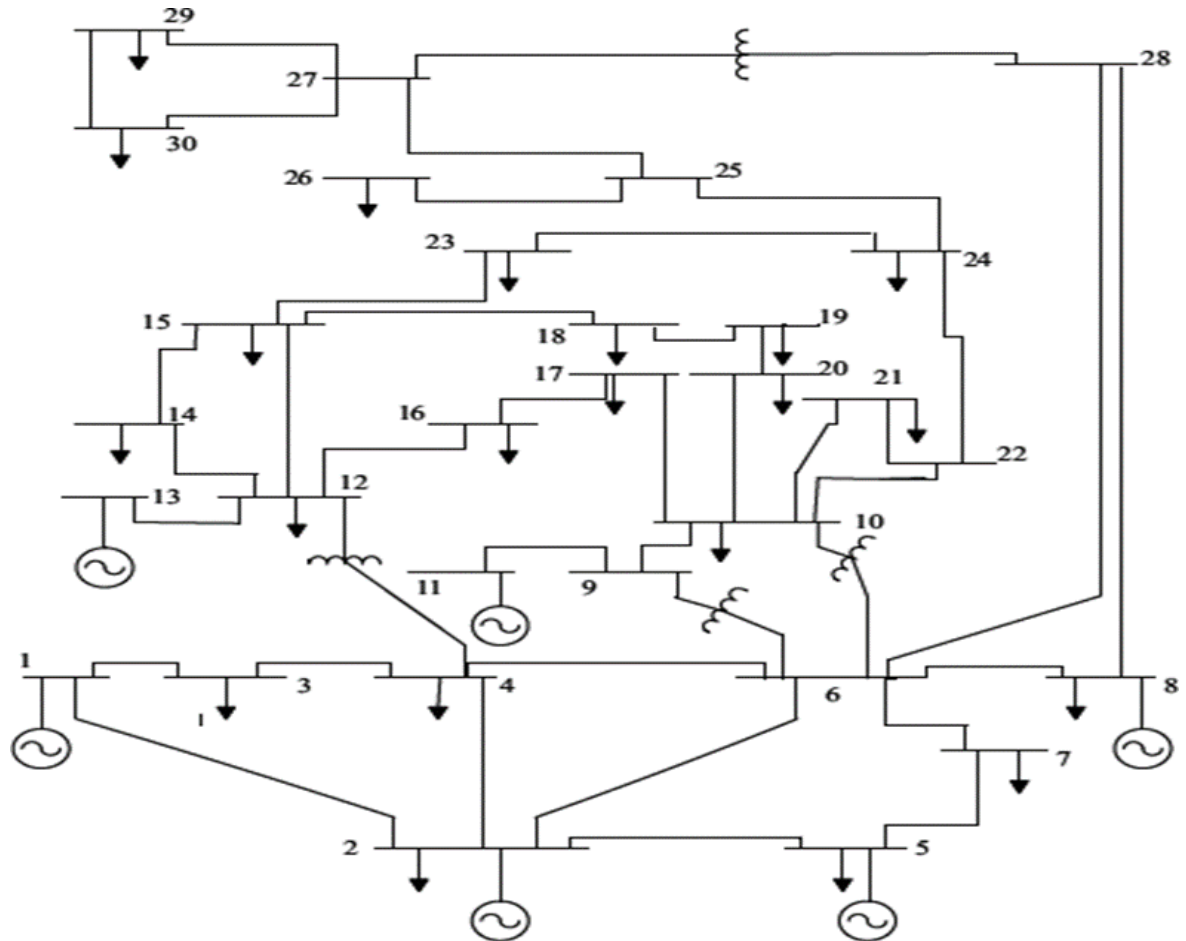


Figure 4.1 : Schéma unifilaire du système électrique IEEE à 30 nœuds [47]

4.2.1 Minimisation des pertes de puissance active pour le système IEEE à 30 nœuds:

Dans ce cas, les pertes de puissance active (P_{loss}) sont sélectionnées comme fonction objectif à minimiser. Les variables de contrôle optimales obtenues par l'algorithme BKA sont présentées dans le Tableau 4.3. Les résultats de simulation issus de la méthode BKA sont comparés à ceux d'autres méthodes d'optimisation documentées dans la littérature, telles que SSA[23], ABC[23], BWO[48], PDO[49], CTFWO[50], GJSO[51], et RSO[49].

La valeur minimale de Ploss obtenue par l'algorithme BKA est 4.5690 MW, soit une réduction de 0.1040 MW (2.22%) par rapport à S SSA[23](Ploss = 4.6730 MW) et de 0.1467 MW (3.11%) par rapport à ABC[23] (Ploss = 4.7157 MW). Une comparaison statistique, basée sur le Tableau 4.4, confirme la supériorité de BKA par rapport aux autres méthodes. Par exemple, BKA surpasse RSO[49] (Ploss = 5.1328 MW) avec une amélioration de 10.98%, et dépasse même des méthodes récentes comme CTFWO[50] (Ploss = 4.9448 MW) avec un gain de 7.6%.

Les courbes de convergence illustrées dans la Figure 4.2 mettent en évidence la rapidité et la stabilité de BKA pour atteindre la solution optimale, sans stagnation précoce contrairement à certaines méthodes comme ABC[23] ou SSA[23]. Cette performance démontre l'efficacité de BKA dans la gestion des problèmes de répartition de puissance réactive, en évitant les convergences prématurées et en explorant efficacement l'espace de recherche.

Table 4.3 : Résultats de simulation obtenus à l'aide de l'algorithme BKA et d'autres techniques d'optimisation pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss dans le système IEEE à 30 nœuds :

Variables de contrôle	BKA	SSA[23]	ABC[23]	BWO[48]	PDO[49]	CTFWO[50]	GJSO[51]	RSO[49]
Tension du générateur								
Vg ₁	1.1000	1.1000	1.0578	1.1	1.073600	1.071342	1.072730	1.091200
Vg ₂	1.0953	1.0945	1.0565	1.0885	1.063800	1.06216	1.063191	1.085800
Vg ₅	1.0750	1.0749	1.0236	1.1	1.039600	1.039794	1.041043	1.073700
Vg ₈	1.0771	1.0768	1.0176	1.0722	1.041100	1.039981	1.041745	1.038700
Vg ₁₁	1.1000	1.0707	1.0426	1.1	1.098600	1.031899	1.030055	1.043100
Vg ₁₃	1.1000	1.0814	1.0686	1.0851	1.094100	1.062353	1.057310	1.095400
Rapport de prise du transformateur								
T ₆₋₉	1.0841	1.0147	1.0380	1.1	1.073600	1.013433	0.985547	0.962000
T ₆₋₁₀	0.9030	1.0036	1.0289	0.9938	1.063800	0.900373	0.988252	0.968800
T ₄₋₁₂	1.0125	1.0593	1.0755	1.1	1.039600	0.983546	0.970000	1.036400
T ₂₈₋₂₇	0.9794	1.0040	1.0396	1.0195	1.041100	0.987144	0.998907	0.988300
Batteries de condensateurs								
QC-10	4.9830	4.3881	2.7614	0.5	5.000000	0.005125	4.068389	3.840300

QC-12	4.6570	4.3416	2.0468	0.5	5.000000	0	0.606066	2.919700
QC-15	4.8081	2.6818	0.9966	0.5	0.000000	1.870944	1.389000	1.070700
QC-17	4.9540	1.6046	2.7687	0.5	5.000000	0.792172	0.926962	0.760800
QC-20	4.9673	1.4919	4.5165	0.5	0.000000	4.978545	1.920899	0.920200
QC-21	4.9990	2.7040	3.3702	0.5	5.000000	2.360041	3.122019	3.404000
QC-23	3.6597	2.7881	3.5046	0.5	4.062800	0.002876	1.074956	4.981000
QC-24	4.4561	4.3374	2.4227	0.5	5.000000	3.716173	4.848491	3.509100
QC-29	4.5529	2.4971	3.8632	0.18	0.000000	0	1.918125	3.637300
Ploss MW	4.5690	4.6730	4.7157	4.7831	4.839510	4.9448	4.945079	5.132850
TVD (pu)	1.7552	1.0592	0.4789	0.9920	1.266310	-	-	1.024060

Table 4.4 : Comparaison des pertes de puissance réelles minimales pour différentes méthodes pour le système de bus IEEE 30 nœuds

Algorithms	Ploss MW	Algorithms	Ploss MW
RSO[49]	5.132850	BWO[48]	4.7831
GJSO[51]	4.945079	ABC[23]	4.7157
CTFWO[50]	4.9448	SSA[23]	4.6730
PDO[49]	4.839510	BKA	4.5690

