

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8 Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf:/2025



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER Académique**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Par : (Afifi Djamel et Lahcene Lazhar)

Thème

Optimisation de la reconfiguration des réseaux de distribution pour l'amélioration de la fiabilité et de la qualité de l'alimentation électrique

Soutenu publiquement, le 23/06 /2025, devant le jury composé de :

M. Haddad Salim

Professeur

Univ. Guelma

Président

M. Ladjimi Abdelaziz

Professeur

Univ. Guelma

Encadreur

M. Gouiadia Said

MCB

Univ. Guelma

Examinateur principal

Année Universitaire : 2024/2025

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A mes parents pour leurs présence et soutien, tous les mots du monde et de toutes langues ne peut exprimer mes sentiments de gratitude, de reconnaissance, d'amour envers eux. Que dieu les protègent.

A mon épouse, pour son soutien, encouragement, aide et sa présence dans ma vie.

Mes frères : Adel, Hichem et Amer.

Ma sœur.

Mes nièces : Israa, Rokaia, Asma, Zaineb, Amina et Rahil.

Mes neveux : Yahia, Djawed et Med Islem.

Ma belle-famille et toute la grande famille.

A mes amis et mes collègues de l'université et de travail au niveau de SONELGAZ Guelma.

Lazhar

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

A la mémoire de ma femme, Qu'ALLAH lui accorde Sa miséricorde.

A mes enfants : Karim, Manar et Koussila.

A mes parents.

A mes frères et sœurs

A tous mes amis au travail

Une dédicace spéciale à M. Ezzedine Bahloul

Djamel

Remerciements

Nous adressons nos remerciements à Monsieur Abdelaziz LADJIMI Professeur au niveau de l'Université 8 Mai 1945 - Guelma, notre encadreur pour son soutien, son encouragement, orientations très précieuses tout au long de la réalisation de ce travail.

Nos remerciements vont également à :

Mr Salim HADDAD, Professeur à l'Université 8 Mai 1945 - Guelma qui nous a fait l'honneur de présider le jury et d'examiner le travail.

Mr Said GOUADIA, MCA au niveau de l'Université 8 Mai 1945 - Guelma, de l'honneur qu'il nous a fait en acceptant d'être examinateur de cette mémoire.

ملخص

تعد الكهرباء ركيزة أساسية للتنمية على جميع المستويات الاقتصادية والصناعية والاجتماعية. وتعد موثوقية وجودة الخدمة الكهربائية أكثر من مجرد ضرورة، إذ يمكن تحقيقها من خلال تحسين إعادة تهيئة شبكات التوزيع التي تواجه العديد من المشاكل. ولحل هذه المشاكل، طورت عدة أساليب، منها خوارزمية-NSGA-II (الخوارزمية الجينية للفرز غير المسيطر II). وقد تميزت هذه الأخيرة بقدرتها على معالجة المشاكل المعقّدة متعددة الأهداف بكفاءة. يهدف هذا العمل إلى المساهمة في الإدارة الذكية لشبكات التوزيع، من خلال توفير طريقة فعالة وقابلة للتكييف لتقليل الخسائر، وتحسين استقرار الشبكة، وتعزيز تكامل الموارد الالامركزية. في هذا العمل، نقترح نهجاً لتحسين متعدد الأهداف قائماً على NSGA-II، يطبق على إعادة تهيئة شبكة توزيع ناقل IEEE-33، مع أو بدون تعويض تفاعلي عن طريق إضافة مكثفات. الهدف هو مقارنة تكوينات الشبكة المختلفة من حيث الخسائر النشطة، ونمط الجهد، والامتثال للقيود التشغيلية، وذلك لتحديد أكثر الاستراتيجيات فعالية لتحسين أداء النظام. معلمات تطبيق خوارزمية NSGA-II لحل مشكلة إعادة تهيئة شبكة التوزيع للحصول على تهيئة مثالية هي: حجم السكان $p = 150$ ، عدد التكرارات $n = 50$ ، معدل الطفرة $\mu = 0.05$. أظهرت النتائج أن إعادة التهيئة وحدها تمكّن من خفض الخسائر النشطة بشكل ملحوظ، كما أن دمج التعويض التفاعلي يتيح تحقيق خفض أكبر في الخسائر. بالتوازي مع ذلك، يحسن نمط الجهد بشكل ملحوظ، مما يلبي متطلبات جودة الخدمة. تؤكّد هذه النتائج فعالية النهج متعدد الأهداف القائم على NSGA-II لإعادة تهيئة شبكات التوزيع بذكاء.

الكلمات المفتاحية:

التحسين، إعادة التكوين، شبكة توزيع ناقل IEEE-33، خوارزمية NSGA-II

Résumé:

L'électricité constitue un levier fondamental du développement sur tous les niveaux économiques, industriels et social. La fiabilité et la qualité du service électrique est plus qu'une nécessité. Elle peut être atteinte à travers l'optimisation de la reconfiguration des réseaux de distribution qui sont confronté à plusieurs problèmes. Pour résoudre ses problèmes plusieurs méthodes ont été développées entre autre l'algorithme NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II). Ce dernier s'est distingué pour sa capacité à traiter efficacement les problèmes multi-objectifs complexes. Ce travail vise à contribuer à la gestion intelligente des réseaux de distribution, en fournissant une méthode efficace et adaptable pour réduire les pertes, améliorer la stabilité du réseau et favoriser l'intégration de ressources décentralisées. Dans ce travail, nous proposons une approche d'optimisation multi-objectif fondée sur NSGA-II, appliquée à la reconfiguration du réseau de distribution IEEE-33 bus, avec et sans compensation réactive par l'ajout de condensateurs. L'objectif est de comparer différentes configurations du réseau en termes de pertes actives, de profil de tension, et de respect des contraintes opérationnelles, afin d'identifier les stratégies les plus efficaces pour améliorer la performance du système. Les paramètres d'application de l'algorithme NSGA II pour résoudre le problème de la reconfiguration du réseau de distribution afin d'obtenir une configuration optimale sont les suivants : Taille de la population $p = 150$, Nombre d'itérations $n = 50$, Taux de mutation $\tau = 0.05$. Les résultats ont montré que la reconfiguration seule permet une réduction importante des pertes actives, en plus, l'intégration de la compensation réactive permet d'atteindre une réduction encore plus significative des pertes. En parallèle, le profil de tension est considérablement amélioré, satisfaisant ainsi les exigences de qualité de service. Ces résultats confirment l'efficacité de l'approche multi-objectif basée sur NSGA-II pour la reconfiguration intelligente des réseaux de distribution.

Mots-clés :

L'optimisation, reconfiguration, réseau de distribution IEEE-33 bus, l'algorithme NSGA II

Abstract

Electricity is a fundamental lever for development at all economic, industrial and social levels. The reliability and quality of electrical service is more than a necessity. It can be achieved through the optimization of the reconfiguration of distribution networks which are facing several problems. To solve these problems several methods have been developed including the NSGA-II algorithm (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II). The NSGA-II has been distinguished for its ability to deal efficiently with complex multi-objective problems. This work aims to contribute to the intelligent management of distribution networks, by providing an efficient and adaptable method to reduce losses, improve network stability and promote the integration of decentralized resources. In this work, we propose a multi-objective optimization approach based on NSGA-II, applied to the reconfiguration of the IEEE-33 bus distribution network, with and without reactive compensation by the addition of capacitors. The objective is to compare different network configurations in terms of active losses, voltage profile, and compliance with operational constraints, in order to identify the most effective strategies for improving system performance. The application parameters of the NSGA-II algorithm to solve the distribution network reconfiguration problem to obtain an optimal configuration are as follows: Population size $p = 150$, Number of iterations $n = 50$, Mutation rate $\tau = 0.05$. The results showed that reconfiguration alone achieves a significant reduction in active losses; additionally, the integration of reactive compensation achieves an even more significant loss reduction. At the same time, the voltage profile is significantly improved, thus meeting quality of service requirements. These results confirm the effectiveness of the NSGA-II-based multi-objective approach for intelligent distribution network reconfiguration.

Key words

Optimisation, reconfiguration, IEEE-33 bus distribution network, NSGA-II algorithm

Liste des figures

Liste des figures :

Figure	Titre	Page
Figure I.1	Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	5
Figure I.2	NF et NO sont respectivement interrupteur normalement fermé et interrupteur normalement ouvert.	6
Figure I.3	Variation de la tension le long d'un départ HTA	6
Figure I.4	Schéma de double dérivation	7
Figure I.5	Schéma de coupure d'artère	7
Figure I.6	La dynamique du régulateur en charge	8
Figure I.7	La dynamique du régulateur en charge.	9
Figure II.1	Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-bus	19
Figure II.2	Tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus	22
Figure II.3	Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-Bus	22
Figure II.4	Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-Bus	22
Figure IV.1	Réseau constitué de trois boucles	44
Figure IV.2	Réseau IEEE 33-bus (Configuration initiale)	47
Figure IV.3	Topologie optimale du réseau IEEE-33 bus après reconfiguration par l'algorithme NSGA-II	48
Figure IV.4	Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration	49
Figure IV.5	Pertes active au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration	52
Figure IV.6	Pertes réactive au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration	52
Figure IV.7	Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale en présence des condensateurs obtenue par NSGA-II	55
Figure IV.8	Profil de tension du réseau de distribution IEEE 33-bus avant reconfiguration, nouvelle configuration et nouvelle configuration avec compensation optimale	55

Listes des tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau II.1	Amplitude et déphasage des tensions aux jeux de barres	20
Tableau II.2	Puissances transitées, pertes de puissances dans les branches	21
Tableau III.1	Comparaison des algorithmes	39
Tableau IV.1	Données des interrupteurs normalement ouverts du réseau IEEE33-bus	47
Tableau IV.2	Valeurs de tension avant et après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33-bus	49
Tableau IV.3	Pertes active au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration	51
Tableau IV.4	Pertes réactive au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration	51
Tableau IV.5	Résultats avant et après reconfiguration du réseau IEEE33-bus par NASGA-II	53
Tableau IV.6	Résultats avant reconfiguration, après reconfiguration sans Cs et après reconfiguration avec Cs du réseau IEEE33-bus par NASGA-II.	56

Table des matières

ملخص	i
Résumé	ii
Abstract	iii
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	v
Introduction générale	01
CHAPITRE I : Généralités sur le réseau électrique	
I.1. Introduction	03
I.2. Évolution du réseau électrique	03
I.3. Fonctionnement des systèmes électriques	04
I.3.1 Production	04
I.3.2. Transport	04
I.3.3.Distribution	04
I.4. Les réseaux de distributions	04
I.4.1. Caractéristiques techniques générales	04
I.4.2. Schémas d'exploitations	05
I.5. Régulation de la tension dans les réseaux de distribution	07
I.5.1.Le réglage en charge au transformateur HTB/HTA	08
I.5.2. Les bancs de condensateurs	09
I.6. Reconfiguration du réseau de distribution	10
I.7. Conclusion	11
CHAPITRE II – Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution	
II.1. Introduction	12
II.2. Objectifs de l'analyse d'écoulement de puissance	12
II.3. Caractéristiques spécifiques des réseaux de distribution	12
II.4. Modélisation des composants	13
II.4.1. Lignes de distribution	13
II.4.2. Transformateurs	14
II.4.3. Charges	14
II.4.4. Sources distribuées (GEDs)	15
II.4.5. Nœuds (Bus)	15
II.4.6. Composants supplémentaires	
II.5. Méthodes de calcul de l'écoulement de puissance	

II.5.1. Méthodes classiques	15
II.5.2. Méthodes spécifiques aux réseaux de distribution	15
II.6. Méthode de Newton-Raphson	15
II.6.1. Formulation de base de l'écoulement de puissance	15
II.6.2.1 Principe de la méthode Newton-Raphson	16
II.6.2.2. Inconnues et équations	16
II.6.2.3. Structure de la matrice jacobienne	17
II.6.2.4 Algorithme de Newton-Raphson	17
II.7. Unité relative	18
II.7.1. Avantages de l'unité relative	18
II.7.2. Définition des grandeurs en p.u	18
II.8. Étude de cas : Écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson sur un réseau IEEE 33- bus	19
II.8.1. Présentation du réseau IEEE 33- bus	19
II.8.2. Résultats obtenus	19
II.9. Conclusion	23

CHAPITRE III – Optimisation et méthodes metaheuristiques pour la reconfiguration des réseaux de distribution

III.1. Introduction	24
III.2. Méthodologie de conception	24
III.2.1. Formulation du problème d'optimisation	24
III.2.2. Fonction objectif	25
III.2.3. Paramètres de conception	25
III.3. Méthodes d'optimisation	26
III.3.1. Optimisation continue	26
III.3.2. Optimisation combinatoire	27
III.4. Heuristiques	28
III.4.1. Définition et principe	28
III.4.2. Caractéristiques générales	28
III.4.3. Types d'heuristiques	28
III.4.4. Limites des heuristiques	29
III.4.5. Vers les métahéuristiques	29
III.5. Métahéuristiques	29
III.5.1. Notion de voisinage	30
III.5.2. Cadre général des métahéuristiques	30
III.5.3. Algorithmes de métahéuristiques les plus utilisés	31
III.5.3.1. Algorithme Génétique (Genetic Algorithm – GA)	31
III.5.3.2. Optimisation par Essaim de Particules (Particle Swarm Optimization -PSO)	33
III.5.3.3. Algorithme de Colonies de Fourmis (Ant Colony Optimization - ACO)	33
III.5.3.4. Recuit Simulé (Simulated Annealing - SA)	34

III.5.3.5. Algorithme du Lion des Fourmis (Ant Lion Optimizer - ALO)	35
III.5.3.6. Algorithme de Luciole (Firefly Algorithm - FA)	35
III.5.3.7. NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II)	36
III.6. Justification du choix de l'algorithme NSGA-II	37
III.6.1. Nature multi-objectif du problème	38
III.6.2. Exploration	38
III.6.3. Production d'un ensemble de solutions	38
III.6.4. Maturité, robustesse et validation scientifique	38
III.6.5. Comparaison avec les autres algorithmes	39
III.7. Conclusion	39
CHAPITRE IV : Application de l'algorithme NSGA-II a la reconfiguration optimale du réseau IEEE-33 bus avec et sans compensation réactive	
IV.1. Introduction	41
IV.2. Reconfiguration optimale du réseau de distribution	42
IV.2.1. Ouverture et fermeture des interrupteurs (switches)	42
IV.2.2. Reconfiguration optimale par l'application de l'algorithme NSGA-II	43
IV.3. Application de l'algorithme NSGA-II	44
IV.3.1. Intégration de NSGA-II dans le système	45
IV.3.2. Applications numériques	45
IV.4. Conclusion	56
Conclusion générale	58
Bibliographie	60
Annexes	62

Introduction générale

Introduction générale

L'électricité constitue aujourd'hui un levier fondamental du développement économique, industriel et social. De la production à la consommation, en passant par le transport et la distribution, elle repose sur un réseau électrique complexe, hiérarchisé et interconnecté, conçu pour fournir une énergie fiable, continue et de qualité. Avec l'évolution des besoins énergétiques, des technologies de communication et des préoccupations environnementales, ce réseau connaît de profondes transformations, notamment par l'intégration de sources d'énergie renouvelables et l'émergence des systèmes décentralisés intelligents.

Dans ce contexte, les réseaux de distribution jouent un rôle crucial en tant qu'interface entre le réseau de transport et les utilisateurs finaux. Ces réseaux, historiquement conçus de manière radiale et passive, doivent désormais faire face à de nouveaux défis tels que : la variabilité de la production locale, la congestion des lignes, la stabilité de tension et les pertes d'énergie. Pour répondre à ces enjeux, des stratégies avancées de gestion et d'optimisation du réseau sont nécessaires, en particulier la reconfiguration dynamique de la topologie et l'injection de puissance réactive à des emplacements stratégiques.

L'analyse de l'écoulement de puissance constitue une étape fondamentale pour évaluer le comportement du réseau dans ses différentes configurations. Elle permet de déterminer les grandeurs électriques essentielles (tensions, puissances, courants), d'identifier les zones critiques, et de tester l'impact de mesures correctives ou préventives. Dans les réseaux de distribution, cette analyse est rendue plus complexe par la structure radiale, la forte impédance des lignes, et la multiplication des générateurs d'énergie distribuée (GED).

Face à ces problématiques, les méthodes d'optimisation classiques se révèlent souvent insuffisantes, notamment en présence de modèles non linéaires, multi-objectifs, et à contraintes multiples. C'est pourquoi les métaheuristiques, notamment les algorithmes inspirés de la nature, se sont imposées comme des outils puissants et adaptatifs. Parmi elles, l'algorithme NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) s'est distingué pour sa capacité à traiter efficacement les problèmes multi-objectifs complexes et à générer des solutions non dominées constituant un front de Pareto pertinent pour la prise de décision.

Dans ce mémoire, nous proposons une approche d'optimisation multi-objectif fondée sur NSGA-II, appliquée à la reconfiguration du réseau de distribution IEEE-33 bus, avec et sans compensation réactive par l'ajout de condensateurs. L'objectif est de comparer différentes configurations du réseau en termes de pertes actives, de profil de tension, et de respect des

contraintes opérationnelles, afin d'identifier les stratégies les plus efficaces pour améliorer la performance du système.

La structure du mémoire est organisée comme suit :

Le chapitre 1 présente le fonctionnement global du réseau électrique, ses composants, et les enjeux liés aux réseaux de distribution.

Le chapitre 2 est consacré aux principes de l'écoulement de puissance et aux méthodes de calcul utilisées dans les réseaux de distribution.

Le chapitre 3 introduit les concepts de l'optimisation, des heuristiques et des métaheuristiques, avec un focus sur l'algorithme NSGA-II.

Le chapitre 4 décrit l'application de NSGA-II sur le réseau IEEE-33 bus, en analysant les résultats obtenus dans différents scénarios, avec une comparaison entre reconfiguration seule et reconfiguration avec compensation.

Ce travail vise ainsi à contribuer à la gestion intelligente des réseaux de distribution, en fournissant une méthode efficace et adaptable pour réduire les pertes, améliorer la stabilité du réseau et favoriser l'intégration de ressources décentralisées.

Chapitre I :
Généralités sur le Réseau
Electrique

I.1. Introduction

L'électricité est devenue un pilier fondamental du développement économique et social. Sa production, son transport et sa distribution reposent sur un réseau électrique complexe et interconnecté, conçu pour assurer une alimentation fiable, continue et de qualité. Ce réseau a considérablement évolué au fil des décennies, passant de structures centralisées à des systèmes de plus en plus décentralisés, intégrant des technologies intelligentes et des sources d'énergie renouvelables. Dans ce chapitre, nous présentons les principales caractéristiques du réseau électrique, son évolution, son mode de fonctionnement, les spécificités des réseaux de distribution, ainsi que la problématique de leur reconfiguration.

I.2. Évolution du réseau électrique

À l'origine, les réseaux électriques étaient centrés sur une production centralisée à partir de grandes centrales thermiques ou hydroélectriques, avec une structure de réseau hiérarchisée et unidirectionnelle (de la production vers la consommation). Cette approche a permis une mutualisation efficace des ressources, mais elle présentait peu de souplesse face aux perturbations et une faible intégration des énergies renouvelables.

L'évolution du secteur énergétique, marquée par des impératifs environnementaux, économiques et technologiques, a conduit à la transformation progressive du réseau électrique :

- **Introduction des énergies renouvelables** : photovoltaïque, éolien, biomasse, etc., souvent connectées directement au réseau de distribution.
- **Décentralisation de la production** : développement de la production décentralisée ou locale (GED : générateurs d'énergie distribuée).
- **Numérisation et automatisation** : émergence des réseaux intelligents (*Smart Grids*), dotés de capacités de communication et de traitement de données en temps réel.
- **Participation active des consommateurs** : apparition des prosommateurs (producteurs-consommateurs), stockage domestique, gestion active de la demande.

Ces changements ont profondément modifié la structure et la gestion des réseaux, nécessitant une nouvelle approche en matière de planification et d'exploitation.

I.3. Fonctionnement des systèmes électriques

Un système électrique fonctionne selon trois fonctions principales :

I.3.1. Production

Elle correspond à la conversion d'une forme d'énergie primaire (chimique, hydraulique, solaire, éolienne, etc.) en énergie électrique. Les centrales sont classées selon leur capacité, leur source d'énergie et leur localisation (centralisée ou décentralisée).

I.3.2. Transport

Le transport de l'électricité s'effectue sous haute ou très haute tension afin de limiter les pertes sur de longues distances. Il relie les centres de production aux grandes zones de consommation à travers un réseau maillé contrôlé par des opérateurs de transport.

I.3.3. Distribution

C'est la dernière étape du système électrique. Elle consiste à acheminer l'électricité des postes de transformation aux utilisateurs finaux via des lignes moyenne et basse tension. C'est à ce niveau que se concentrent aujourd'hui les principales évolutions, avec l'intégration croissante de la production distribuée, des véhicules électriques et des dispositifs de stockage.

I.4. Les réseaux de distribution

I.4.1. Caractéristiques techniques générales

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients. Ils sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50 kV, soit le domaine de la HTA et de la BT. En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 10 kV et 30 kV. Ces niveaux de tension permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions (coûts des investissements, protection des biens et des personnes) [1].

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts et permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.

I.4.2 Schémas d'exploitations

I.4.2.1. Poste source HTB/HTA

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même

un ou deux jeux de barres (fig. I.1.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame et côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale (fig. I.1.b).

Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée «garantie ligne». En phase finale, un troisième transformateur et quelquefois plus est ajouté en double attache (fig. I.1.c). Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés [1].

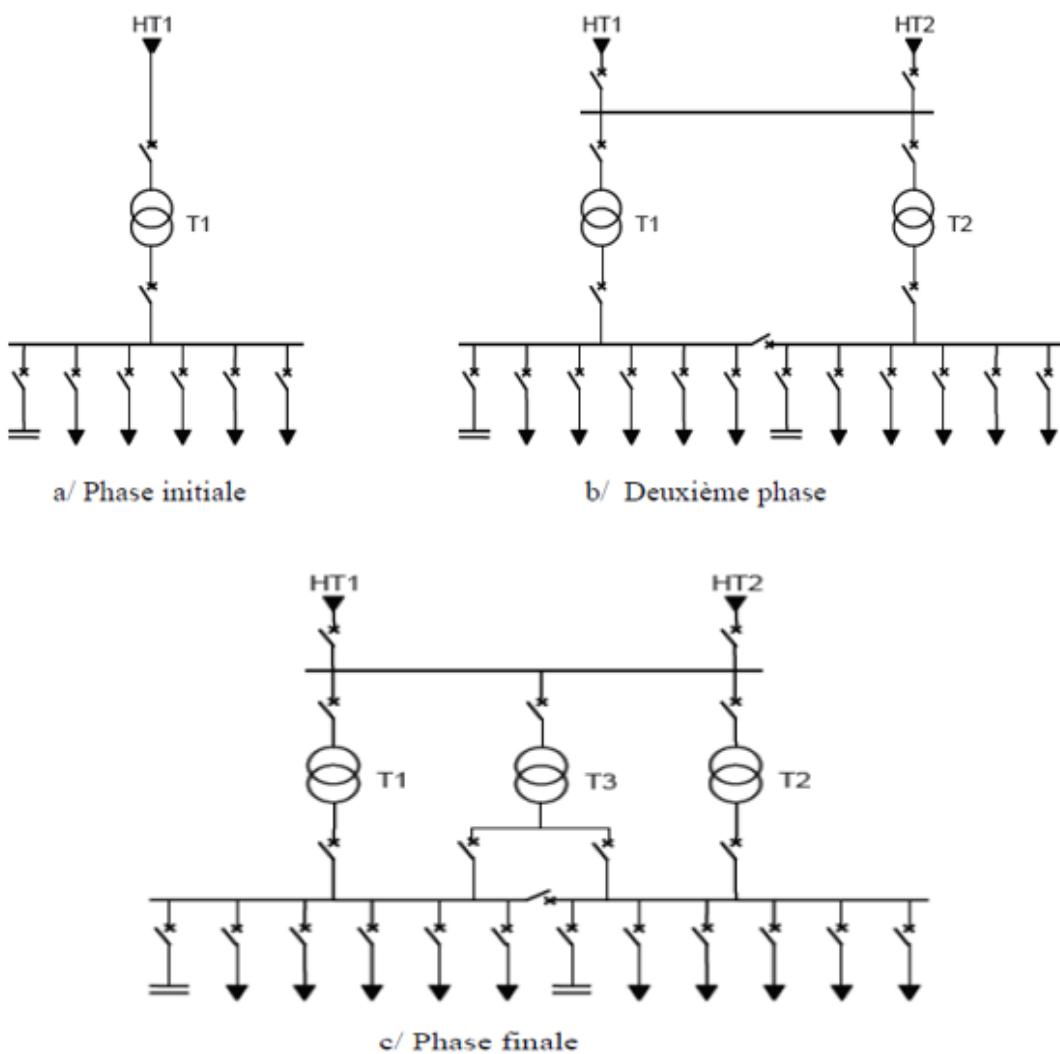


Figure I.1 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

I.4.2.2. Lignes et départ HTA

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes en simple dérivation (fig. I.2), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement du réseau est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. La tension décroît progressivement en fonction de l'impédance des câbles et des charges (fig. I.3) [2].

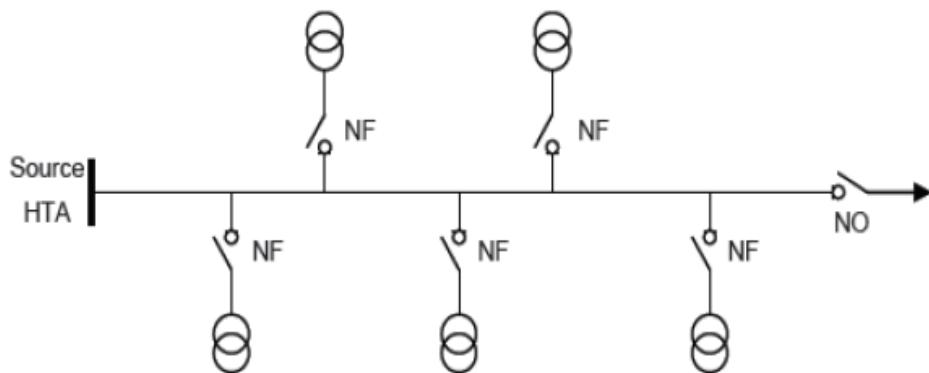


Figure I.2 : Schéma simple dérivation

NF et NO sont respectivement interrupteur normalement fermé et interrupteur normalement ouvert.

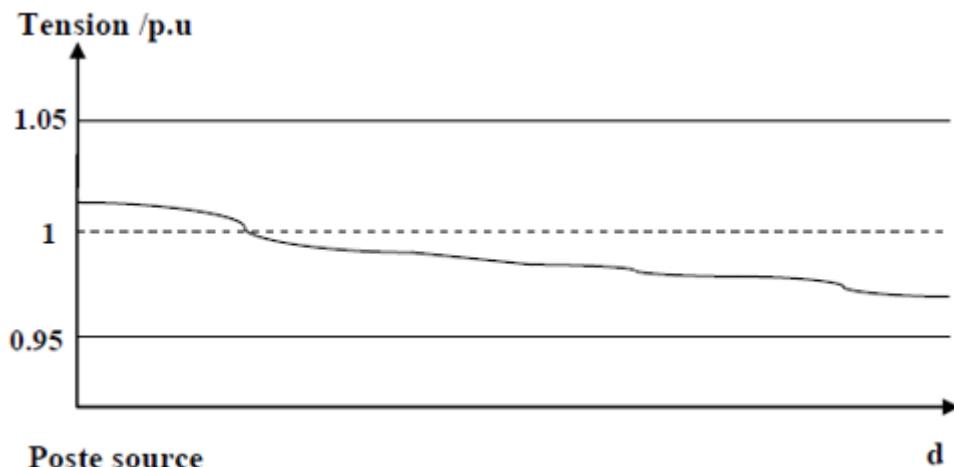


Figure I.3 : Variation de la tension le long d'un départ HTA

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles HTA enterrés en double dérivation (fig. I.4) ou en coupure d'artère (fig. I.5) moins sensibles aux chutes de tension à cause de leur capacité homopolaire et de leur plus petite longueur. Le facteur impactant sur le dimensionnement des

ouvrages souterrains est le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter [2].