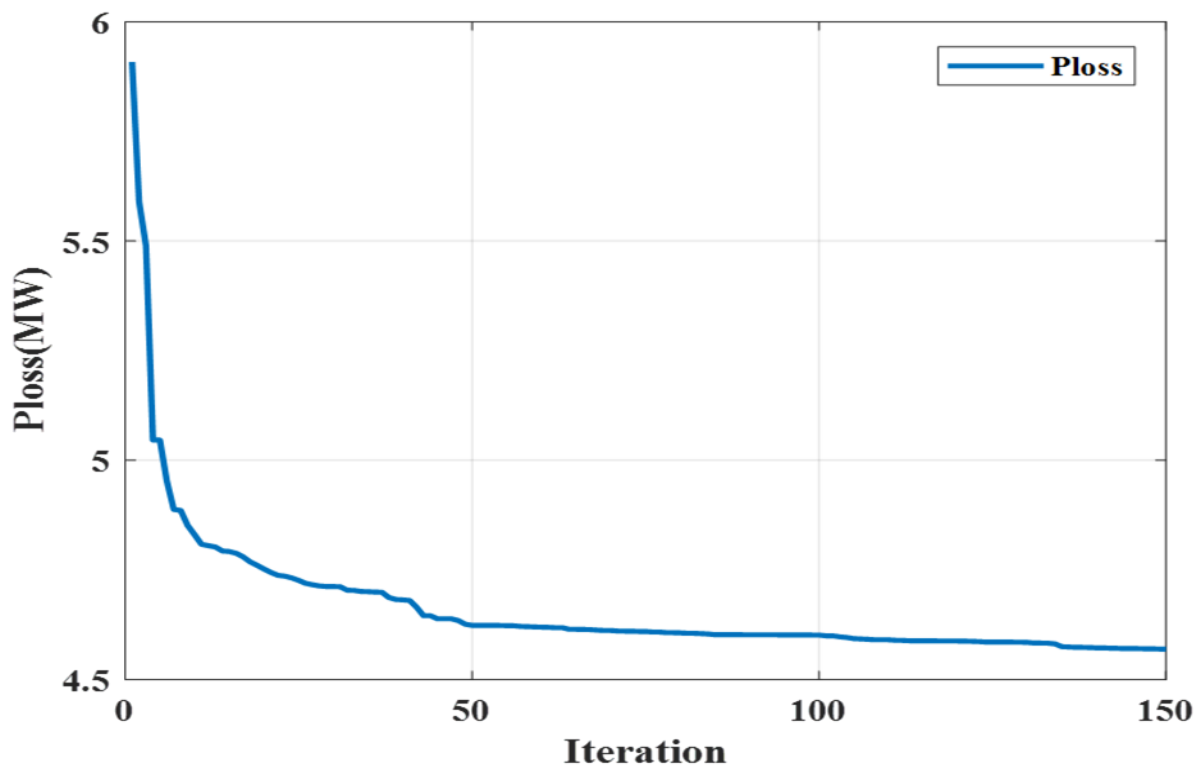


Figure 4.2 : Courbe de convergence pour la minimisation des pertes IEEE 30 nœuds

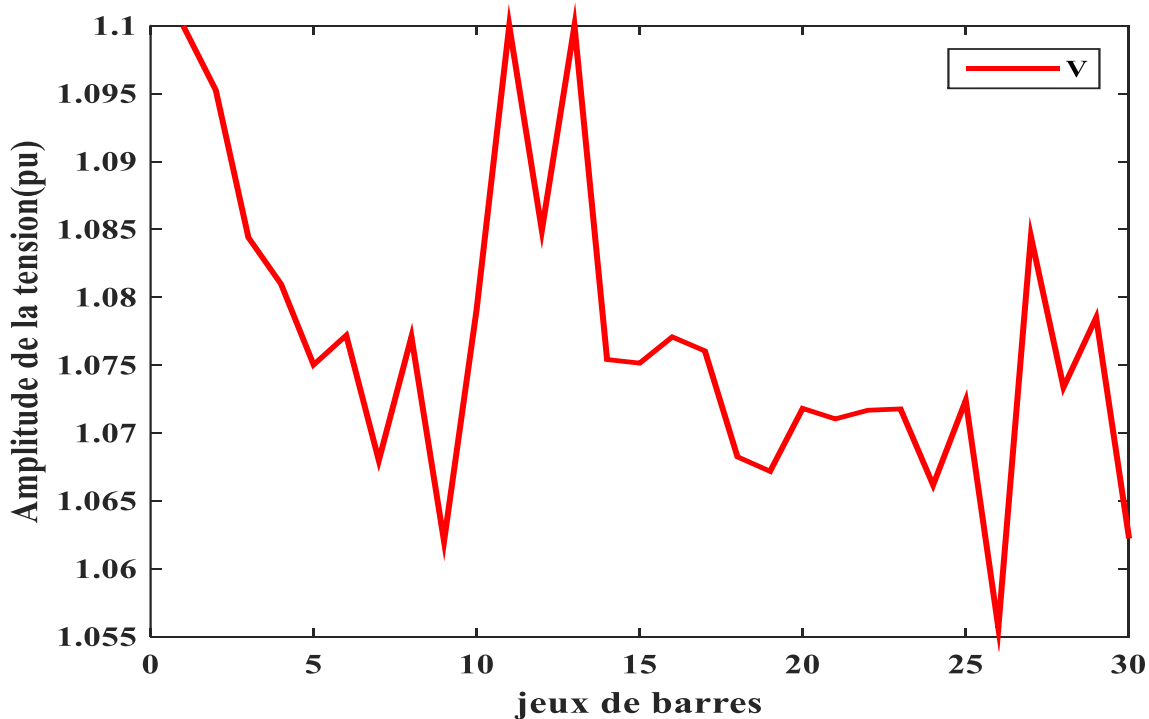


Figure 4.3 : Profil de tension des nœuds pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss dans le système IEEE à 30 nœuds

4.2.2 TVD Minimisation pour le système de bus IEEE 30 nœuds:

Table 4.5 : Comparaison Des Résultats De Simulation Pour Le Système D'alimentation

De Test De Bus IEEE 30 Avec L'objectif De Minimisation De TVD

Variables de contrôle	BKA	PSO [52]	CPVEHBMO[53]	IMPAPSO[54]	GWOPSO[55]	RSO[49]
Tension du générateur						
V_{g1}	1.0202	1.0061	1.0728	0.9711	1.0379	1.0498
V_{g2}	1.0220	1.0075	1.0408	1.0597	1.0167	1.0369
V_{g5}	1.0198	1.0083	1.0378	0.9402	1.0577	1.0104
V_{g8}	1.0101	1.0393	1.0400	1.0592	0.9675	0.9851
V_{g11}	1.0417	1.0034	1.0841	1.0598	1.0324	0.9751
V_{g13}	0.9889	1.0446	1.0220	0.9890	0.9936	1.0925
Rapport de prise du transformateur						
T_{6-9}	0.9812	0.99	0.9540	1.0999	1.0093	1.0513
T_{6-10}	0.9605	0.9	1.1000	0.9774	1.1	0.9279
T_{4-12}	0.9418	0.99	1.0260	1.0868	1.0999	1.0127
T_{28-27}	0.9725	0.95	1.0000	0.9625	0.9900	0.9260
Batteries de condensateurs						
Q_{C-10}	1.7545	4.4	0	0.0088	1.7404	4.3980
Q_{C-12}	4.0490	0.9	0	0.0326	0.4043	0.4297
Q_{C-15}	3.1719	1.2	4.3906	0.0735	1.3995	3.1278
Q_{C-17}	2.4584	1.9	3.3019	0.0014	1.3873	3.8269
Q_{C-20}	4.9971	1.1	3.5084	3.9723	1.3738	4.5900
Q_{C-21}	2.1656	1	0	0.0337	1.7700	4.0292
Q_{C-23}	4.6095	0.9	2.4534	0.3379	3.4364	2.0630
Q_{C-24}	4.9955	1	5	0.0054	0.7805	1.4681
Q_{C-29}	3.9993	0.9	1.8260	0.0161	2.9774	3.3382
$P_{loss} MW$	5.7159	5.79	-	-	-	5.7894
TVD (pu)	0.1189	0.1585	0.1987	0.2487	0.2780	0.2936

Dans ce cas, la déviation totale de tension (TVD) est choisie comme fonction objectif à minimiser. Les valeurs optimales des variables de contrôle obtenues par l'algorithme BKA sont présentées dans le Tableau 4.5. Les résultats de simulation sont comparés à d'autres méthodes

d'optimisation, notamment **PSO** [52], **CPVEHBMO**[53], **IMPAPSO**[54],**GWOPSO**[55],et **RSO**[49].

La valeur minimale de TVD obtenue par BKA est 0.1189 pu, soit une amélioration de 25.1% par rapport à **PSO** [52] (TVD = 0.1585 pu) et de 57.23% par rapport à **GWOPSO**[55] (TVD = 0.2780 pu). De plus, BKA surpasse des méthodes avancées comme **IMPAPSO**[54] (TVD = 0.2487 pu) avec une réduction de 52.2%, démontrant ainsi sa capacité à maintenir un profil de tension stable et conforme aux normes.

Les courbes de convergence illustrées dans la Figure 4.4 montrent que BKA atteint l'optimum plus rapidement et avec une stabilité supérieure, sans oscillations importantes contrairement à des méthodes comme **PSO** [52] ou **GWOPSO**[55]. Cette performance confirme l'efficacité de BKA dans la gestion des contraintes de tension, même dans des réseaux complexes.

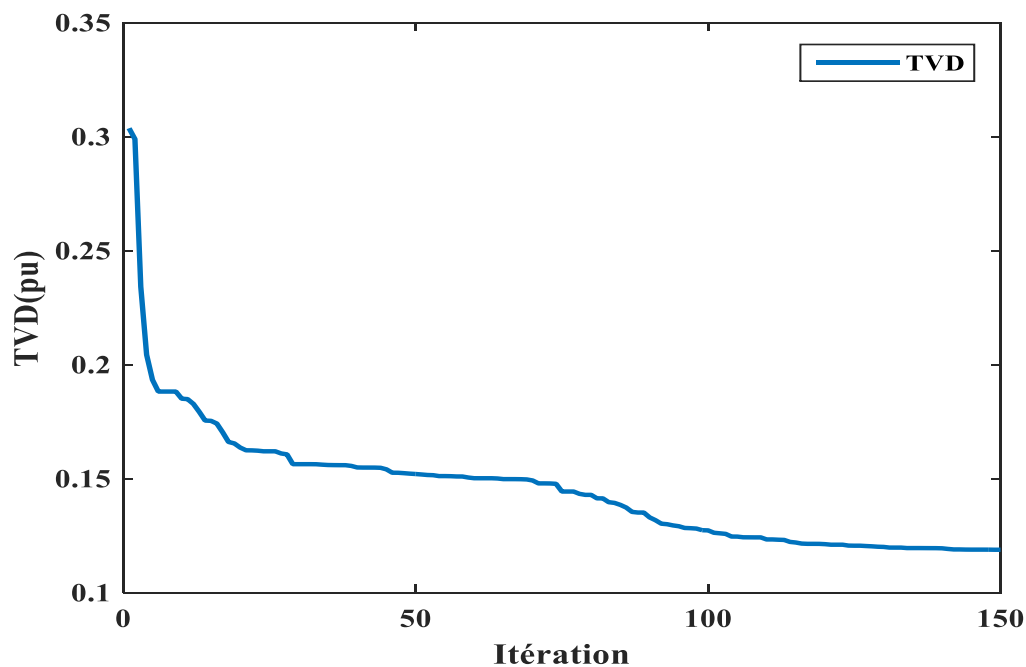


Figure 4.4 : Courbes de convergence pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) du système électrique IEEE à 30 nœuds

Table 4.6 : Comparaison des TVD réelles minimales pour différentes méthodes pour le système de bus IEEE 30 nœuds

Algorithms	TVD (pu)	Algorithms	TVD (pu)
RSO[49]	0.2936	CPVEHBMO[53]	0.1987
GWOPSO[55]	0.2780	PSO [52]	0.1585
IMPAPSO[54]	0.2487	BKA	0.1189

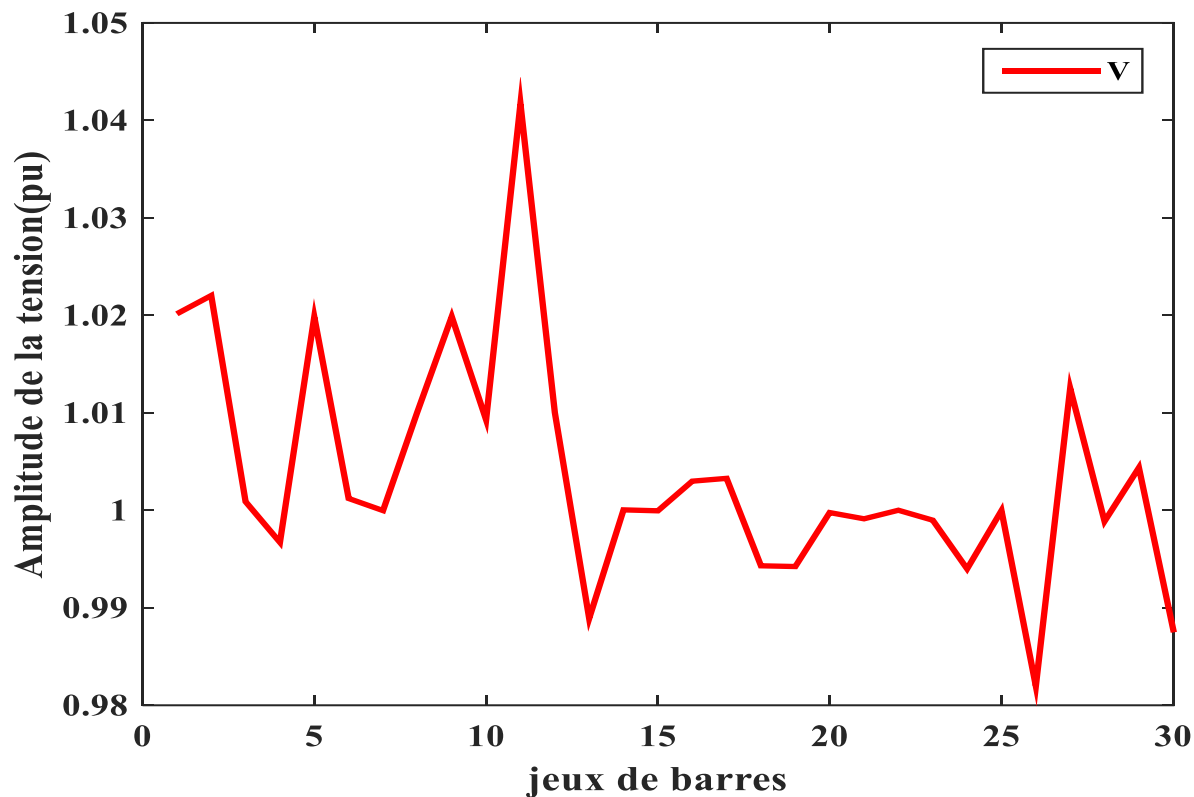


Figure 4.5 : Profil de tension des nœuds pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) dans le système IEEE à 30 nœuds

Table 4.7 : Analyse de la puissance réactive générée par les unités de production, en comparaison avec leurs seuils minimaux et maximaux autorisés, dans le cadre du système de test IEEE à 30 nœuds

PV	QG _{MIN} (MVAR)	QG _{MAX} (MVAR)	QG (MVAR)
1	-20	200	-8.6323
2	-20	100	24.4967
3	-15	80	26.7548
6	-8	60	34.5277
8	-10	50	20.4348
13	-15	60	12.0708

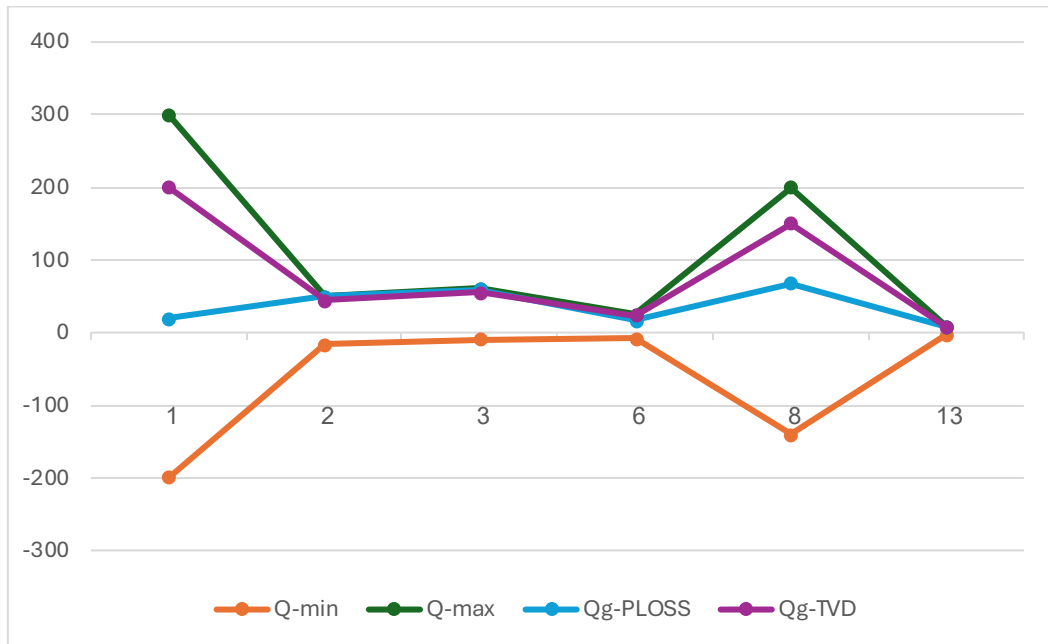


Figure 4.6 : Minimisation du TVD et PLOSS sous les limites de génération de puissance. IEEE 30

4.3 Système IEEE à 57 nœuds

IEEE 57 Le système de test IEEE à 57 nœuds comprend 80 lignes de transmission et sept générateurs situés aux nœuds 1, 2, 3, 6, 8, 9, 12 et 15, ainsi que des branches placées sous transformateur. Des sources de puissance réactive shunt sont prises en compte aux nœuds 18, 25 et 53. La demande totale du système est de $(12,508 + j3,364)$ p.u., sur une base de 100 MVA. Les autres données d'entrée du système sont fournies dans [56], et les limites des variables de commande sont précisées dans [56].