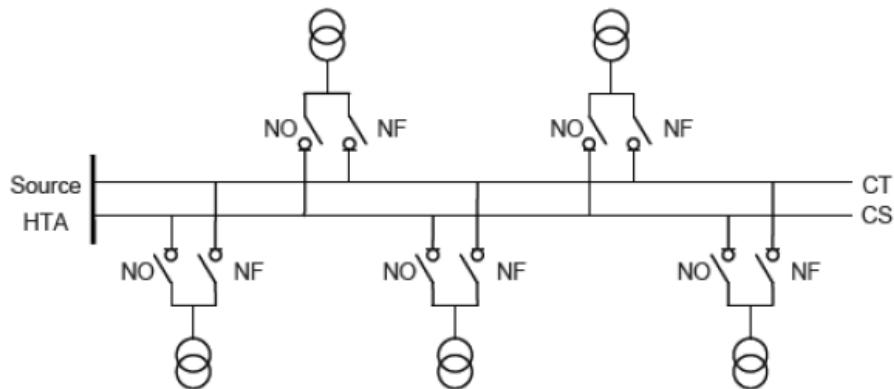


Figure I.4 : Schéma de double dérivation

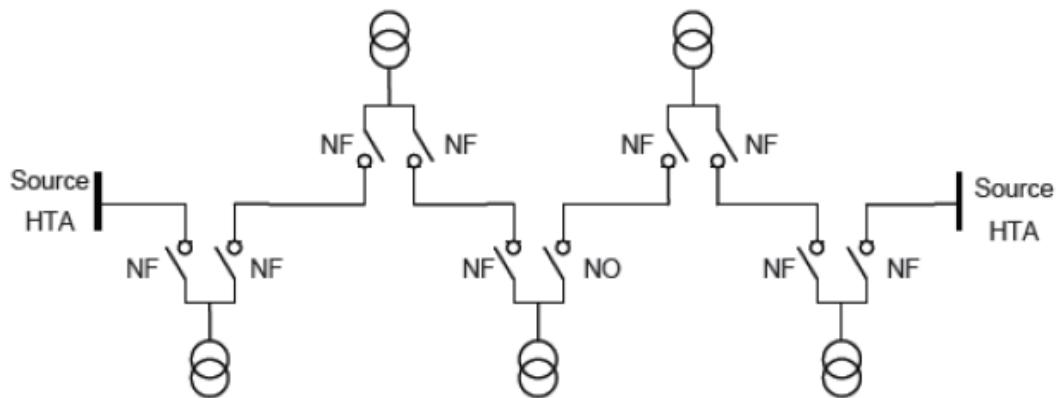


Figure I.5 : Schéma de coupure d'artère

CT et CS sont respectivement câble de travail et câble de secours permettant de garantir la continuité du service en cas du défaut.

I.5. Régulation de la tension dans les réseaux de distribution

La régulation de la tension est une fonction essentielle pour garantir la qualité de l'alimentation électrique dans les réseaux de distribution. Contrairement aux réseaux de transport, les réseaux de distribution sont souvent moins instrumentés (peu de capteurs installés) et les gestionnaires disposent de moins d'informations en temps réel sur l'état de leur réseau. Cela rend la régulation plus délicate, en particulier dans un contexte où la production décentralisée (solaire, éolien, etc.) devient de plus en plus présente et introduit une variabilité accrue.

Dans les réseaux traditionnels, le gestionnaire agit principalement sur :

- ✓ le **régulateur en charge** du transformateur HTB/HTA pour ajuster la tension au jeu de barres moyenne tension (HTA),
- ✓ et les **bancs de condensateurs** installés au poste source pour compenser la puissance réactive et limiter la chute de tension dans le transformateur.

Toutefois, une régulation fine de la tension sur l'ensemble du réseau nécessite des dispositifs de mesure distribués et des moyens de réglage installés le long des départs. C'est pourquoi les travaux actuels s'orientent vers l'estimation d'état et la régulation décentralisée, dans le cadre du développement des réseaux de distribution intelligents (smart grids).

I.5.1. Le régulateur en charge au transformateur HTB/HTA

Le régulateur en charge (OLTC – *On-Load Tap Changer*) est un dispositif électromécanique intégré au transformateur HTB/HTA permettant de modifier le rapport de transformation en service, c'est-à-dire sans interrompre l'alimentation. Il ajuste la tension secondaire en ajoutant ou en retranchant des spires à l'enroulement haute tension.

Ce système est le principal levier de régulation de la tension en HTA. Typiquement, un régulateur en charge dispose de 17 positions (8 à la hausse, 8 à la baisse, et 1 position neutre), avec un pas de réglage de 0.625 %, ce qui permet d'ajuster la tension dans une plage de $\pm 5\%$ autour de la valeur nominale.

Le comportement dynamique du régulateur suit une logique de temporisation [3] :

- ✓ Le **premier changement de prise** intervient après un **retard $\Delta t_1 = 60$ secondes**, pour éviter les commutations inutiles liées aux fluctuations transitoires,
- ✓ Si d'autres ajustements sont nécessaires, les prises suivantes peuvent être modifiées plus rapidement, avec un **retard réduit $\Delta t_2 = 10$ secondes**.

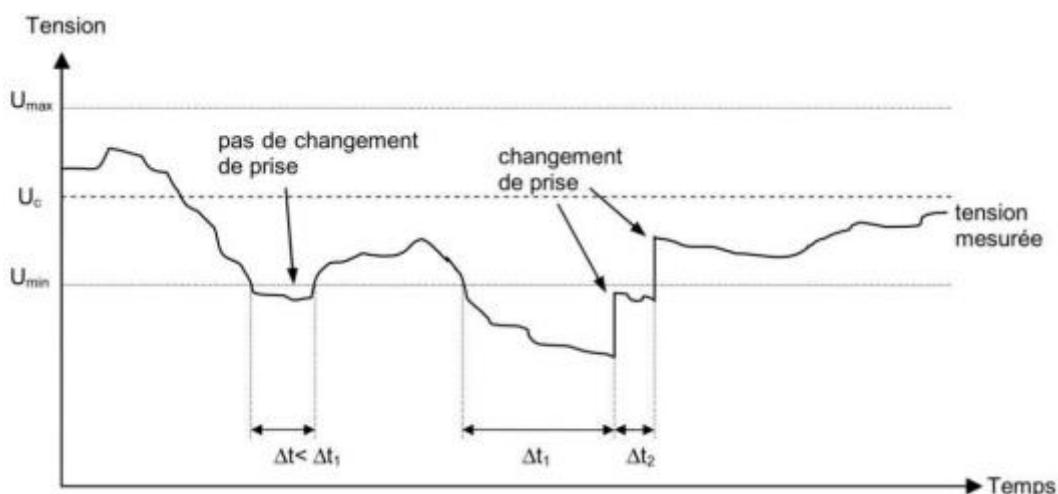


Figure I.6 : La dynamique du régulateur en charge [3]

La tension est maintenue dans une plage prédéfinie autour d'une consigne U_c :

$$\begin{cases} U_{min} \leq U \leq U_{max} \\ U_{min} = U_c - \frac{DB}{2} \\ U_{max} = U_c + \frac{DB}{2} \end{cases} \quad (I.1)$$

Où DB est la plage morte (*deadband*), et U_c la tension de consigne.

Dans certains cas, la régulation peut être améliorée par une technique appelée compoundage de chute de tension (*Line Drop Compensation – LDC*), qui permet de prendre en compte la chute de tension le long du départ. Le circuit de compoundage corrige la tension au jeu de barres HTA en fonction de la charge et de l'impédance du départ, afin de maintenir une tension plus stable à l'extrême du réseau. L'expression de la tension au point de régulation U_L est donnée par [3] :

$$\begin{cases} U_L = U_0 - I(R_{LN} \cos \phi + X_{LN} \sin \phi) \\ U_{dev} = U_c - U_L \end{cases} \quad (I.2)$$

où U_0 est la tension au poste source, I le courant de charge, et $R_{LN} + jX_{LN}$ l'impédance de la ligne.

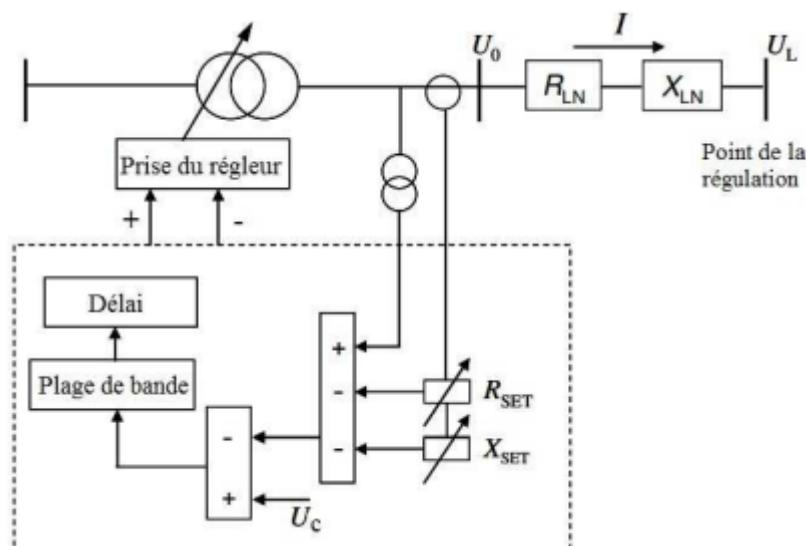


Figure I.7 : La dynamique du régulateur en charge [3]

Bien que cette méthode soit efficace, elle est rarement activée en pratique car elle dépend fortement des caractéristiques précises des charges et des lignes, et une mauvaise configuration peut dégrader le fonctionnement du réseau. Pour cette raison, la plupart des régulateurs en charge fonctionnent sans compoundage.

I.5.2. Les bancs de condensateurs

Les bancs de condensateurs sont des dispositifs de compensation de puissance réactive, généralement installés au niveau du poste source. Ils permettent d'injecter de la puissance

réactive locale, réduisant ainsi le besoin d'importer de la puissance réactive depuis le réseau amont, ce qui :

- ✓ diminue la **chute de tension** dans le transformateur,
- ✓ améliore le **facteur de puissance** vis-à-vis du réseau de transport,
- ✓ et réduit les **pertes actives** dues à la circulation inutile de courant réactif.

La puissance injectée par un condensateur est donnée par :

$$Q_c = Q_N U_c^2 \quad (I.3)$$

où Q_c est la puissance réactive injectée (en MVAr), Q_N la puissance nominale du banc de condensateurs, et U_c la tension locale en p.u.

Les bancs sont généralement activés en fonction des pointes de charge :

- ✓ enclenchés (état ON) lors des fortes consommations,
- ✓ déclenchés (état OFF) lorsque la demande est faible.

Le nombre de bancs disponibles est limité (souvent 1 à 3 par jeu de barres) et leur manœuvre est peu fréquente (souvent une fois par jour), car elle peut générer des surtensions transitoires et altérer la qualité de l'énergie. Pour cette raison, les bancs de condensateurs ne sont pas considérés comme des moyens de pilotage dynamique de la tension, mais plutôt comme des dispositifs de compensation statique.

En résumé, bien qu'ils jouent un rôle important dans la régulation globale du réseau, les bancs de condensateurs ne permettent pas de répondre efficacement aux variations rapides du profil de tension, notamment celles induites par l'intermittence des sources de production décentralisée.

I.6. Reconfiguration du réseau de distribution

De nombreux procédés ont été utilisés pour réduire la perte de puissance active dans les réseaux électriques, par exemple, l'augmentation de la section des conducteurs, le réglage de prise de transformateur, et l'installation des condensateurs. En dehors de ceux-ci, un fonctionnement efficace qui peut améliorer la performance des systèmes de distribution est la reconfiguration du réseau [2].

La plupart des systèmes de distribution électrique fonctionnent dans une configuration radiale ; où deux types d'interrupteurs y sont utilisés : interrupteurs de sectionnement qui restent normalement fermés, et interrupteurs de liaison qui restent normalement ouverts. Il existe plusieurs systèmes opérationnels dans les systèmes de distribution électrique ; l'un d'eux est « la reconfiguration du réseau de distribution », qui peut minimiser les pertes, améliorer le profil de tension, et modérer les surcharges dans le réseau.

Il ya deux raisons principales pour reconfigurer un réseau de distribution pendant le fonctionnement normal, éviter la surcharge des branches du réseau et réduire les pertes du système. En fonction des conditions de charge, la reconfiguration peut être nécessaire afin d'éliminer les surcharges sur les composants spécifiques du système, tels que les transformateurs ou les tronçons de ligne. Puisque les conditions de charge dans le système changent, il peut également devenir rentable de reconfigurer de manière à réduire la puissance réelle.

Au cours des dernières années, la reconfiguration du réseau de distribution a été proclamée comme une méthode pour la réalisation de l'économie de puissance et d'énergie, à coût pratiquement nul. La tendance actuelle consiste à concevoir des réseaux de distribution avec une structure du réseau maillé, mais pour les faire fonctionner radialement. Ceci est atteint par l'installation d'un nombre approprié de branches commutables qui permettent la réalisation d'une configuration radiale capable d'alimenter toutes les charges dans des conditions normales ainsi que dans le cas de défaut permanent. Les systèmes de distribution sont normalement configurés radialement pour une coordination efficace de leurs systèmes de protection. La reconfiguration du réseau prend avantage de la structure de distribution spécifique et la nature diverse de la charge du client. Le but de la reconfiguration du réseau est d'avoir le minimum de perte possible sous la contrainte de capacité du réseau.

I.7. Conclusion

La gestion efficace de la tension est essentielle pour assurer la fiabilité et la qualité du service électrique. Dans les réseaux de distribution modernes, cette gestion doit être dynamique, intégrée et intelligente, tenant compte de l'évolution des charges, de l'intégration croissante de la production distribuée, et des exigences opérationnelles. Les solutions de compensation réactive, les dispositifs de régulation, ainsi que les techniques de reconfiguration jouent un rôle fondamental dans cette mission.

Chapitre II :
Ecoulement de puissance dans
les réseaux de distribution

II.1. Introduction

L'analyse de l'écoulement de puissance (ou **power flow**) est une étape cruciale dans l'étude, l'exploitation et la planification des réseaux électriques. Elle permet de déterminer les grandeurs électriques (tensions, courants, puissances actives et réactives) en régime permanent, à partir des données des charges, des générateurs et de la topologie du réseau. Dans les réseaux de distribution, cette analyse présente des particularités distinctes par rapport aux réseaux de transport, notamment en raison de leur structure radiale, de l'impédance élevée des lignes et de la présence croissante de générateurs d'énergie distribuée (GED). Ce chapitre présente les principes fondamentaux de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution, les méthodes de calcul associées, ainsi que les défis liés à la modernisation de ces réseaux.

II.2. Objectifs de l'analyse d'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance a pour objectifs principaux :

- **Calcul des profils de tension** sur l'ensemble des nœuds du réseau.
- **Détermination des puissances actives et réactives** injectées ou absorbées par chaque branche et chaque nœud.
- **Évaluation des pertes techniques** (actives et réactives) dans les lignes.
- **Vérification du respect des contraintes opérationnelles**, notamment les limites de tension et de courant.
- **Aide à la décision pour la planification et l'optimisation** : placement des GEDs, reconfiguration du réseau, gestion de la charge, etc.

II.3. Caractéristiques spécifiques des réseaux de distribution

Contrairement aux réseaux de transport, les réseaux de distribution possèdent plusieurs spécificités :

- **Structure radiale ou faiblement maillée** : la topologie du réseau est souvent en arbre, ce qui facilite l'exploitation mais complique la redondance.
- **Impédance élevée des lignes** : les résistances sont souvent du même ordre de grandeur que les réactances, ce qui influence significativement le profil de tension.
- **Charges et productions décentralisées** : les flux de puissance peuvent être bidirectionnels, en particulier avec l'intégration des énergies renouvelables.
- **Grande variabilité des charges** et sensibilité accrue aux déséquilibres de tension.

Ces caractéristiques nécessitent des méthodes spécifiques d'analyse et de résolution adaptées aux réseaux de distribution.

II.4. Modélisation des composants

La modélisation des composants du réseau électrique est une étape essentielle pour réaliser des analyses précises, notamment pour les études d'écoulement de puissance, de reconfiguration, de stabilité ou d'intégration des sources décentralisées. Cette modélisation repose sur une représentation mathématique des éléments physiques qui composent le réseau. Dans les réseaux de distribution, les composants principaux sont : les lignes électriques, les transformateurs, les charges, les sources, et les nœuds.

II.4.1. Lignes de distribution

Les lignes électriques assurent le transport de l'énergie entre les différents nœuds du réseau. Elles sont généralement modélisées par une impédance série représentée sous forme complexe :

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

où :

- R_{ij} est la résistance de la ligne entre les nœuds i et j ,
- X_{ij} est la réactance inductive,
- j est l'unité imaginaire.

Dans le cas des lignes longues ou souterraines, l'effet capacitif peut être pris en compte à l'aide d'une **admittance shunt** (π -model). Cependant, dans les réseaux de distribution moyenne ou basse tension, cet effet est souvent négligé.

II.4.2. Transformateurs

Les transformateurs assurent la connexion entre les niveaux de tension (ex. HTA/BT). Leur modélisation dépend du niveau de détail souhaité :

- **Modèle simplifié** : le transformateur est représenté par une impédance série (résistance et réactance de fuite) :

$$Z_t = R_t + jX_t \quad (\text{II.2})$$

- **Modèle complet** (π ou T) : inclut l'impédance série et les admittances shunt (pertes fer et courant d'excitation).

Dans les études de reconfiguration, on peut aussi considérer :

- Le **rappor de transformation**, qui peut être fixe ou réglable (tap-changing transformer),
- Les **pertes propres** du transformateur,
- Les **contraintes sur la capacité** (charge maximale admissible).

II.4.3. Charges

Les charges représentent la consommation d'énergie au niveau des clients. Leur modélisation peut se faire de plusieurs façons :

a. Modèle constant (P-Q)

Les puissances active et réactive sont supposées constantes, indépendantes de la tension :

$$S = P + jQ \quad (\text{II.3})$$

b. Modèles dynamiques

Utilisés pour les études de stabilité ou d'interaction avec des convertisseurs, ils peuvent inclure des équations différentielles simulant des moteurs, charges électroniques, etc.

II.4.4. Sources distribuées (GEDs)

Les générateurs distribués (photovoltaïques, éoliennes, groupes diesel, etc.) sont intégrés au réseau de distribution et modélisés comme suit :

a. Modèle P-Q

La GED injecte une puissance active et réactive données :

$$S = P_{gen} + jQ_{gen} \quad (\text{II.4})$$

b. Modèle PV

La GED maintient une puissance active et une tension constante. Le contrôle de la tension peut être assuré par une boucle de régulation locale.

c. Modèles dynamiques

Utilisés pour simuler les convertisseurs de puissance (onduleurs), avec contrôle de courant, fréquence, tension, ou puissance.

La modélisation peut aussi intégrer :

- Les limites de puissance (Pmin , Pmax, Qmin, Qmax)
- Le facteur de puissance imposé,
- Les stratégies de régulation (P-Q fixe, PF constant, voltage droop, etc.).

II.4.5. Nœuds (Bus)

Chaque nœud représente un point de connexion entre plusieurs composants. Il est caractérisé par :

- Sa tension complexe $V=|V|\angle\delta V$
- Le type de nœud :
 - a. **Slack** : tension fixée (V, δ),
 - b. **PV** : puissance active et tension fixées,
 - c. **PQ** : puissance active et réactive fixées.

Le choix du type de nœud conditionne le nombre d'équations à résoudre dans l'analyse d'écoulement de puissance.

II.4.6. Composants supplémentaires

Selon les études, d'autres éléments peuvent être modélisés :

- **Condensateurs shunt** : modélisés comme une injection de puissance réactive Q fixe ou variable,
- **Régulateurs de tension** : modifiés dynamiquement le rapport de transformation pour maintenir une tension cible,
- **Interrupteurs (Sectionneurs)** : modélisés comme des connexions ouvertes ou fermées (utiles dans les études de reconfiguration),
- **Stockages (batteries)** : modélisés comme des charges/générateurs bidirectionnels avec contraintes d'état de charge (SoC).

II.5. Méthodes de calcul de l'écoulement de puissance [4]

II.5.1. Méthodes classiques

- **Méthode de Newton-Raphson** : utilisée en transport, peu adaptée aux réseaux radiaux à forte résistance.
- **Méthode de Gauss-Seidel** : simple mais convergence lente.

II.5.2. Méthodes spécifiques aux réseaux de distribution

- **backward/Forward Sweep** : méthode itérative bien adaptée aux structures radiales. Elle consiste à effectuer une phase de rétropropagation (backward) des courants depuis les charges vers le slack bus, puis une phase de propagation en avant (forward) pour recalculer les tensions.
- **Méthodes basées sur la matrice d'incidence** : efficaces pour des réseaux de taille moyenne.

Dans le cadre de cette étude, nous avons recours à la méthode de Newton Raphson.

II.6. Méthode de Newton-Raphson

II.6.1. Formulation de base de l'écoulement de puissance

Le but de l'analyse d'écoulement de puissance est de résoudre les équations de bilan de puissance en chaque nœud, exprimées comme suit :

Pour chaque nœud i (sauf le slack) :

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \quad (\text{II.5})$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad (\text{II.6})$$

où :

P_i, Q_i sont les puissances active et réactive injectées au nœud i,

V_i, V_j sont les tensions aux nœuds i et j,

$\theta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ est la différence de phase entre les nœuds,

G_{ij}, B_{ij} sont les éléments de la matrice d'admittance Y_{bus} .

II.6.2.1. Principe de la méthode Newton-Raphson

La méthode consiste à résoudre le système d'équations non linéaires :

$$f(x) = 0$$

où x est le vecteur des inconnues (angles et tensions), et f(x) est le vecteur des fonctions de puissance active et réactive.

On linéarise ce système autour d'une solution initiale $x^{(k)}$ en utilisant un développement de Taylor de premier ordre :

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - J^{-1}(x^{(k)})f(x^{(k)})$$

où $J(x)$ est la **matrice jacobienne**, représentant les dérivées partielles de f par rapport aux inconnues.

II.6.2.2. Inconnues et équations

δ_i : angles des tensions pour les bus PQ et PV.

V_i : modules de tension pour les bus PQ.

Équations :

Équations de puissance active :

$$\Delta P_i = P_i^{spec} - P_i^{calc}$$

Équations de puissance réactive (seulement pour les bus PQ) :

$$\Delta Q_i = Q_i^{spec} - Q_i^{calc}$$

Variables du vecteur x :

$$x = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix}$$

(Le slack est exclu, car sa tension est imposée).

II.6.2.3. Structure de la matrice jacobienne

La matrice jacobienne J est composée de quatre sous-matrices :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$$

Avec :

$$H = \frac{\partial P}{\partial \delta},$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V},$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \delta},$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V}.$$

Chaque terme est obtenu en dérivant les équations de puissance active et réactive par rapport aux angles et modules de tension.

II.6.2.4. Algorithme de Newton-Raphson [5]

1-Initialisation :

Choisir une valeur initiale pour les angles δ_i (souvent 0), et pour les tensions V_i (souvent 1.0 p.u.).

2-Calcul des puissances P_i^{calc} , Q_i^{calc} à partir des valeurs actuelles.

3-Calcul des erreurs :

$$\Delta P_i = P_i^{spec} - P_i^{calc}, \Delta Q_i = Q_i^{spec} - Q_i^{calc},$$

4-Assemblage de la matrice jacobienne J

5-Résolution du système linéaire :

$$J \Delta x = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \Rightarrow \Delta x = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

6-Mise à jour des variables :

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

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

7-Vérification de la convergence (norme de $\Delta x \leq tolérance$)

8-Répétition jusqu'à convergence.

II.7. Unité relative

Dans les études de réseaux électriques, et en particulier lors du calcul de l'écoulement de puissance (power flow), il est courant d'utiliser le système d'unités relatives (ou pu per unit, abrégé p.u.) afin de simplifier les calculs, standardiser les grandeurs et éviter les problèmes d'échelle dans les grandes installations. Cette approche consiste à exprimer toutes les variables électriques (tension, courant, puissance, impédance, etc.) en fractions de leurs valeurs de base (appelées valeurs de base), plutôt qu'en unités absolues (V, A, Ω, etc.).

II.7.1. Avantages de l'unité relative

L'utilisation du système p.u. offre plusieurs avantages dans l'analyse des réseaux électriques :

- Elle réduit les variations numériques extrêmes entre différentes grandeurs (ex. : tensions kV vs courants A vs impédances Ω),
- Elle permet la comparaison facile entre composants de différentes puissances,
- Elle unifie les modèles de composants (générateurs, lignes, charges),
- Elle facilite les calculs de simulation numérique
- Elle révèle plus clairement les anomalies ou incohérences dans les résultats.

II.7.2. Définition des grandeurs en p.u.

Pour convertir une grandeur électrique en valeur relative (p.u.), on utilise la formule :

$$\text{Grandeur (pu)} = \frac{\text{Grandeur réelle}}{\text{Grandeur de base}} \quad (\text{II.7})$$

Les valeurs de base nécessaires sont généralement :

- Puissance de base S_{base} (souvent en MVA),
- Tension de base V_{base} (souvent en kV),
- À partir de ces deux, on en déduit :
- Courant de base :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}} \quad (\text{II.8})$$

- Impédance de base :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (\text{II.9})$$

II.8. Étude de cas : Écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson sur un réseau IEEE 33- bus

Afin d'illustrer l'application concrète de la méthode de Newton-Raphson dans l'analyse des réseaux de distribution, nous considérons un réseau test composé de 33 nœuds (bus), simulé à l'aide de la boîte à outils MATPOWER sous MATLAB. Ce cas d'étude permet de mettre en œuvre le modèle mathématique du flux de puissance, d'observer le comportement du réseau sous une configuration donnée, et d'évaluer les profils de tension ainsi que les pertes actives dans les lignes.

II.8.1. Présentation du réseau IEEE 33- bus

Le réseau simulé est un réseau de distribution moyenne tension à 33 bus (Fig. II.1) :

- Un **bus slack** alimente le système (bus n°1),
- Des **buses de charge** (PQ) sont réparties aux autres nœuds,
- Nombre de branches =32,
- Tension de base =12,66kV,
- Puissance de base = 10MVA.

Les données du réseau test sont présentées dans le tableau (II.1).

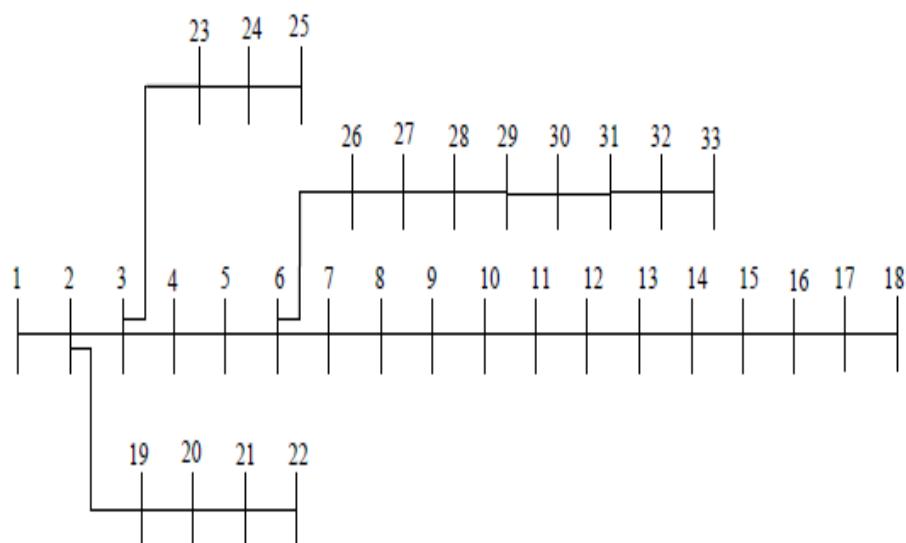


Figure II.1 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-bus

II.8.2. Résultats obtenus

Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux (II.1) et (II.2) et (fig. II.2, II.3 et II.4).