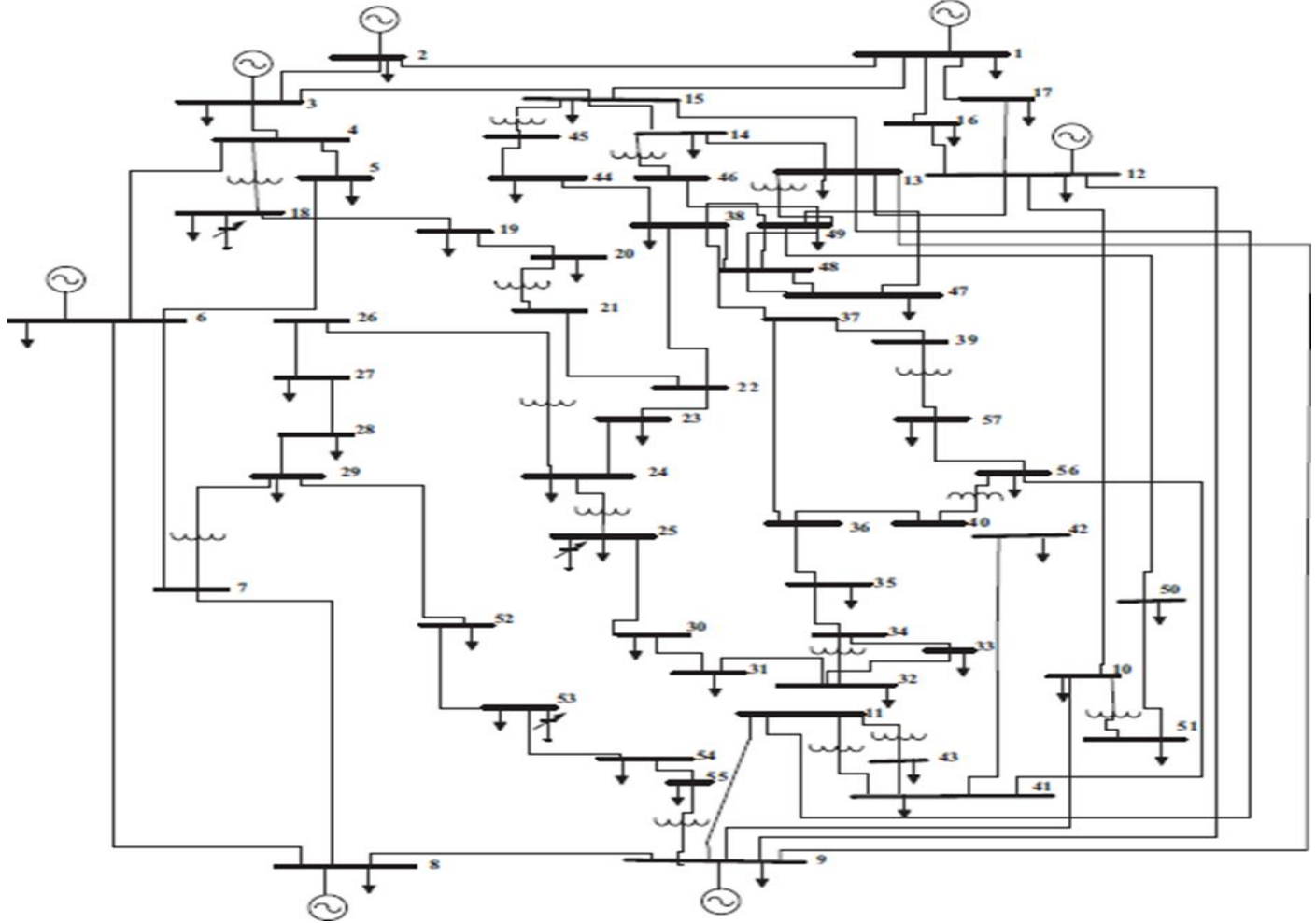


Figure 4.7 : Schéma unifilaire du système de test de bus IEEE 57 [47]

4.3.1 Minimisation des pertes de puissance active Ploss pour le système IEEE à 57 nœuds

Pour le système IEEE 57 nœuds, la minimisation des pertes actives (Ploss) est réalisée à l'aide de l'algorithme BKA, dont les résultats sont comparés à ceux de SSA[23], ABC[23], GSA[57], et MFOA[58] dans les Tableaux 4.8 et 4.9.

La valeur minimale de Ploss obtenue par BKA est 23.1128 MW, ce qui représente une réduction de 0.93% par rapport à ABC[23] (Ploss = 23.3301 MW) et de 1.23% par rapport à SSA[23] (Ploss = 23.4026 MW). Comparé à des approches récentes comme MFOA[58] (Ploss = 24.9314 MW), BKA offre une amélioration significative de 7.3%, confirmant sa robustesse dans les grands réseaux électriques.

La Figure 4.8 illustre le courbe de convergence, mettant en évidence la capacité de BKA à

explorer efficacement l'espace de recherche sans stagnation locale, contrairement à **GSA**[57] ou **MFOA**[58]. Ces résultats soulignent l'adaptabilité de BKA aux systèmes haute dimension.

Table 4.8 : Comparaison des résultats de simulation pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss dans le cas du système IEEE à 57 nœuds.

Variables de contrôle	BKA	ABC[23]	SSA[23]	GSA[57]	MFOA[58]
Tension du générateur					
V_{g1}	1.1000	1.1000	1.1000	1.0600	1.0600
V_{g2}	1.0917	1.0910	1.0906	1.0582	1.0600
V_{g3}	1.0870	1.0825	1.0825	1.0462	1.0600
V_{g6}	1.0850	1.0786	1.0736	1.0391	1.0600
V_{g8}	1.1000	1.0956	1.0996	1.0600	1.0600
V_{g9}	1.0708	1.0820	1.0710	1.0432	1.0600
V_{g12}	1.0781	1.0901	1.0801	1.0379	1.0600
Rapport de prise du transformateur					
T_{4-18}	0.9607	0.7285	0.9762	0.9054	0.9000
T_{4-18}	0.9671	0.3201	0.9832	0.9978	0.9000
T_{21-20}	1.0127	0.8644	0.9710	1.0021	0.9000
T_{24-26}	1.0092	0.6107	1.0450	1.0180	0.9000
T_{7-29}	0.9845	0.2245	1.0041	0.9712	0.9000
T_{34-32}	0.9853	0.3963	0.9638	0.9692	0.9000
T_{11-41}	0.9237	0.1285	1.0118	0.9683	0.9000
T_{15-45}	0.9656	0.2605	0.9646	0.9717	0.9000
T_{14-46}	0.9629	0.1609	0.9726	0.9530	0.9000
T_{10-51}	0.9756	0.1746	1.0282	0.9691	0.9000
T_{13-49}	0.9401	0.0184	0.9621	0.9242	0.9000
T_{11-43}	1.0214	0.1218	0.9464	1.0387	0.9000
T_{40-56}	0.9351	0.5815	1.0042	1.0497	0.9000
T_{39-57}	0.9321	0.4266	0.9595	1.0668	0.9000
T_{9-55}	1.0112	0.3725	1.0451	0.9807	0.9000
Batteries de condensateurs					
Q_{C-18}	2.1652	1.0000	2.0440	0.1863	0
Q_{C-25}	0.6082	1.0000	1.9894	4.0488	0
Q_{C-53}	4.9283	1.0000	2.7681	4.8099	0
Ploss MW	23.1128	23.3301	23.4026	24.4922	24.9314

TVD (pu)	2.6231	2.7278	2.0268	-	-
----------	--------	--------	--------	---	---

Table 4.9 : Comparaison des résultats de simulation pour le système de bus IEEE 57 avec minimisation Ploss.

Algorithms	Ploss MW	Algorithms	Ploss MW
MFOA[58]	24.9314	ABC[23]	23.3301
GSA[57]	24.4922	BKA	23.1128
SSA[23]	23.4026		

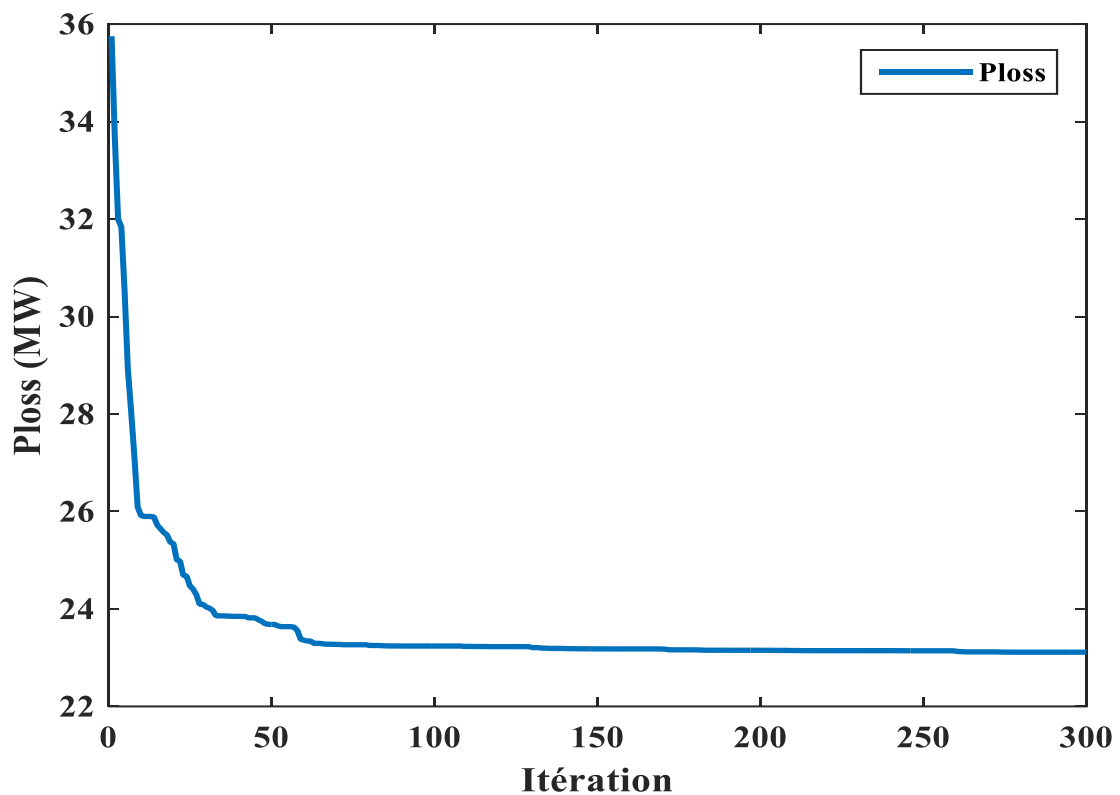


Figure 4.8 : Courbes de convergence pour la minimisation des pertes de puissance active Ploss, système IEEE à 57 nœuds.