Tableau II.1 : Amplitude et déphasage des tensions aux jeux de barres

Bus	Tension (pu)	Déphasage (°)
1	1.0000	0
2	0.9970	0.0145
3	0.9829	0.0960
4	0.9755	0.1617
5	0.9681	0.2283
6	0.9497	0.1339
7	0.9462	-0.0965
8	0.9413	-0.0604
9	0.9351	-0.1335
10	0.9292	-0.1960
11	0.9284	-0.1888
12	0.9269	-0.1773
13	0.9208	-0.2686
14	0.9185	-0.3473
15	0.9171	-0.3850
16	0.9157	-0.4082
17	0.9137	-0.4855
18	0.9131	-0.4951
19	0.9965	0.0037
20	0.9929	-0.0633
21	0.9922	-0.0827
22	0.9916	-0.1030
23	0.9794	0.0651
24	0.9727	-0.0237
25	0.9694	-0.0674
26	0.9477	0.1733
27	0.9452	0.2295
28	0.9337	0.3124
29	0.9255	0.3903
30	0.9220	0.4956
31	0.9178	0.4112
32	0.9169	0.3881
33	0.9166	0.3804

Tableau II.2 : Puissances transitées, pertes de puissances dans les branches

N° du ligne	Origine	Destination	Puiss.Total de transit (MW)	Puiss.Total de transit (MVR)	Pertes totales (KW)	Pertes totales (KVAR)
L1	1	2	3.9177	2.4351	12.2404	6.2397
L2	2	3	3.4443	2.2078	51.7912	26.3789
L3	3	4	2.3629	1.6842	19.9005	10.1351
L4	4	5	2.2230	1.5941	18.6989	9.5237
L5	5	6	2.1443	1.5545	38.2486	33.0180
L6	6	7	1.0953	0.5279	1.9145	6.3285
L7	7	8	0.8934	0.4216	4.8380	1.5988
L8	8	9	0.6885	0.3200	4.1805	3.0035
L9	9	10	0.6243	0.2970	3.5609	2.5240
L10	10	11	0.5608	0.2744	0.5537	0.1831
L11	11	12	0.5152	0.2442	0.8811	0.2914
L12	12	13	0.4543	0.2090	2.6662	2.0978
L13	13	14	0.3917	0.1719	0.7292	0.9598
L14	14	15	0.2709	0.0909	0.3570	0.3177
L15	15	16	0.2106	0.0806	0.2815	0.2055
L16	16	17	0.1503	0.0604	0.2516	0.3360
L17	17	18	0.0901	0.0400	0.0531	0.0417
L18	2	19	0.3611	0.1611	0.1610	0.1536
L19	19	20	0.2710	0.1209	0.8322	0.7499
L20	20	21	0.1801	0.0802	0.1008	0.1177
L21	21	22	0.0900	0.0401	0.0436	0.0577
L22	3	23	0.9396	0.4572	3.1816	2.1740
L23	23	24	0.8464	0.4051	5.1437	4.0617
L24	24	25	0.4213	0.2010	1.2875	1.0074
L25	6	26	0.9508	0.9736	2.6009	1.3248
L26	26	27	0.8882	0.9473	3.3290	1.6950
L27	27	28	0.8248	0.9206	11.3009	9.9637
L28	28	29	0.7535	0.8907	7.8333	6.8242
L29	29	30	0.6257	0.8138	3.8957	1.9843
L30	30	31	0.4218	0.2118	1.5936	1.5750
L31	31	32	0.2702	0.1403	0.2132	0.2485
L32	32	33	0.0600	0.0400	0.0132	0.0205
Pertes actives totales (KW)					202.7	
Pertes réactives totales (KVAR)					135.1	

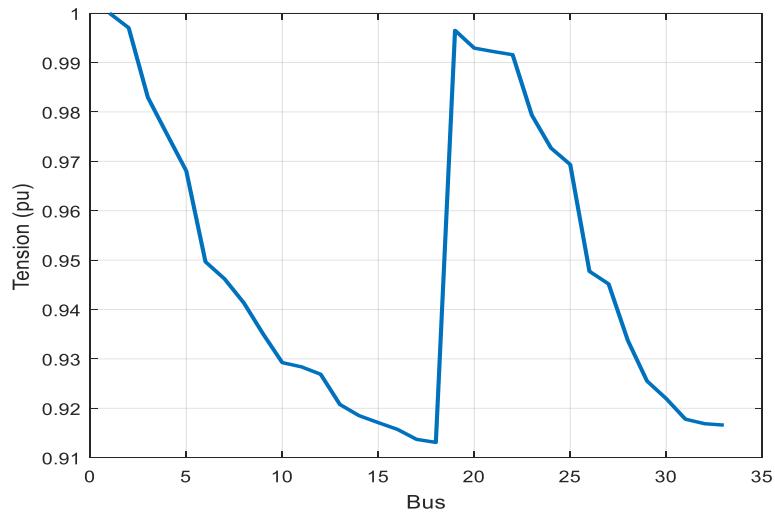


Figure II.2 : Tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus

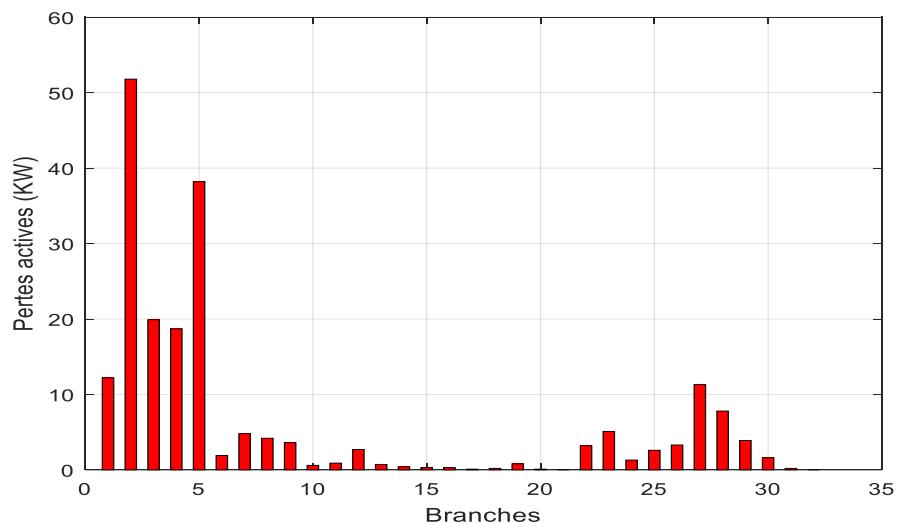


Figure II.3 : Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-Bus

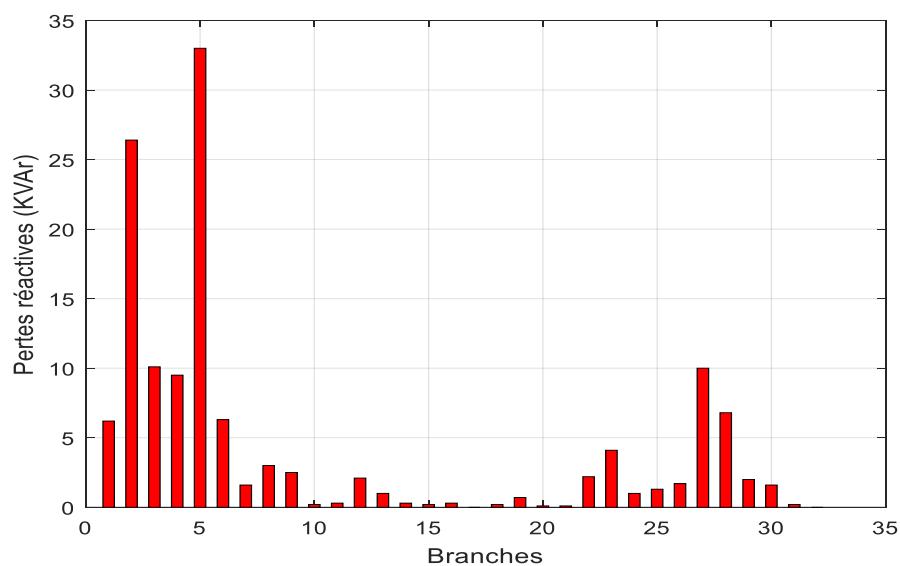


Figure II.4 : Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-Bus

Le tableau (II.1) présente les modules et les angles des tensions aux bornes de chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 bus. Il en ressort que la tension la plus basse est de 0.9131 p.u., observée au niveau du jeu de barres 18, comme illustré dans la (fig. II.2)

Le tableau (II.3) fournit le détail des pertes de puissance active et réactive dans chaque branche du réseau, obtenues à l'issue de trois itérations de la méthode de **Newton-Raphson**, avec un temps de calcul de 0.12 secondes. Les (fig. II.3 et II.4) représentent graphiquement la répartition des pertes actives et réactives par branche.

On observe que :

- la **perte active maximale**, de **51.8 kW**, est enregistrée sur la **branche n°2**,
- la **perte réactive maximale**, de **33 kVAr**, est localisée sur la **branche n°5**.

Ces pertes élevées s'expliquent par les valeurs importantes des courants circulant dans ces branches, ainsi que par leurs caractéristiques électriques, notamment la résistance et la réactance.

Les pertes totales du réseau s'élèvent à :

- **202.7 kW** pour la puissance active,
- **135.1 kVAr** pour la puissance réactive.

Cela représente respectivement **5.42 %** et **5.85 %** de la puissance totale demandée par les charges du réseau, ce qui met en évidence l'importance d'une reconfiguration optimisée visant à réduire ces pertes énergétiques.

II.9. Conclusion

L'analyse de l'écoulement de puissance est un outil essentiel pour appréhender et optimiser le fonctionnement des réseaux de distribution. Cette technologie offre la possibilité de procéder à une évaluation approfondie du réseau, en conditions réelles, et ce de manière continue. En outre, elle facilite la prise de décisions pertinentes visant à optimiser les performances du réseau, à gérer efficacement la tension et à réduire les pertes.

Chapitre III :

Optimisation et méthodes

métaheuristiques pour la

reconfiguration des réseaux de

distribution

III.1.Introduction

Dans le monde de l'ingénierie, de l'informatique, et des systèmes complexes, l'optimisation est une discipline essentielle qui vise à améliorer les performances, à minimiser les coûts, ou à maximiser l'efficacité d'un processus ou d'un système donné. Face à des problèmes de plus en plus complexes, souvent non linéaires, de grande dimension, et comportant de multiples contraintes, les méthodes classiques d'optimisation (algorithmes exacts) montrent leurs limites. C'est dans ce contexte que les méthodes heuristiques et métaheuristiques se sont imposées comme des approches puissantes et flexibles pour résoudre des problèmes d'optimisation difficiles, souvent appelés NP-difficiles.

Les métaheuristiques sont des stratégies de recherche stochastiques inspirées de phénomènes naturels, biologiques ou sociaux. Elles ne garantissent pas toujours d'obtenir la solution optimale, mais offrent en général de bonnes solutions en un temps raisonnable, ce qui les rend très utilisées dans l'industrie, les télécommunications, la sécurité informatique, l'énergie, et bien d'autres domaines.

III.2.Méthodologie de conception

La conception d'un algorithme d'optimisation repose sur une démarche méthodique qui commence par la compréhension du problème à résoudre, suivie de sa traduction en termes mathématiques, puis du choix d'une méthode de résolution adaptée. Trois étapes fondamentales structurent cette démarche : la formulation du problème d'optimisation, la définition de la fonction objective, et la détermination des paramètres de conception.

III.2.1.Formulation du problème d'optimisation

La formulation est la première étape critique de tout processus d'optimisation. Elle consiste à exprimer le problème réel sous forme d'un modèle mathématique contenant :

- **Variables de décision** : ce sont les grandeurs que l'on peut modifier pour améliorer la performance du système. Par exemple, dans un réseau informatique, il peut s'agir de la configuration des accès, du placement des dispositifs de sécurité, etc.
- **Fonction(s) objectif(s)** : elles quantifient le critère à optimiser (minimiser un coût, maximiser une efficacité, etc.).
- **Contraintes** : ce sont les conditions à respecter pour que la solution soit réalisable (limitations physiques, budgétaires, réglementaires, etc.).

Un problème d'optimisation typique se formule comme suit [6] :

$$\begin{cases} \text{Optimisation } (f(x)) \\ \text{Sous contraintes: } g_i(x) \leq 0 \ (i = 1, \dots, m) \\ \quad h_j(x) = 0 \quad (j = 1, \dots, p) \\ \quad x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

Où :

- $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ représente le vecteur des variables de décision,
- $f(x)$ est la fonction objectif à optimiser,
- g_i et h_j sont les fonctions de contraintes.

III.2.2. Fonction objectif

La fonction objectif (ou critère de performance) est un élément central dans tout problème d'optimisation. Elle permet d'évaluer la qualité d'une solution candidate. Elle peut être simple (mono-objectif) ou composée (multi-objectif).

Exemples de fonctions objectif selon le contexte :

- En sécurité informatique : minimisation du temps de réponse du système, maximisation du taux de détection d'intrusions, ou minimisation du coût d'implémentation des dispositifs de sécurité.
- En réseaux de télécommunication : minimisation du retard de transmission, maximisation de la bande passante disponible, etc.
- En planification : maximisation de la couverture ou minimisation des risques opérationnels.

Il est essentiel que la fonction objectif soit :

- Mesurable : elle doit pouvoir être calculée pour toute solution.
- Sensée : elle doit refléter les objectifs réels du système.
- Continuellement définie (si possible) : pour permettre une optimisation fluide.

Dans certains cas, plusieurs objectifs contradictoires doivent être optimisés simultanément, ce qui nécessite l'emploi d'une optimisation multi-objectif, où le but est de rechercher un compromis (front de Pareto) entre les critères.

III.2.3. Paramètres de conception

Les paramètres de conception sont les éléments définissant l'espace de recherche dans lequel l'algorithme va opérer. Il s'agit essentiellement :

Des bornes des variables de décision : chaque variable $x_{i\min} \leq x_i \leq x_{i\max}$ a une limite minimale et maximale :

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max} \quad (\text{III.2})$$

Des contraintes techniques ou physiques : par exemple, certaines ressources ne peuvent être utilisées au-delà d'un seuil, certaines configurations sont interdites, etc.

Des paramètres spécifiques à l'algorithme d'optimisation : tels que :

- Taille de population (dans GA ou PSO),
- Nombre d'itérations ou générations,
- Probabilités de mutation/croisement (dans GA),
- Coefficients d'inertie ou d'apprentissage (dans PSO),
- etc.

Ces paramètres influencent fortement la convergence, la vitesse de recherche et la qualité finale des solutions. Un mauvais réglage peut conduire à des solutions sous-optimales ou à une divergence.

La phase de conception implique donc également une phase d'ajustement (calibration) de ces paramètres, souvent à travers des essais empiriques ou des méthodes d'auto-adaptation.

III.3. Méthodes d'optimisation

Les méthodes d'optimisation sont les outils fondamentaux permettant de rechercher les meilleures solutions possibles à un problème donné. Elles peuvent être classées en fonction de la nature des variables de décision et de l'espace de recherche. Deux grandes catégories se distinguent : l'optimisation continue, dans laquelle les variables peuvent prendre n'importe quelle valeur réelle dans un intervalle donné, et l'optimisation combinatoire, dans laquelle les variables prennent des valeurs discrètes, souvent entières, et sont soumises à des contraintes de structure ou de permutation.

III.3.1. Optimisation continue

L'optimisation continue concerne les problèmes dans lesquels les variables de décision x_1, x_2, \dots, x_n peuvent prendre n'importe quelle valeur réelle dans un domaine défini (souvent un intervalle). Ces problèmes sont fréquents dans de nombreux domaines comme l'ingénierie, la finance, la modélisation physique, et l'intelligence artificielle.

Caractéristiques :

- Les fonctions objectifs et les contraintes sont souvent différentiables, ce qui permet l'utilisation de méthodes analytiques ou numériques.
- Les algorithmes peuvent exploiter des gradients, des dérivées partielles ou des approximations locales pour progresser vers un optimum.

- Le domaine de recherche est continu : $x \in \mathbb{R}^n$

Exemples d'applications :

- Réglage de paramètres dans un réseau de neurones,
- Optimisation de la consommation d'énergie,
- Contrôle de processus industriels.

Méthodes associées :

- Méthodes analytiques (Lagrange, Karush-Kuhn-Tucker),
- Méthodes numériques (descente de gradient, Newton-Raphson),
- Méthodes évolutionnaires continues (PSO, CMA-ES, Differential Evolution).

III.3.2.Optimisation combinatoire

L'optimisation combinatoire traite les problèmes où les variables de décision prennent des valeurs discrètes (souvent entières ou binaires) et doivent respecter des structures combinatoires complexes. Ces problèmes apparaissent dans de nombreuses situations pratiques, notamment en informatique, en logistique, en télécommunications et en cybersécurité.

Caractéristiques :

- L'espace de recherche est fini mais très vaste, souvent exponentiel en fonction de la taille du problème.
- Les solutions possibles sont combinées ou ordonnées (permutations, sélections, allocations, etc.).
- Ce type d'optimisation est souvent NP-difficile, rendant les méthodes exactes inapplicables pour des cas de grande dimension.

Exemples d'applications :

- Problème du voyageur de commerce (TSP),
- Planification de tâches ou d'horaires,
- Placement optimal de capteurs ou d'équipements de sécurité dans un réseau,
- Sélection des règles de pare-feu dans un système d'information.

Méthodes associées :

- Algorithmes exacts : programmation entière, branch and bound, branch and cut,
- Méthodes heuristiques : recherche locale, algorithmes gloutons,
- Méthodes métaheuristiques : algorithmes génétiques, ACO, GRASP, Tabu Search, etc

III.4.Heuristiques

Les heuristiques représentent une catégorie importante de techniques d'optimisation basées sur des approches empiriques, souvent spécifiques à un problème donné. Contrairement

aux méthodes exactes qui garantissent une solution optimale, les heuristiques visent à trouver une bonne solution dans un délai raisonnable, en s'appuyant sur des règles simplificatrices, des approches intuitives ou des connaissances expertes du domaine.

III.4.1. Définition et principe

Une heuristique est une méthode de résolution de problème qui cherche une solution acceptable ou satisfaisante, sans explorer nécessairement tout l'espace de recherche. Elle repose généralement sur des raccourcis logiques, des estimations, ou des approches spécifiques à une structure de problème, permettant de réduire le temps de calcul [7].

En optimisation, une heuristique vise à atteindre rapidement une solution réalisable et de bonne qualité, bien que cette solution puisse être sous-optimale par rapport au véritable optimum global. Ces méthodes sont souvent utilisées comme :

- solutions initiales pour les algorithmes plus complexes,
- ou solutions autonomes dans les cas où une solution rapide est préférable à une solution exacte coûteuse.

III.4.2. Caractéristiques générales

- Les heuristiques présentent plusieurs caractéristiques clés :
- Simplicité de mise en œuvre : les algorithmes sont généralement faciles à comprendre et à coder.
- Vitesse d'exécution : les résultats sont obtenus rapidement, ce qui est utile pour les problèmes à forte contrainte de temps.
- Spécificité au problème : la performance d'une heuristique dépend fortement de la nature du problème traité.
- Non garantie d'optimalité : il n'existe pas de preuve formelle que la solution trouvée est optimale.

III.4.3. Types d'heuristiques

Les heuristiques peuvent être classées en deux grandes catégories :

- Heuristiques constructives : elles construisent une solution étape par étape en suivant des règles prédéfinies. Exemple : dans un problème de routage, choisir à chaque étape l'élément le plus proche ou le moins coûteux.
- Heuristiques de recherche locale : elles partent d'une solution initiale et tentent de l'améliorer par des modifications successives (voisinage). Exemple : échange de positions dans une séquence pour réduire le coût total.

III.4.4.Limites des heuristiques

Malgré leur efficacité dans certains cas, les heuristiques présentent plusieurs limitations majeures :

- Dépendance au problème : une heuristique efficace pour un problème donné peut être inefficace pour un autre.
- Blocage dans des minima locaux : en l'absence de stratégie d'exploration globale, la solution peut rester sous-optimale.
- Absence de cadre générique : chaque heuristique doit souvent être adaptée manuellement à chaque nouvelle situation.

III.4.5.Vers les métaheuristiques

Face aux limites des heuristiques traditionnelles, les chercheurs ont développé des approches plus générales et robustes appelées métaheuristiques, qui combinent exploration globale et exploitation locale de l'espace de recherche. Ces dernières permettent de surmonter les pièges des heuristiques classiques, notamment en :

- introduisant de la stochastique (éléments aléatoires),
- évitant les minima locaux,
- et en étant adaptables à différents types de problèmes sans modification majeure.

C'est pourquoi les métaheuristiques (algorithmes génétiques, PSO, ACO, etc.) occupent aujourd'hui une place prépondérante dans les applications d'optimisation modernes.

III.5.Métaheuristiques

Les métaheuristiques représentent une classe de méthodes d'optimisation de haut niveau, conçues pour résoudre des problèmes complexes et de grande dimension, souvent non linéaires, discrets ou combinatoires, pour lesquels les méthodes exactes deviennent inefficaces. Elles fournissent un cadre de recherche adaptatif capable d'explorer efficacement l'espace des solutions, en équilibrant l'exploration (recherche globale) et l'exploitation (amélioration locale) [8].

III.5.1.Notion de voisinage

La notion de voisinage joue un rôle central dans les métaheuristiques, en particulier celles basées sur la recherche locale. Elle désigne l'ensemble des solutions obtenues en appliquant une ou plusieurs modifications simples à une solution courante.

Exemples :

Dans un problème de permutation (comme le voyageur de commerce), un voisin peut être généré en échangeant deux villes dans une tournée.

Dans un problème de sélection de composants, un voisin peut consister à ajouter ou retirer un élément de l'ensemble courant.

Rôle du voisinage :

- Il permet d'explorer l'espace des solutions de manière structurée.
- Il sert à améliorer progressivement une solution en se déplaçant vers ses voisins les plus prometteurs.
- Il influence directement la convergence de l'algorithme vers un optimum local ou global.

Dans les métaheuristiques, on définit souvent plusieurs stratégies de voisinage (par exemple, mutation, croisement, déplacement, inversion) pour éviter de rester bloqué dans un minimum local.

III.5.2.Cadre général des métaheuristiques

Les métaheuristiques partagent un cadre structurel commun, composé de plusieurs mécanismes fondamentaux :

- Initialisation : génération aléatoire ou guidée d'une ou plusieurs solutions initiales.
- Évaluation : calcul de la valeur de la (ou des) fonction(s) objectif(s).
- Génération de nouvelles solutions : à l'aide d'opérateurs inspirés de processus biologiques, physiques ou sociaux (croisement, mutation, attraction, diffusion...).
- Sélection : choix des solutions qui seront conservées pour l'itération suivante.
- Critères d'arrêt : nombre d'itérations, stagnation des résultats, ou seuil de qualité atteint.

Le processus est généralement stochastique, ce qui permet d'explorer des zones éloignées de l'espace de recherche et d'éviter les optima locaux.

Métaheuristiques peuvent être classées en deux grandes familles :

- Métaheuristiques à solution unique (ex. : recuit simulé, recherche tabou) : elles améliorent progressivement une seule solution.
- Métaheuristiques à population (ex. : algorithmes génétiques, PSO, ACO) : elles font évoluer un ensemble de solutions simultanément.

Ces méthodes sont **génériques** : elles peuvent s'adapter à différents types de problèmes sans modification profonde, ce qui explique leur popularité dans des domaines variés.

III.5.3.Algorithmes de métaheuristiques les plus utilisés

Dans le domaine spécifique de la reconfiguration optimale des réseaux de distribution électrique, les métaheuristiques sont particulièrement bien adaptées à cause de la structure combinatoire et contrainte du problème (ex : ouverture/fermeture d'interrupteurs, respect des

contraintes de radialité, optimisation multi-objectif). Voici les algorithmes les plus couramment utilisés :

III.5.3.1. Algorithme Génétique (Genetic Algorithm – GA)

L'algorithme génétique (AG) est une méthode d'optimisation stochastique inspirée du processus d'évolution naturelle, théorisé par Charles Darwin. Il repose sur les mécanismes de sélection, croisement, mutation et adaptation, qui permettent à une population de solutions de progresser génération après génération vers des solutions de plus en plus optimales. L'AG est largement utilisée dans les problèmes où l'espace de recherche est vaste, non linéaire ou mal défini, comme dans les cas de reconfiguration de réseaux de distribution, de placement de générateurs décentralisés, de sécurité informatique ou de conception de systèmes complexes [9-10].

A. Représentation des solutions

Chaque solution candidate à un problème est appelée un individu ou un chromosome, et est souvent représentée sous forme d'un vecteur binaire, entier ou réel, selon la nature du problème. Chaque élément du vecteur est un gène, représentant une variable de décision.

La qualité d'une solution est mesurée par une fonction de fitness, qui reflète sa performance par rapport à l'objectif à atteindre.

B. Étapes de l'algorithme

1. Initialisation

Une population initiale de N individus est générée aléatoirement dans l'espace de recherche. Cette population représente la diversité génétique du système.

2. Évaluation

Chaque individu est évalué selon une fonction objectif (ou fitness) qui reflète le critère de performance à optimiser (ex. : minimiser les pertes, maximiser la couverture, etc.).

3. Sélection

Les meilleurs individus sont sélectionnés pour la reproduction. Plusieurs stratégies de sélection existent :

- Roulette Wheel : probabilité proportionnelle à la fitness.
- Tournoi : confrontation aléatoire entre groupes d'individus.
- Élite : les meilleurs sont directement conservés.

4. Croisement (Crossover)

Deux parents sont croisés pour produire de nouveaux enfants, par exemple :

- Crossover à un point : échange à un point choisi aléatoirement.
- Crossover uniforme : chaque gène a une probabilité d'être échangé.
- Crossover à deux points : échange entre deux points.

Le taux de croisement p_c est généralement entre 60 % et 90 %.

5. Mutation

Une légère modification est appliquée aléatoirement à certains gènes pour maintenir la diversité génétique et explorer de nouvelles régions de l'espace de recherche.

- En binaire : inversion de bits.
- En entier : changement d'un chiffre.
- En réel : ajout d'un bruit aléatoire.

Le taux de mutation p_m est souvent faible (0.1 % à 5 %).

6. Remplacement

Les nouveaux individus remplacent une partie ou la totalité de l'ancienne population, selon une stratégie déterminée (par exemple, remplacement total, ou remplacement des plus faibles).

7. Critère d'arrêt

L'algorithme s'arrête après un nombre d'itérations fixé ou si la solution converge (plus d'amélioration significative).

C. Avantages de l'AG

- Robustesse : fonctionne sur des problèmes non dérivables, discrets, continus ou multi-objectifs.
- Parallélisme : recherche multiple grâce à la population.
- Adaptabilité : flexible et modifiable selon le domaine d'application.
- Capacité à éviter les minima locaux, surtout avec mutation.

D. Limites et défis

- Risque de convergence prématuée si la diversité est perdue trop tôt.
- Paramétrage sensible : taille de la population, taux de mutation et de croisement doivent être soigneusement choisis.
- Temps de calcul potentiellement élevé si la population est trop grande ou si la fonction de fitness est coûteuse.

III.5.3.2.Optimisation par Essaim de Particules (Particle Swarm Optimization - PSO)

A. Principe :

PSO s'inspire du comportement collectif des animaux (vol d'oiseaux, bancs de poissons). Chaque solution est une particule qui explore l'espace de recherche en ajustant sa position selon [11-12] :

- Sa meilleure position connue,
- La meilleure position trouvée par l'essaim.

B. Formules de mise à jour :

- Vitesse :

$$v_i(t+1) = \omega \cdot v_i(t) + c_1 \cdot r_1 \cdot (pbest - x_i) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gbest - x_i) \quad (\text{III.3})$$

- Position :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (\text{III.4})$$

C. Paramètres :

ω : facteur d'inertie

c_1, c_2 : coefficients cognitifs et sociaux

r_1, r_2 : nombres aléatoires

D. Avantages :

- Convergence rapide,
- Facile à implémenter.

E. Limites :

- Risque de stagnation,
- Moins efficace sur les problèmes très discrets.

III.5.3.3. Algorithme de Colonies de Fourmis (Ant Colony Optimization - ACO)

A. Principe :

Inspiré du comportement des fourmis qui déposent des phéromones pour signaler les meilleurs chemins vers une source de nourriture. Les solutions sont construites progressivement en fonction des traces de phéromones accumulées [13].

B. Mécanisme de base :

1-Chaque fourmi construit une solution pas à pas.