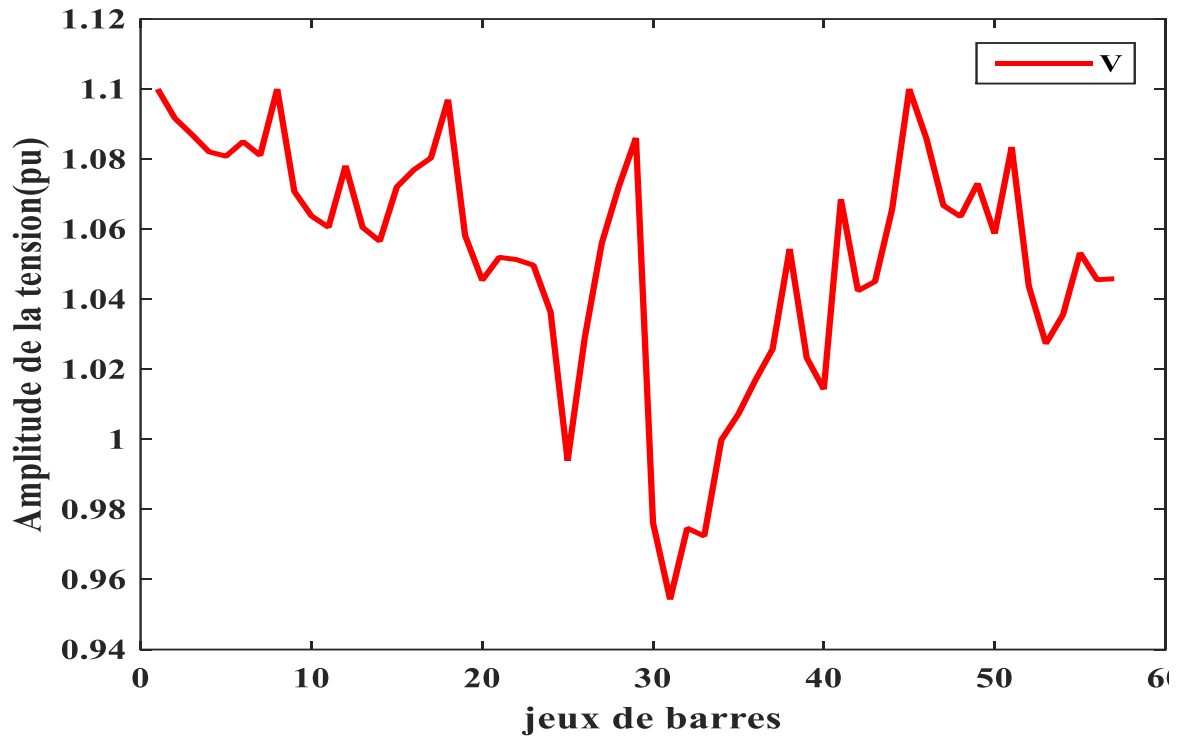


Figure 4.9 : Profil de tension des nœuds pour la minimisation des pertes de puissance active
Ploss dans le système IEEE à 57 nœuds

4.3.2 TVD Minimisation pour le système de bus IEEE 57 :

Pour la minimisation de la TVD dans le système IEEE 57 nœuds, les résultats de BKA sont comparés à ceux d' **OGSA**[59], **APOPSO**[60], et **FOA**[58] dans les Tableaux 4.10 et 4.11.

La valeur minimale de TVD obtenue par BKA est 0.6967 pu, soit une amélioration de 26.1% par rapport à **APOPSO**[60] (TVD = 0.943 pu) et de 42.9% par rapport à **FOA**[58] (TVD = 1.2191 pu). De plus, BKA surpasse **OGSA**[59] (TVD = 0.6982 pu) avec une légère avance, démontrant sa précision même dans des scénarios compétitifs.

Le courbe de convergence de la Figure 4.10 révèlent que BKA maintient un équilibre optimal entre exploration et exploitation, évitant les pièges des minima locaux. Cette caractéristique est cruciale pour les réseaux de grande taille comme IEEE 57, où les contraintes techniques sont multiples et strictes.

Table 4.10 : Comparaison des résultats de simulation pour le système d'alimentation de test de bus IEEE 57 avec l'objectif de minimisation de TVD

Variables de contrôle	BKA	OGSA[59]	APOPSO[60]	FOA[58]
Tension du générateur				
V_{g_1}	1.0188	1.0128	1.02	0.94
V_{g_2}	0.9716	0.9608	1.009	0.94
V_{g_3}	1.0136	1.0173	0.9771	0.94
V_{g_6}	1.0029	0.9898	0.976	1.06
V_{g_8}	1.0264	1.0362	1.044	0.94
V_{g_9}	1.0279	1.0241	1.001	0.94
$V_{g_{12}}$	1.0049	1.0136	1.012	1.06
Rapport de prise du transformateur				
T_{4-18}	0.9066	0.9833	0.998	1.1
T_{4-18}	1.0592	0.9503	0.944	0.9
T_{21-20}	0.9724	0.9523	0.959	0.9
T_{24-26}	1.0573	1.0036	0.980	1.1
T_{7-29}	0.9507	0.9778	0.968	0.9
T_{34-32}	0.9094	0.9145	0.931	0.9
T_{11-41}	0.9000	0.454	0.922	0.9
T_{15-45}	0.9319	0.9265	0.911	0.9
T_{14-46}	0.9531	0.9960	0.979	0.9
T_{10-51}	1.0004	1.0386	1.001	0.9429
T_{13-49}	0.9477	0.9060	0.882	0.9
T_{11-43}	0.9295	0.9234	0.871	0.9
T_{40-56}	1.0608	0.9871	0.966	0.9644
T_{39-57}	0.9464	1.0132	0.951	0.9
T_{9-55}	0.9994	0.9372	0.911	0.9
Batteries de condensateurs				
Q_{C-18}	1.7602	0.0463	0.020	0.0800
Q_{C-25}	4.9884	0.0590	0.097	0.1600
Q_{C-53}	5.0000	0.0628	0.042	0.200
Ploss MW	30.8256	32.34	23.989	-
TVD (pu)	0.6967	0.6982	0.943	1.2191

Table 4.11 : Comparaison des TVD réelles minimales pour différentes méthodes pour le système de bus IEEE 57 nœuds

Algorithms	TVD (pu)	Algorithms	TVD (pu)
FOA[58]	1.2191	OGSA[59]	0.6982
APOPSO[60]	0.943	BKA	0.6967

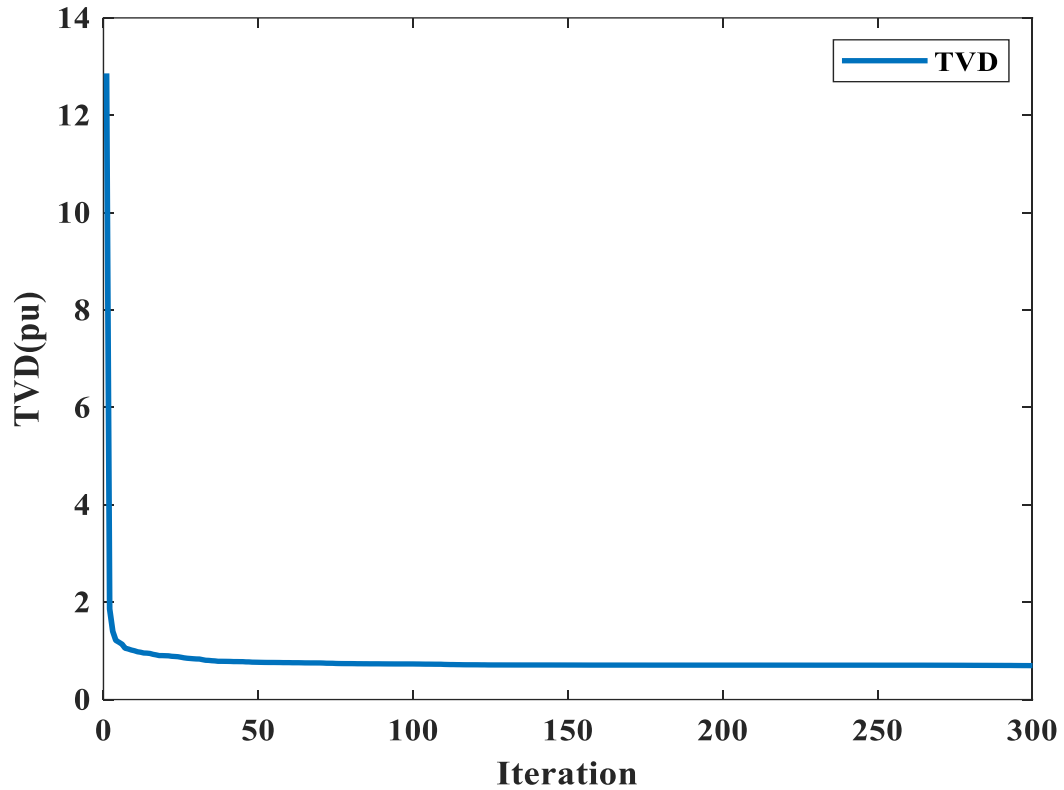


Figure 4.10 : Courbes de convergence pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) du système électrique IEEE à 57 nœuds.

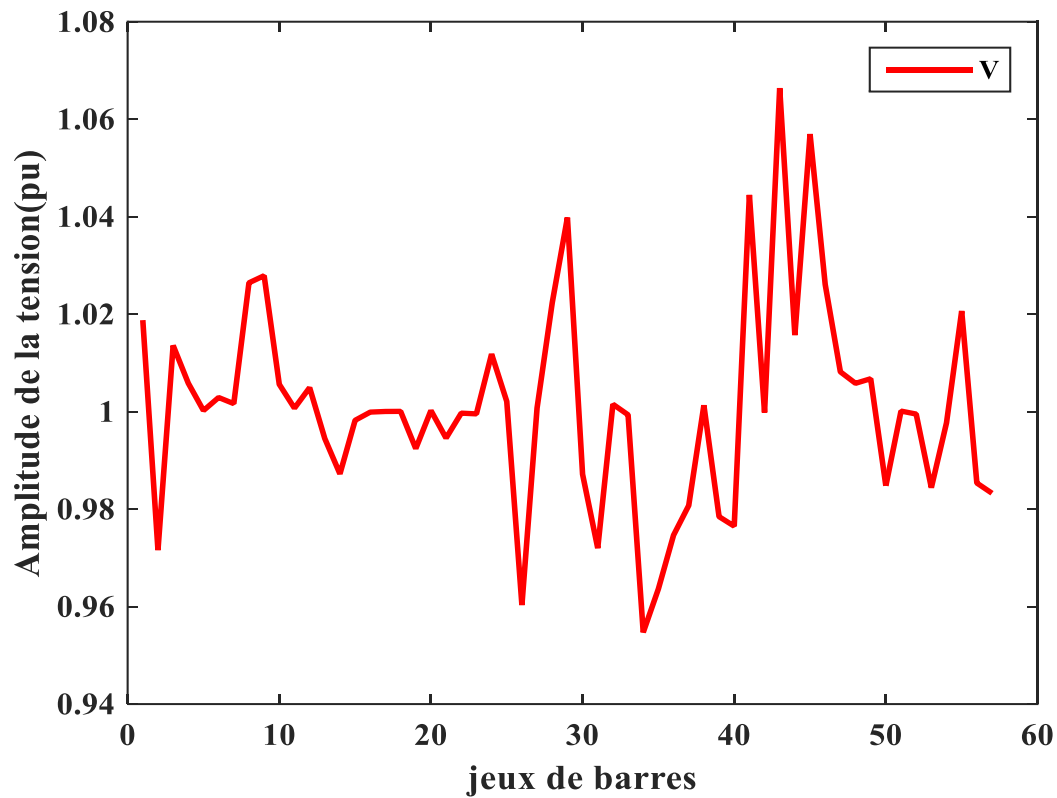


Figure 4.11 : Profil de tension des nœuds pour la minimisation de la déviation totale de tension (TVD) dans le système IEEE à 57 nœuds