2-À chaque étape, le choix est probabiliste :

$$P_{ij} = \frac{[\tau_{ij}]^\alpha \cdot [\eta_{ij}]^\beta}{\sum_k [\tau_{ik}]^\alpha \cdot [\eta_{ik}]^\beta} \quad (\text{III.5})$$

avec :

τ_{ij} : quantité de phéromone

η_{ij} : visibilité (1/coût)

3-Les meilleures solutions renforcent les chemins.

4-Évaporation des phéromones pour éviter l'accumulation excessive.

C. Avantages :

- Très bon pour les problèmes de graphes (routage, reconfiguration).
- Apprentissage collectif.

D. Limites :

- Lenteur de convergence.
- Paramétrage délicat.

III.5.3.4. Recuit Simulé (Simulated Annealing - SA)

A. Principe :

Inspiré du refroidissement des métaux (recuit thermique), SA accepte parfois des solutions moins bonnes pour sortir d'un minimum local. La probabilité d'accepter une mauvaise solution diminue avec le temps (température décroissante) [12].

B. Fonction d'acceptation :

$$P = \exp\left(-\frac{\Delta E}{T}\right) \quad (\text{III.6})$$

Avec :

- ΔE : différence de coût entre la nouvelle et l'ancienne solution
- T : température, qui décroît au fil des itérations

C. Avantages :

- Simple à implémenter,
- Capacité à échapper aux minima locaux.

E. Limites :

- Dépendance au calendrier de refroidissement,
- Temps de convergence parfois long.

III.5.3.5. Algorithme du Lion des Fourmis (Ant Lion Optimizer - ALO)

A. Principe :

Inspiré du comportement de chasse des larves de fourmiliers, où les fourmis (solutions candidates) sont attirées dans les pièges construits par les antlions (solutions élites).

L'algorithme repose sur une exploration aléatoire du terrain combinée à une exploitation des meilleures solutions [13-14].

B. Mécanisme :

- Les fourmis effectuent un mouvement brownien autour des antlions.
- Un piège dynamique guide leur déplacement.
- Les meilleures solutions (antlions) attirent les fourmis vers des zones prometteuses.

C. Avantages :

- Bon équilibre entre exploration et exploitation.
- Performant sur problèmes non linéaires et complexes.

D. Limites :

- Coût de calcul plus élevé que PSO/GA.
- Moins répandu, donc moins étudié.

III.5.3.6. Algorithme de Luciole (Firefly Algorithm - FA)

A. Principe :

Basé sur la communication par la lumière chez les lucioles. Chaque luciole est attirée par d'autres plus brillantes (meilleures solutions). L'attractivité dépend de la distance et de la luminosité (valeur de la fonction objectif) [15-17].

B. Règle de déplacement :

$$x_i = x_i + \beta_0 \cdot \exp^{-\gamma r_{ij}} (x_j - x_i) + \alpha \cdot \text{rand} \quad (\text{III.7})$$

β_0 : attractivité initiale,

γ : coefficient d'absorption de la lumière,

α : coefficient aléatoire.

C. Avantages :

- Bon pour les fonctions continues non convexes.
- Facile à adapter.

D. Limites :

- Moins efficace pour les problèmes discrets purs.
- Paramètres sensibles.

III.5.3.7. NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II)

A. Principe :

NSGA-II est un algorithme évolutif multi-objectif basé sur la théorie des algorithmes génétiques. Il vise à trouver un ensemble de solutions optimales non dominées, connues sous

le nom de front de Pareto, dans un contexte où plusieurs objectifs contradictoires doivent être optimisés simultanément [18-19].

Contrairement aux approches mono-objectifs qui nécessitent une pondération arbitraire des critères, NSGA-II identifie un équilibre entre les différentes fonctions objectif sans avoir besoin d'une formulation scalaire.

A.1. Concepts fondamentaux

A.1.1. Dominance de Pareto

Une solution A domine une solution B si :

- A n'est pas pire que B dans tous les objectifs,
- A est meilleure que B dans au moins un objectif.

A.1.2. Front de Pareto

C'est l'ensemble des solutions non dominées : on ne peut améliorer un objectif sans dégrader au moins un autre. L'algorithme vise à approcher cette frontière.

A.1.3. Crowding distance

Mesure la densité locale autour d'une solution sur le front de Pareto. Cela permet de favoriser la diversité des solutions en évitant leur regroupement.

B. Mécanisme de fonctionnement

1- Initialisation

Une population initiale de solutions est générée aléatoirement.

2- Évaluation

Chaque individu est évalué selon plusieurs fonctions objectifs (par exemple : pertes, coût, stabilité...).

3. Tri par domination (Non-dominated sorting)

La population est triée en niveaux de domination :

- Le premier front (F_1) contient les solutions non dominées.
- Le deuxième front (F_2) contient les solutions dominées uniquement par celles de F_1 , etc.

4. Calcul de la crowding distance

Une distance de dispersion est calculée entre les individus du même front pour préserver la diversité.

5. Sélection

Un tournoi bi-objectif est utilisé : il privilégie les solutions à rang de domination faible et forte distance de dispersion.

6. Croisement et mutation

Les parents sélectionnés génèrent une nouvelle population via :

- croisement (échange de segments de solutions),
- mutation (modification aléatoire).

7. Fusion et élitisme

La population actuelle et la nouvelle population sont fusionnées. Les N meilleurs individus sont sélectionnés pour la génération suivante selon leur rang et diversité.

8. Itération

Ce processus est répété jusqu'à un critère d'arrêt : nombre maximal de générations, stagnation du front, ou temps limite.

9. Avantages

- ✓ Optimisation multi-objectif native, sans pondération arbitraire.
- ✓ Production d'un front de Pareto diversifié en une seule exécution.
- ✓ Élitisme intégré : les meilleures solutions sont conservées à chaque génération.
- ✓ Diversité maintenue grâce à la crowding distance.
- ✓ Robustesse face aux problèmes combinatoires et non linéaires.

10. Limites

- Complexité quadratique $O(MN^2)$: lente pour très grandes populations.
- Paramétrage nécessaire (taille de la population, taux de mutation et croisement).
- Peut avoir des difficultés à couvrir uniformément le front si la diversité est mal contrôlée.

III.6. Justification du choix de l'algorithme NSGA-II

Parmi les sept algorithmes de météahuristiques analysés dans ce chapitre – à savoir : Algorithme Génétique (GA), Optimisation par Essaim de Particules (PSO), Ant Colony Optimization (ACO), Recuit Simulé (SA), Algorithme Ant Lion Optimizer (ALO), Algorithme de Luciole (FA) et NSGA-II – notre choix s'est porté sur NSGA-II pour traiter le problème de reconfiguration optimale des réseaux de distribution. Ce choix repose sur plusieurs arguments clés, fondés à la fois sur des considérations techniques, méthodologiques et expérimentales [20] :

III.6.1. Nature multi-objectif du problème

La reconfiguration d'un réseau de distribution implique souvent plusieurs critères contradictoires à optimiser simultanément :

- minimisation des pertes d'énergie,

- amélioration du profil de tension,
- réduction des violations de contraintes (tension, courant, radialité),
- minimisation du coût d'exploitation.

NSGA-II est spécifiquement conçu pour gérer des problèmes multi-objectifs, en générant un front de Pareto diversifié sans nécessiter de pondération préalable des critères, contrairement aux versions classiques de GA ou PSO.

III.6.2.Exploration

NSGA-II combine les avantages de l'algorithme génétique (exploration globale par croisement/mutation) avec une stratégie d'élitisme et un tri par domination qui favorisent à la fois la convergence vers l'optimalité et le maintien de la diversité des solutions. Cela permet d'éviter :

- la convergence prématurée (souvent observée dans PSO),
- le piégeage dans un minimum local (fréquent en SA ou FA).

III.6.3. Production d'un ensemble de solutions

Contrairement aux algorithmes mono-solution (SA, FA), NSGA-II retourne un ensemble complet de solutions non dominées, permettant au décideur de choisir le meilleur compromis en fonction des priorités du moment (économiques, techniques, réglementaires...).

III.6.4.Maturité, robustesse et validation scientifique

NSGA-II est l'un des algorithmes les plus matures et validés dans la littérature scientifique pour les problèmes d'optimisation multi-objectifs. Il a été largement utilisé dans :

- la reconfiguration de réseaux IEEE (33, 69, 118 bus),
- l'optimisation des énergies renouvelables (placement de GEDs, PV, batteries),
- la gestion des micro-réseaux intelligents.

Il bénéficie également d'une documentation abondante, de bibliothèques open-source et d'une large communauté d'utilisateurs, ce qui facilite son implémentation, son paramétrage et son adaptation à des cas réels.

III.6.5.Comparaison avec les autres algorithmes

Tableau III.1 : Comparaison des algorithmes

Algorithme	Multi-objectifs	Front Pareto	Diversité	Rapidité	Adaptabilité
GA	Limité (mono)	Non natif	Moyenne	Moyenne	Bonne
PSO	Mono/ pondéré	Non natif	Faible	Élevée	Bonne
ACO	Mono	Non natif	Faible	Faible	Moyenne
SA	Mono	Non	Faible	Moyenne	Moyenne

ALO	Mono/ pondéré	Non natif	Bonne	Moyenne	Bonne
FA	Mono	Non	Faible	Moyenne	Bonne
NSGA -II	Oui	Oui	Élevée	Moyenne	Excellente

Ainsi, NSGA-II offre une meilleure couverture du front optimal, une gestion native du multi-objectif, et une robustesse supérieure dans des environnements à forte contrainte comme les réseaux électriques.

III.7. Conclusion

Ce chapitre a présenté les fondements de l'optimisation, en distinguant les problèmes continus et combinatoires, puis en détaillant les heuristiques et surtout les métaheuristiques les plus pertinentes pour la résolution de problèmes complexes.

Sept algorithmes métaheuristiques ont été examinés : GA, PSO, ACO, SA, ALO, FA, et NSGA-II. Chacun d'eux possède des caractéristiques propres, avantages et limites, mais seul NSGA-II répond pleinement aux exigences de la reconfiguration optimale des réseaux de distribution, grâce à sa capacité :

- à gérer plusieurs objectifs simultanément,
- à maintenir un bon équilibre entre exploration et exploitation,
- à produire un front de Pareto riche et diversifié.

Le choix de NSGA-II s'impose donc logiquement comme une solution méthodologique cohérente et performante, capable de proposer au gestionnaire de réseau un ensemble de solutions optimales, respectant les contraintes techniques et permettant des prises de décisions éclairées selon les priorités du moment.

Dans le chapitre suivant, nous mettrons en œuvre cet algorithme NSGA-II sur un cas d'étude réel de reconfiguration de réseau, en analysant les performances obtenues et la pertinence des résultats fournis.

Chapitre IV :

*Application de l'algorithme
NSGA-II à la reconfiguration
optimale du réseau IEEE 33
bus avec et sans compensation
réactive*

IV.1. Introduction

Après avoir présenté les fondements théoriques de l'optimisation et analysé en détail les principales métaheuristiques, le choix méthodologique s'est porté sur l'algorithme NSGA-II, reconnu pour sa capacité à résoudre efficacement les problèmes multi-objectifs complexes tels que ceux rencontrés dans la reconfiguration des réseaux électriques.

Ce chapitre est consacré à l'application concrète de l'algorithme NSGA-II sur un cas d'étude de référence : le réseau de distribution IEEE-33 bus, largement utilisé dans la littérature scientifique pour valider les méthodes d'optimisation.

L'objectif est d'évaluer les performances du réseau dans deux scénarios distincts :

- Sans compensation : reconfiguration du réseau en se basant uniquement sur l'ouverture et la fermeture stratégique des interrupteurs pour minimiser les pertes ;
- Avec compensation : intégration de condensateurs judicieusement placés, dont les emplacements et les puissances réactives sont optimisés simultanément avec la reconfiguration.

À travers cette analyse, l'étude vise à mettre en évidence l'impact de la reconfiguration optimisée (avec et sans compensation) sur :

- Les pertes actives du réseau,
- Le profil de tension,
- La stabilité et le comportement opérationnel du réseau.

IV.2. Reconfiguration optimale du réseau de distribution

Dans les réseaux de distribution électrique, la configuration et la protection du système reposent essentiellement sur deux types d'interrupteurs [21] :

- les interrupteurs normalement fermés (*sectionalizing switches*),
- et les interrupteurs normalement ouverts (*tie switches*).

La reconfiguration du réseau consiste à modifier l'état de ces interrupteurs, en ouvrant certains sectionalizing switches et en fermant certains tie switches, dans le but de restructurer dynamiquement la topologie du réseau. Cette opération s'effectue tout en préservant une structure radiale, condition essentielle au bon fonctionnement du réseau, notamment pour garantir sa stabilité, sa sécurité, et sa facilité d'exploitation.

Ce processus, connu sous le nom de reconfiguration du réseau de distribution, permet notamment de rééquilibrer la répartition des charges entre les différentes branches du réseau.

L'objectif principal est d'identifier une nouvelle configuration qui améliore les performances globales du système, en particulier par :

- la réduction des pertes actives,
- et l'amélioration du profil de tension à travers l'ensemble du réseau.

Avec les avancées technologiques récentes, de nombreux gestionnaires de réseaux disposent désormais d'interrupteurs télécommandés, rendant possible une reconfiguration à distance et en temps réel. Parmi les principaux avantages offerts par la reconfiguration des réseaux de distribution, on peut citer [22-23] :

- une réduction significative des pertes de puissance active ;
- une meilleure exploitation de la capacité de transport des lignes existantes ;
- une amélioration de la continuité de service, notamment en cas de maintenance planifiée ou de défaut localisé.

IV.2.1. Ouverture et fermeture des interrupteurs (switches)

L'objectif principal de l'ouverture et de la fermeture des interrupteurs (*switches*) dans un réseau de distribution est de réduire les pertes totales de puissance active, tout en respectant plusieurs contraintes fondamentales [2-22] :

- Le maintien de la structure radiale du réseau, condition essentielle pour garantir la stabilité et la simplicité d'exploitation ;
- Le respect des limites minimales et maximales des amplitudes et des angles de phase des tensions aux jeux de barres ;
- La conservation de l'équilibre de puissance actif et réactif à chaque nœud du réseau ;
- L'alimentation continue de toutes les charges connectées.