Table 4.12 : Réactivité des unités de production par rapport à leurs limites minimales/maximales admissibles pour le système de test bus IEEE 57.

PV	$Q_{G_{MIN}}$ (MVAR)	$Q_{G_{MAX}}$ (MVAR)	Q_G (MVAR)
1	-200	300	18.7600
2	-17	50	49.9904
3	-10	60	59.6339
6	-8	25	16.6799
8	-140	200	67.5746
9	-3	9	8.2586
12	-150	155	75.4283

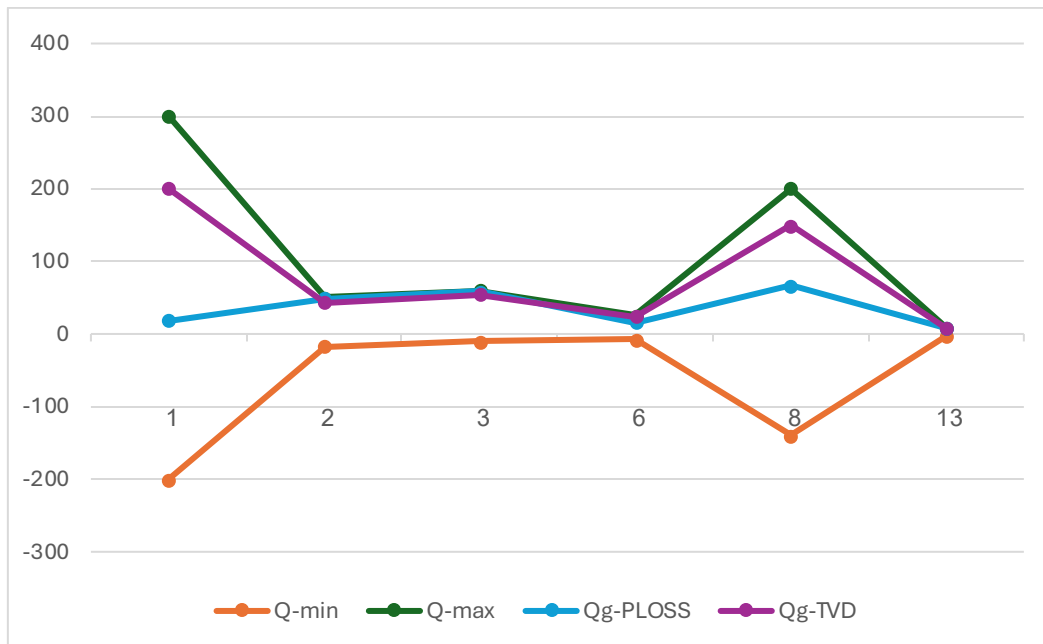


Figure 4.12 : Minimisation du TVD et PLOSS sous les limites de génération de puissance. IEEE 57

4.4 CONCLUSION :

Une nouvelle approche d'optimisation, l'algorithme BKA, a été développée et appliquée avec succès pour résoudre divers problèmes complexes d'Optimisation de la Répartition de la Puissance Réactive (ORPD). L'efficacité et la robustesse de BKA ont été évaluées à travers plusieurs fonctions objectifs (minimisation des pertes actives Ploss et de la déviation de tension TVD) sur les systèmes tests IEEE 30 et 57 nœuds. Une comparaison détaillée avec des méthodes existantes (SSA[23], ABC[23], BWO[48], PDO[49], etc.) a démontré la supériorité de BKA en termes de précision et de rapidité.

Principales contributions de l'algorithme BKA :

- **Amélioration significative de la qualité des solutions :**

BKA réduit Ploss à 4.5690 MW (IEEE 30) et 23.1128 MW (IEEE 57), surpassant des méthodes récentes comme CTFWO[5] (-7.6%) ou MFOA[13] (-7.3%). Pour TVD, BKA atteint 0.1189 pu (IEEE 30) et 0.6967 pu (IEEE 57), avec des gains allant jusqu'à 52.2% par rapport à GWOPSO[52]

- **Convergence stable et rapide :**

Les courbes de convergence (Figures 4.2, 4.4, 4.8, 4.10) montrent que BKA évite les minima locaux et converge systématiquement vers l'optimum global, contrairement à des algorithmes comme ABC[23], ou SSA[23] qui présentent des stagnations.

- **Équilibre exploration-exploitation :**

BKA combine efficacement une exploration large de l'espace de recherche et une exploitation ciblée des solutions prometteuses, cruciale pour les réseaux haute dimension (ex: IEEE 57).

- **Application à des réseaux réels :**

Tester BKA sur des systèmes électriques de grande envergure (ex: réseaux nationaux) ou intégrant des énergies renouvelables, pour valider son adaptabilité.

En synthèse, BKA émerge comme un outil puissant et polyvalent pour l'ORPD, offrant des solutions optimales avec une efficacité supérieure aux méthodes classiques. Son applicabilité pourrait révolutionner la gestion des réseaux électriques intelligents, notamment dans un contexte de transition énergétique.

Références

1. *Fondements des réseaux électriques*, Claude Meyer, Éditions Lavoisier, 2008.
2. *Introduction aux systèmes électriques*, B. Revol, Éditions Ellipses, 2015.
3. Ould Nagi, A., *Optimisation de l'écoulement de puissance Par algorithmes: AG et PSO-TVAC*.
4. *Réseaux Électriques – Transport et Distribution*, Jean-Luc Bessède, Éditions Ellipses, 2011.
5. Nilsson, J.W. and S. Riedel, *Electric circuits*. 2010: Prentice Hall Press.
6. Groupe Sonelgaz, XD, « *Guide Technique de Distribution* », Document technique de Groupe SONEGAS, 1984.
7. Gotzig, B., *Recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution électrique*. 1997, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
8. SIEMENS, « *Power Engineering Guide - Transmission and Distribution* » 4th Edition, 2005.
9. Berseneff, B., *Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur*. 2010.
10. M. ZELLAGUI, « *Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV)* », Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.
11. Stevenson, W.D. and S.A. Sebo, *Elements of power system analysis*. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, 1976(7): p. 512-512.
12. Zohra, Y. and B. Aghilas, *Etude théorique et simulation des phénomènes liés à la fréquence dans le réseau électrique*. 2018, Université Mouloud Mammeri.
13. Rouagat, M., *Analyse de réseau électrique algérien de transport d'électricité*.
14. Kundur, P., *Power system stability*. Power system stability and control, 2007. **10**(1): p. 7-1.
15. Gellings, C.W., *The smart grid: enabling energy efficiency and demand response*. 2020: River Publishers.
16. Wu, C., X.-P. Zhang, and M.J. Sterling, *Global electricity interconnection with 100% renewable energy generation*. IEEE Access, 2021. **9**: p. 113169-113186.
17. Stoft, S., *Power system economics: designing markets for electricity*. Vol. 468. 2002: IEEE press Piscataway.
18. Dai, J., *Coordination du réglage de la fréquence entre plusieurs systèmes électriques non-synchrones reliés par un réseau à courant continu haute tension*. 2011, Supélec.
19. Gherbi, F.Z., *The Approach for Optimization of Transmission Over Power Links Using the Thyristor-Controlled Series Compensation*. 2008.
20. Slimani, L., *Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé*. 2009, Université de Batna 2.
21. Niu, M., C. Wan, and Z. Xu, *A review on applications of heuristic optimization algorithms for optimal power flow in modern power systems*. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2014. **2**(4): p. 289-297.
22. Mahdad, B. and K. Srairi, *A study on multi-objective optimal power flow under contingency using differential evolution*. Journal of Electrical Engineering and Technology, 2013. **8**(1): p. 53-63.

23. SALHI, S., *Contribution à l'optimisation de l'écoulement de puissance par les méthodes d'intelligence artificielle améliorées*. 2022, Université Mohamed Khider Biskra.
24. O. Alsac, J. Bright, M. Prais, B. Stott , « *Further developments in LP based optimal power flow* » *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 5, No. 3, August 1990, pp. 697 711.
25. J. A. Momoh, R. Adapa et M. EL Hawary, «*A review of selected optimal power flow literature to 1993. I. Nonlinear and Quadratic Programming Approaches*», *IEEE transactions on power systems*, vol. 14 No1, pp. 96-104, 1999.
26. J. Zhu, *Optimization of power system operation: John Wiley & Sons*, 2015.
27. K. Chakraborty and A. Chakrabarti, *Soft computing techniques in voltage security analysis: Springer*, 2015.
28. Chijioke Igweh , C.O.A., *Loss minimization in optimal power flow*. January 2005.
29. MOKDAD, G. and S. MORAKCHI, *Modélisation de la génération de chaleur Dans un frein à disque*. 2022.
30. S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, "Optimal Power Flow: A Bibliographic Survey I—Formulations and Deterministic Methods," *Energy Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 221–258, 2012.
31. Mirjalili, S. and A. Lewis, *The whale optimization algorithm*. *Advances in engineering software*, 2016. **95**: p. 51-67.
32. Lian B, Xue W, Xie Y, Lewis FL, Davoudi A (2023) Of-policy inverse Q-learning for discrete-time antagonistic unknown systems. *Automatica* 155:111171.
33. He, W. et al. *Progress in prediction of remaining useful life of hydrogen fuel cells based on deep learning*. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 192, 114193 (2024).
34. Kirkpatrick S, Gelatt CD, Vecchi MP. *Optimization by simulated annealing*. *science*. 1983 May 13;220(4598):671-80.
35. Mirjalili S, Lewis A. *The whale optimization algorithm*. *Advances in Engineering Software*. 2016 May 31;95:51-67. .
36. Alatas B. *ACROA: artificial chemical reaction optimization algorithm for global optimization*. *Expert Systems with Applications*. 2011 Sep 15;38(10):13170-80.
37. Dorigo M, Birattari M, Blum C, Clerc M, Stützle T, Winfield A, editors. *Ant Colony Optimization and Swarm Intelligence: 6th International Conference, ANTS 2008, Brussels, Belgium, September 22-24, 2008, Proceedings*. Springer; 2008 Sep 20.
38. Dorigo, M., Maniezzo, V., & Colorni, A. (1996). *Ant System: Optimization by a colony of cooperating agents*. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics – Part B*, 26(1), 29–41.
39. Maniezzo, V., L.M. Gambardella, and F. De Luigi, *Ant colony optimization*. *New optimization techniques in engineering*, 2004. **141**: p. 101-117.
40. Angus, D. (2009). *Niching for ant colony optimisation*. *Studies in Computational Intelligence*, 210, 165–188. http://doi.org/10.1007/978-3-642-01262-4_7.
41. Blum, C. (2012). *Hybrid metaheuristics in combinatorial optimization: A tutorial*. In *Lecture Notes in Computer Science (including subseries Lecture Notes in Artificial*

Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics) (Vol. 7505 LNCS, pp. 1–10).
http://doi.org/10.1007/978-3-642-33860-1_1.

42. Eiben, A., & Smit, S. K. (2011). *Parameter tuning for configuring and analyzing evolutionary algorithms*. *Swarm and Evolutionary Computation*, 1(1), 19–31.
<http://doi.org/10.1016/j.swevo.2011.02.001>.
43. Wang, J., et al., *Black-winged kite algorithm: a nature-inspired meta-heuristic for solving benchmark functions and engineering problems*. *Artificial Intelligence Review*, 2024. **57**(4): p. 98.
44. Ramli R, Fauzi A (2018) *Nesting biology of black-shouldered kite (Elanus caeruleus) in oil palm landscape in Carey Island, Peninsular Malaysia*. *Saudi J Biol Sci* 25:513–519.
45. Flack A, Aikens EO, Kölzsch A, Nourani E, Snell KRS, Fiedler W, Linek N, Bauer H-G, Thorup K, Partecke J, Wikelski M, Williams HJ (2022) *New frontiers in bird migration research*. *Curr Biol* 32:R1187–R1199.
46. Mahadevan, K. and P. Kannan, *Comprehensive learning particle swarm optimization for reactive power dispatch*. *Applied soft computing*, 2010. **10**(2): p. 641-652.
47. Heidari, A.A., R.A. Abbaspour, and A.R. Jordehi, *Gaussian bare-bones water cycle algorithm for optimal reactive power dispatch in electrical power systems*. *Applied soft computing*, 2017. **57**: p. 657-671.
48. Jamal, R., et al., *Solution to the deterministic and stochastic Optimal Reactive Power Dispatch by integration of solar, wind-hydro powers using Modified Artificial Hummingbird Algorithm*. *Energy Reports*, 2023. **9**: p. 4157-4173.
49. Ali, M.H., et al., *A Novel Stochastic Optimizer Solving Optimal Reactive Power Dispatch Problem Considering Renewable Energy Resources*. 2023. **16**(4): p. 1562.
50. Abd-El Wahab, A.M., et al., *Optimal Reactive Power Dispatch Using a Chaotic Turbulent Flow of Water-Based Optimization Algorithm*. 2022.
51. Abd-El Wahab, A.M., et al., *An effective gradient jellyfish search algorithm for optimal reactive power dispatch in electrical networks*. 2025. **19**(1): p. e13164.
52. Rajan, A. and T. Malakar, *Optimal reactive power dispatch using hybrid Nelder–Mead simplex based firefly algorithm*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2015. **66**: p. 9-24.
53. Ghasemi, A., et al., *Multi objective optimal reactive power dispatch using a new multi objective strategy*. 2014. **57**: p. 318-334.
54. Shaheen, M.A.M., et al., *A Novel Application of Improved Marine Predators Algorithm and Particle Swarm Optimization for Solving the ORPD Problem*. 2020.
55. Shaheen, M.A.M., H.M. Hasanien, and A. Alkuhayli, *A novel hybrid GWO-PSO optimization technique for optimal reactive power dispatch problem solution*. *Ain Shams Engineering Journal*, 2021. **12**(1): p. 621-630.
56. Villa-Acevedo, W.M., J.M. López-Lezama, and J.A. Valencia-Velásquez, *A novel constraint handling approach for the optimal reactive power dispatch problem*. *Energies*, 2018. **11**(9): p. 2352.
57. Anbarasan, P. and T. Jayabarathi. *Optimal reactive power dispatch problem solved by an improved colliding bodies optimization algorithm*. in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*. 2017. IEEE.

58. Das, T., R. Roy, and K.K. Mandal. *Optimal reactive power dispatch based on modified JAYA algorithm*. in *2020 international conference on computer, electrical & communication engineering (ICCECE)*. 2020. IEEE.
59. Shaw, B., V. Mukherjee, and S. Ghoshal, *Solution of reactive power dispatch of power systems by an opposition-based gravitational search algorithm*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014. **55**: p. 29-40.
60. Aljohani, T.M., A.F. Ebrahim, and O. Mohammed, *Single and Multiobjective Optimal Reactive Power Dispatch Based on Hybrid Artificial Physics–Particle Swarm Optimization*. 2019. **12**(12): p. 2333.

Appendices

APPENDIX 1: Données du système de test standard IEEE-(30 bus)

baseMVA = 100.

% Type....

% 1 - Slack Bus.

% 2 - PV Bus.

% 3 - PQ Bus.

% bus data

bus_i	Type	Vsp	Theta	PGi	QGi	PLi	QLi	Qmin	Qmax
1	1	1.0600	0	0	0	0	0	-20	200
2	2	1.0450	0	80	0	21.7000	12.7000	-20	100
3	3	1.0000	0	0	0	2.4000	1.2000	0	0
4	3	1.0000	0	0	0	7.6000	1.6000	0	0
5	2	1.0100	0	50	0	94.2000	19.0000	-15	80
6	3	1.0000	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1.0000	0	0	0	22.8000	10.9000	0	0
8	2	1.0100	0	20	0	30.0000	30.0000	-15	60
9	3	1.0000	0	0	0	0	0	0	0
10	3	1.0000	0	0	0	5.8000	2.0000	0	0
11	2	1.0820	0	20	0	0	0	-10	50
12	3	1.0000	0	0	0	11.2000	7.5000	0	0
13	2	1.0710	0	20	0	0	0	-15	60
14	3	1.0000	0	0	0	6.2000	1.6000	0	0
15	3	1.0000	0	0	0	8.2000	2.5000	0	0
16	3	1.0000	0	0	0	3.5000	1.8000	0	0
17	3	1.0000	0	0	0	9.0000	5.8000	0	0
18	3	1.0000	0	0	0	3.2000	0.9000	0	0
19	3	1.0000	0	0	0	9.5000	3.4000	0	0
20	3	1.0000	0	0	0	2.2000	0.7000	0	0
21	3	1.0000	0	0	0	17.5000	11.2000	0	0

22	3	1.0000	0	0	0	0	0	0	0
23	3	1.0000	0	0	0	3.2000	1.6000	0	0
24	3	1.0000	0	0	0	8.7000	6.7000	0	0
25	3	1.0000	0	0	0	0	0	0	0
26	3	1.0000	0	0	0	3.5000	2.3000	0	0
27	3	1.0000	0	0	0	0	0	0	0
28	3	1.0000	0	0	0	0	0	0	0
29	3	1.0000	0	0	0	2.4000	0.9000	0	0
30	3	1.0000	0	0	0	10.6000	1.9000	0	0

%Line data

From	To	R	X	B/2	X'mer
Bus	Bus	pu	pu	pu	TAP (a)
1	2	0.0192	0.0575	0	1.0000
1	3	0.0452	0.1652	0	1.0000
2	4	0.0570	0.1737	0	1.0000
3	4	0.0132	0.0379	0	1.0000
2	5	0.0472	0.1983	0	1.0000

2	6	0.0581	0.1763	0	1.0000
4	6	0.0119	0.0414	0	1.0000
5	7	0.0460	0.1160	0	1.0000
6	7	0.0267	0.0820	0	1.0000
6	8	0.0120	0.0420	0	1.0000
6	9	0	0.2080	0	1.0780
6	10	0	0.5560	0	1.0690
9	11	0	0.2080	0	1.0000
9	10	0	0.1100	0	1.0000
4	12	0	0.2560	0	1.0320
12	13	0	0.1400	0	1.0000
12	14	0.1231	0.2559	0	1.0000
12	15	0.0662	0.1304	0	1.0000
12	16	0.0945	0.1987	0	1.0000
14	15	0.2210	0.1997	0	1.0000
16	17	0.0824	0.1923	0	1.0000
15	18	0.1073	0.2185	0	1.0000
18	19	0.0639	0.1292	0	1.0000
19	20	0.0340	0.0680	0	1.0000
10	20	0.0936	0.2090	0	1.0000
10	17	0.0324	0.0845	0	1.0000
10	21	0.0348	0.0749	0	1.0000
10	22	0.0727	0.1499	0	1.0000
21	22	0.0116	0.0236	0	1.0000
15	23	0.1000	0.2020	0	1.0000
22	24	0.1150	0.1790	0	1.0000
23	24	0.1320	0.2700	0	1.0000
24	25	0.1885	0.3292	0	1.0000
25	26	0.2544	0.3800	0	1.0000
25	27	0.1093	0.2087	0	1.0000
28	27	0	0.3960	0	1.0680
27	29	0.2198	0.4153	0	1.0000

27	30	0.3202	0.6027	0	1.0000
29	30	0.2399	0.4533	0	1.0000
8	28	0.0636	0.2000	0	1.0000
6	28	0.0169	0.0599	0	1.0000

APPENDIX 2: Données du système de test standard IEEE-(57 bus)

% bus data

bus_i	Type	Vsp	Theta	PGi	QGi	PLi	QLi	Qmin	Qmax
1	1	1.0400	0	128.9000	-16.1000	55.0000	17.0000	-200	300
2	2	1.0100	0	0	-0.8000	3.0000	88.0000	-17	50
3	2	0.9850	0	40.0000	-1.0000	41.0000	21.0000	-10	60
4	3	0.9810	0	0	0	0	0	0	0
5	3	0.9760	0	0	0	13.0000	4.0000	0	0
6	2	0.9800	0	0	0.8000	75.0000	2.0000	-8	25
7	3	0.9840	0	0	0	0	0	0	0
8	2	1.0050	0	450.0000	62.1000	150.0000	22.0000	-140	200
9	2	0.9800	0	0	2.2000	121.0000	26.0000	-3	9
10	3	0.9860	0	0	0	5.0000	2.0000	0	0

11	3	0.9740	0	0	0	0	0	0	0
12	2	1.0150	0	310.0000	128.5000	377.0000	4.0000	-150	155
13	3	0.9790	0	0	0	18.0000	2.3000	0	0
14	3	0.9700	0	0	0	10.5000	5.3000	0	0
15	3	0.9880	0	0	0	22.0000	5.0000	0	0
16	3	1.0130	0	0	0	43.0000	3.0000	0	0
17	3	1.0170	0	0	0	42.0000	8.0000	0	0
18	3	1.0010	0	0	0	27.2000	9.8000	0	0
19	3	0.9700	0	0	0	3.3000	0.6000	0	0
20	3	0.9640	0	0	0	2.3000	1.0000	0	0
21	3	1.0080	0	0	0	0	0	0	0
22	3	1.0100	0	0	0	0	0	0	0
23	3	1.0080	0	0	0	6.3000	2.1000	0	0
24	3	0.9990	0	0	0	0	0	0	0
25	3	0.9820	0	0	0	6.3000	3.2000	0	0
26	3	0.9590	0	0	0	0	0	0	0
27	3	0.9820	0	0	0	9.3000	0.5000	0	0
28	3	0.9970	0	0	0	4.6000	2.3000	0	0
29	3	1.0100	0	0	0	17.0000	2.6000	0	0
30	3	0.9620	0	0	0	3.6000	1.8000	0	0
31	3	0.9360	0	0	0	5.8000	2.9000	0	0
32	3	0.9490	0	0	0	1.6000	0.8000	0	0
33	3	0.9470	0	0	0	3.8000	1.9000	0	0
34	3	0.9590	0	0	0	0	0	0	0
35	3	0.9660	0	0	0	6.0000	3.0000	0	0
36	3	0.9760	0	0	0	0	0	0	0
37	3	0.9850	0	0	0	0	0	0	0
38	3	1.0130	0	0	0	14.0000	7.0000	0	0
39	3	0.9830	0	0	0	0	0	0	0
40	3	0.9730	0	0	0	0	0	0	0
41	3	0.9960	0	0	0	6.3000	3.0000	0	0
42	3	0.9660	0	0	0	7.1000	4.4000	0	0

43	3	1.0100	0	0	0	2.0000	1.0000	0	0
44	3	1.0170	0	0	0	12.0000	1.8000	0	0
45	3	1.0360	0	0	0	0	0	0	0
46	3	1.0500	0	0	0	0	0	0	0
47	3	1.0330	0	0	0	29.7000	11.6000	0	0
48	3	1.0270	0	0	0	0	0	0	0
49	3	1.0360	0	0	0	18.0000	8.5000	0	0
50	3	1.0230	0	0	0	21.0000	10.5000	0	0
51	3	1.0520	0	0	0	18.0000	5.3000	0	0
52	3	0.9800	0	0	0	4.9000	2.2000	0	0
53	3	0.9710	0	0	0	20.0000	10.0000	0	0
54	3	0.9960	0	0	0	4.1000	1.4000	0	0
55	3	1.0310	0	0	0	6.8000	3.4000	0	0
56	3	0.9680	0	0	0	7.6000	2.2000	0	0
57	3	0.9650	0	0	0	6.7000	2.0000	0	0

%Line data

From	To	R	X	B/2	X'mer
Bus	Bus	pu	pu	pu	TAP (a)
1	2	0.0083	0.0280	0.0645	1.0000
2	3	0.0298	0.0850	0.0409	1.0000
3	4	0.0112	0.0366	0.0190	1.0000
4	5	0.0625	0.1320	0.0129	1.0000
4	6	0.0430	0.1480	0.0174	1.0000
6	7	0.0200	0.1020	0.0138	1.0000
6	8	0.0339	0.1730	0.0235	1.0000
8	9	0.0099	0.0505	0.0274	1.0000
9	10	0.0369	0.1679	0.0220	1.0000
9	11	0.0258	0.0848	0.0109	1.0000
9	12	0.0648	0.2950	0.0386	1.0000
9	13	0.0481	0.1580	0.0203	1.0000
13	14	0.0132	0.0434	0.0055	1.0000
13	15	0.0269	0.0869	0.0115	1.0000
1	15	0.0178	0.0910	0.0494	1.0000
1	16	0.0454	0.2060	0.0273	1.0000
1	17	0.0238	0.1080	0.0143	1.0000
3	15	0.0162	0.0530	0.0272	1.0000
4	18	0	0.5550	0	0.9700
4	18	0	0.4300	0	0.9780
5	6	0.0302	0.0641	0.0062	1.0000
7	8	0.0139	0.0712	0.0097	1.0000
10	12	0.0277	0.1262	0.0164	1.0000
11	13	0.0223	0.0732	0.0094	1.0000
12	13	0.0178	0.0580	0.0302	1.0000
12	16	0.0180	0.0813	0.0108	1.0000
12	17	0.0397	0.1790	0.0238	1.0000
14	15	0.0171	0.0547	0.0074	1.0000
18	19	0.4610	0.6850	0	1.0000
19	20	0.2830	0.4340	0	1.0000

21	20	0	0.7767	0	1.0430
21	22	0.0736	0.1170	0	1.0000
22	23	0.0099	0.0152	0	1.0000
23	24	0.1660	0.2560	0.0042	1.0000
24	25	0	1.1820	0	1.0000
24	25	0	1.2300	0	1.0000
24	26	0	0.0473	0	1.0430
26	27	0.1650	0.2540	0	1.0000
27	28	0.0618	0.0954	0	1.0000
28	29	0.0418	0.0587	0	1.0000
7	29	0	0.0648	0	0.9670
25	30	0.1350	0.2020	0	1.0000
30	31	0.3260	0.4970	0	1.0000
31	32	0.5070	0.7550	0	1.0000
32	33	0.0392	0.0360	0	1.0000
34	32	0	0.9530	0	0.9750
34	35	0.0520	0.0780	0.0016	1.0000
35	36	0.0430	0.0537	0.0008	1.0000

36	37	0.0290	0.0366	0	1.0000
37	38	0.0651	0.1009	0.0010	1.0000
37	39	0.0239	0.0379	0	1.0000
36	40	0.0300	0.0466	0	1.0000
22	38	0.0192	0.0295	0	1.0000
11	41	0	0.7490	0	0.9550
41	42	0.2070	0.3520	0	1.0000
41	43	0	0.4120	0	1.0000
38	44	0.0289	0.0585	0.0010	1.0000
15	45	0	0.1042	0	0.9550
14	46	0	0.0735	0	0.9000
46	47	0.0230	0.0680	0.0016	1.0000
47	48	0.0182	0.0233	0	1.0000
48	49	0.0834	0.1290	0.0024	1.0000
49	50	0.0801	0.1280	0	1.0000
50	51	0.1386	0.2200	0	1.0000
10	51	0	0.0712	0	0.9300
13	49	0	0.1910	0	0.8950
29	52	0.1442	0.1870	0	1.0000
52	53	0.0762	0.0984	0	1.0000
53	54	0.1878	0.2320	0	1.0000
54	55	0.1732	0.2265	0	1.0000
11	43	0	0.1530	0	0.9580
44	45	0.0624	0.1242	0.0020	1.0000
40	56	0	1.1950	0	0.9580
56	41	0.5530	0.5490	0	1.0000
56	42	0.2125	0.3540	0	1.0000
39	57	0	1.3550	0	0.9800
57	56	0.1740	0.2600	0	1.0000
38	49	0.1150	0.1770	0.0030	1.0000

38	48	0.0312	0.0482	0	1.0000
9	55	0	0.1205	0	0.9400