Dans une configuration purement radiale, chaque interrupteur tie est normalement ouvert pour éviter la création de boucles. Si tous les interrupteurs du réseau sont fermés simultanément, des boucles électriques apparaissent, rendant le réseau maillé et donc non admissible dans la logique d'un fonctionnement radial. La reconfiguration consiste alors à identifier ces boucles et à maintenir un seul interrupteur ouvert par boucle, de manière à générer uniquement des topologies radialement admissibles. Cette approche permet également de réduire l'espace de recherche dans le cadre de l'optimisation de la reconfiguration.

Ainsi, pour chaque boucle fondamentale identifiée, un élément (ligne ou interrupteur) doit être déconnecté afin de rétablir la structure radiale. La (fig. IV.1) illustre un exemple de réseau contenant trois boucles, définies de la manière suivante [2-24] :

Boucle 1= [L2, L4, L5]

Boucle 2= [L1, L3, L4]

Boucle 3= [L5, L6, L7]

Pour construire une topologie radialement admissible, il convient de sélectionner les éléments à ouvrir à partir de vecteurs de lignes appartenant à des boucles disjointes. En choisissant un seul élément à déconnecter par boucle sans duplication entre les boucles, on peut générer l'ensemble des configurations valides du réseau. Cette approche systématique définit un espace combinatoire structuré de solutions possibles à explorer dans le cadre du processus d'optimisation de la reconfiguration.

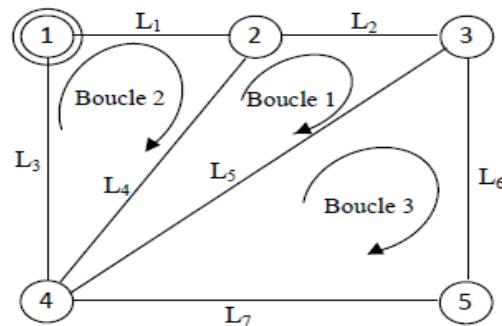


Figure IV.1 : Réseau constitué de trois boucles [1]

IV.2.2. Reconfiguration optimale par l'application de l'algorithme NSGA-II

La reconfiguration optimale des réseaux de distribution consiste à rechercher la meilleure topologie possible en modifiant l'état des interrupteurs (normally closed et normally open), dans le but d'améliorer les performances du réseau, tout en respectant ses contraintes structurelles et opérationnelles. Cette optimisation vise principalement à minimiser les pertes de puissance active, à améliorer le profil de tension, et à maintenir la radialité du réseau, indispensable à sa stabilité.

Pour résoudre ce problème d'optimisation combinatoire multi-objectif, l'algorithme NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) s'avère particulièrement adapté. Il permet de générer un ensemble de solutions optimales non dominées (front de Pareto), offrant aux opérateurs un choix de compromis entre les différents objectifs techniques.

IV.2.2.1. Modélisation du problème

Dans le cadre de cette reconfiguration, chaque solution candidate est représentée par un vecteur binaire ou entier indiquant :

- les interrupteurs ouverts (coupures de lignes) dans la topologie proposée,
- éventuellement, les emplacements et puissances des condensateurs si la compensation est intégrée.

Les contraintes prises en compte sont :

- Maintien de la radialité du réseau (un seul chemin entre deux nœuds),
- Respect des limites de tension aux nœuds (par exemple, entre 0.95 et 1.05 p.u.),
- Équilibre de puissance actif et réactif,
- Alimentation complète de toutes les charges.

Les **objectifs** d'optimisation peuvent inclure :

1. Minimisation des pertes actives totales dans le réseau :

$$f_1 = \sum_{k=1}^{N_{branches}} P_{pertes,k} \quad (\text{IV.1})$$

2. Amélioration du profil de tension : minimisation de l'écart de tension par rapport à la valeur de référence (souvent 1 p.u.) :

$$f_2 = \sum_{i=1}^{N_{bus}} (V_{ref} - V_i)^2 \quad (\text{IV.2})$$

3. Maximisation de la résilience :

$$F_3 = R_{resilience} = \frac{1}{|\text{îlots}|} \sum_{k=1}^{|\text{îlots}|} SIF_k \quad (\text{IV.3})$$

Où SIF est un facteur de stabilité mesurant l'équilibre des flux entre les îlots créés après reconfiguration.

IV.3. Application de l'algorithme NSGA-II

L'algorithme NSGA-II suit les étapes classiques d'un algorithme génétique, enrichi par un tri de domination et une gestion de la diversité. Le processus est le suivant :

1. Initialisation : génération aléatoire d'une population de configurations admissibles (respectant la radialité).
2. Évaluation : calcul des fonctions objectif pour chaque individu via un écoulement de puissance (Newton-Raphson).
3. Tri de Pareto : classement des individus en fronts non dominés.
4. Crowding distance : mesure de la densité locale pour favoriser la diversité des solutions.

5. Sélection : sélection des individus parents par tournoi binaire basé sur domination dispersion.
6. Croisement et mutation : génération de nouvelles configurations en combinant des parents et en appliquant des perturbations (mutation).
7. Élitisme : fusion des générations et conservation des meilleurs individus.
8. Itération : répétition du processus jusqu'à convergence ou critère d'arrêt.

IV.3.1. Intégration de NSGA-II dans le système

L'implémentation de NSGA-II est couplée avec une analyse d'écoulement de puissance (load flow), typiquement réalisée via MATPOWER. À chaque génération, chaque solution candidate est testée :

- Si elle respecte les contraintes, ses performances sont évaluées.
- Sinon, elle est pénalisée ou rejetée.

Le front de Pareto final regroupe un ensemble de topologies reconfigurées, chacune représentant un compromis optimal entre pertes, tensions et autres critères.

IV.3.2. Applications numériques

Une application de l'algorithme NSGA-II a été présentée dans le but de déterminer le schéma optimal dans le réseau de distribution radial. La méthode proposée a été testée sur des systèmes de distribution IEEE 33-bus et IEEE 69-bus et les résultats sont présentés dans cette section.

IV.3.2.1. Cas réseau de distribution IEEE 33-bus

Les paramètres d'application de l'algorithme NSGA II pour résoudre le problème de la reconfiguration du réseau de distribution afin d'obtenir une configuration optimale sont les suivants :

- Taille de la population $p = 150$,
- Nombre d'itérations $n = 50$,
- Taux de mutation $\tau = 0.05$.

Le réseau IEEE-33 bus, représenté à la (fig.IV.2), comporte dans sa configuration initiale cinq interrupteurs normalement ouverts (*tie switches*), symbolisés par des lignes pointillées. Ces interrupteurs sont destinés à être fermés ou non selon les besoins de reconfiguration, tout en respectant la radialité du réseau. Leur rôle est de permettre une flexibilité topologique pour optimiser les performances du système.

Le tableau (IV.1) ci-dessous récapitule les interrupteurs concernés, les jeux de barres qu'ils relient, ainsi que leurs paramètres électriques (résistance et réactance) issus des données standards du réseau IEEE-33 bus.

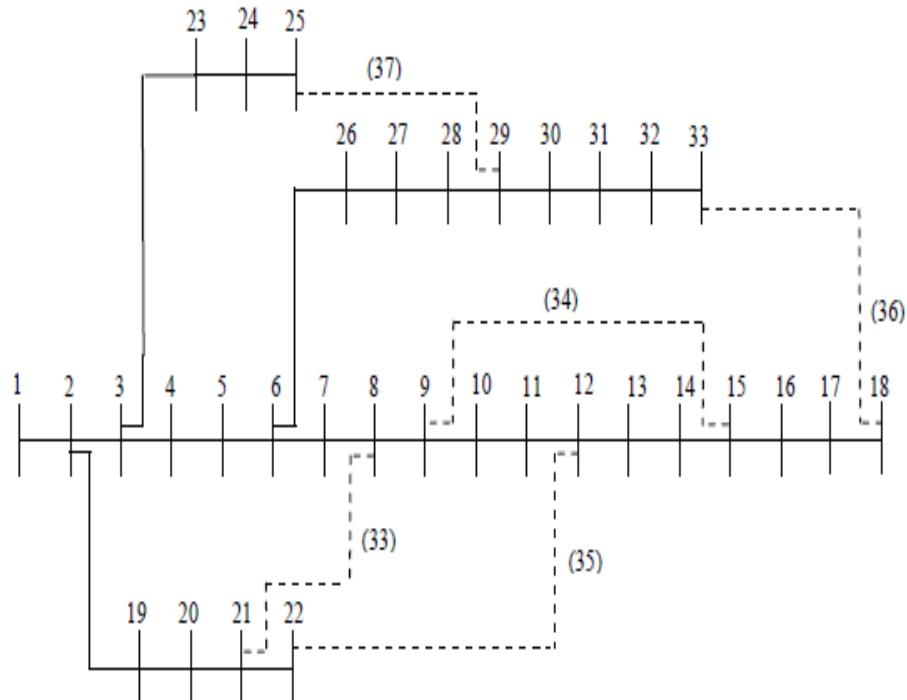


Figure IV.2 : Réseau IEEE 33-bus (Configuration initiale)

Tableau IV.1 : Données des interrupteurs normalement ouverts du réseau IEEE33-bus

Numéro de Branche	JB de départ	JB d'arrivée	R(Ω)	X(Ω)
33	21	8	2	2
34	9	15	2	2
35	12	22	2	2
36	18	33	0.5	0.5
37	25	29	0.5	0.5

IV.3.2.2. Reconfiguration sans présence des condensateurs

Résultats et discussions

Suite à l'application de l'algorithme NSGA-II pour la reconfiguration du réseau IEEE-33 bus, une topologie optimale a été obtenue, illustrée à la (fig. IV.3). Cette configuration respecte toutes les contraintes de fonctionnement du réseau, notamment la radialité, l'alimentation complète des charges, et les limites de tension aux jeux de barres.

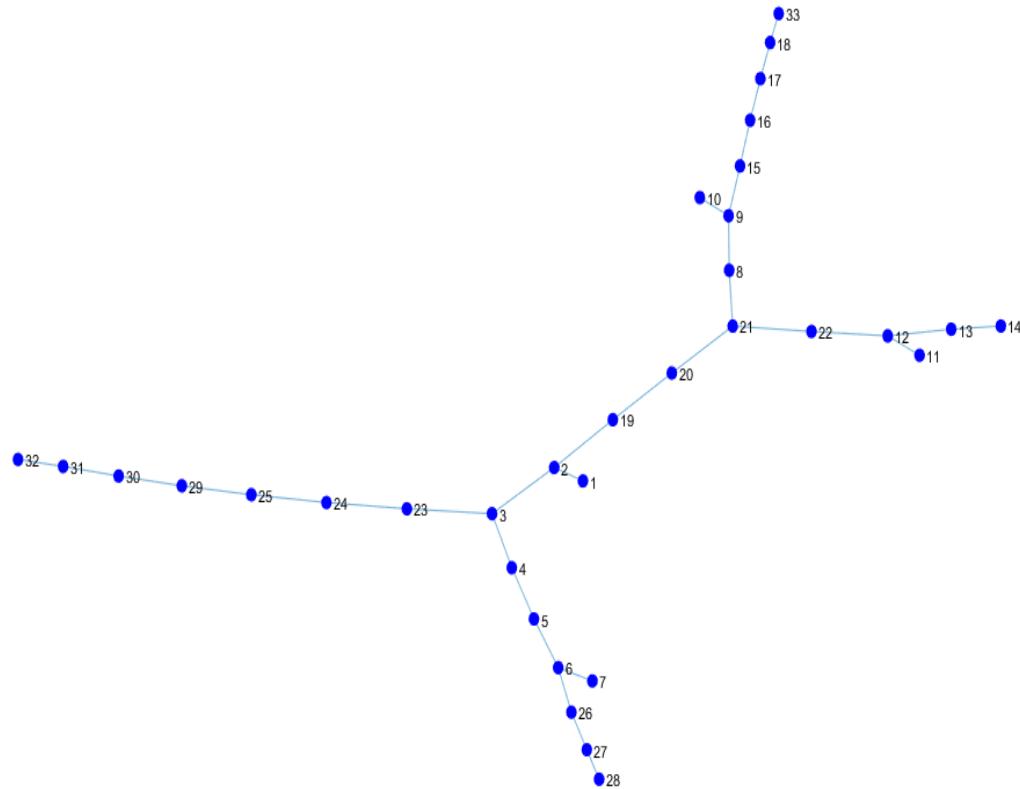


Figure IV.3 : Topologie optimale du réseau IEEE-33 bus après reconfiguration par l'algorithme NSGA-II

La solution optimale identifiée se caractérise par l'ouverture des cinq branches suivantes :

- Branches ouvertes (interrupteurs ouverts) : (7, 14, 28, 32, 10)

Cette nouvelle structure permet de redistribuer efficacement les charges dans le réseau et de minimiser les pertes, tout en respectant les conditions opérationnelles imposées.

Les performances du réseau sous cette reconfiguration sont les suivantes :

- Pertes actives totales : 140.7 KW
- Pertes réactives totales : 105.4 KVar
- Tension minimale : 0.9413 p.u., observée au niveau du jeu de barres 32

Le tableau (IV.2) montre les valeurs de tension au niveau de chaque jeu de barres pour une nouvelle configuration du réseau. La (fig. IV.4) représente le profil de tension avant et après la reconfiguration du réseau.

Tableau IV.2 : Valeurs de tension avant et après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33-bus

Num JB	V(pu)		Num JB	V(pu)	
	Configuration Initiale	Nouvelle configuration		Configuration Initiale	Nouvelle configuration
1	1.0000	1.0000	18	0.9131	0.9459
2	0.9970	0.9971	19	0.9965	0.9951
3	0.9829	0.9870	20	0.9929	0.9782
4	0.9755	0.9852	21	0.9922	0.9736
5	0.9681	0.9837	22	0.9916	0.9705
6	0.9497	0.9806	23	0.9794	0.9796
7	0.9462	0.9799	24	0.9727	0.9649
8	0.9413	0.9615	25	0.9694	0.9536
9	0.9351	0.9577	26	0.9477	0.9803
10	0.9292	0.9572	27	0.9452	0.9800
11	0.9284	0.9644	28	0.9337	0.9795
12	0.9269	0.9645	29	0.9255	0.9486
13	0.9208	0.9619	30	0.9220	0.9454
14	0.9185	0.9611	31	0.9178	0.9420
15	0.9171	0.9516	32	0.9169	0.9413
16	0.9157	0.9498	33	0.9166	0.9456
17	0.9137	0.9469			

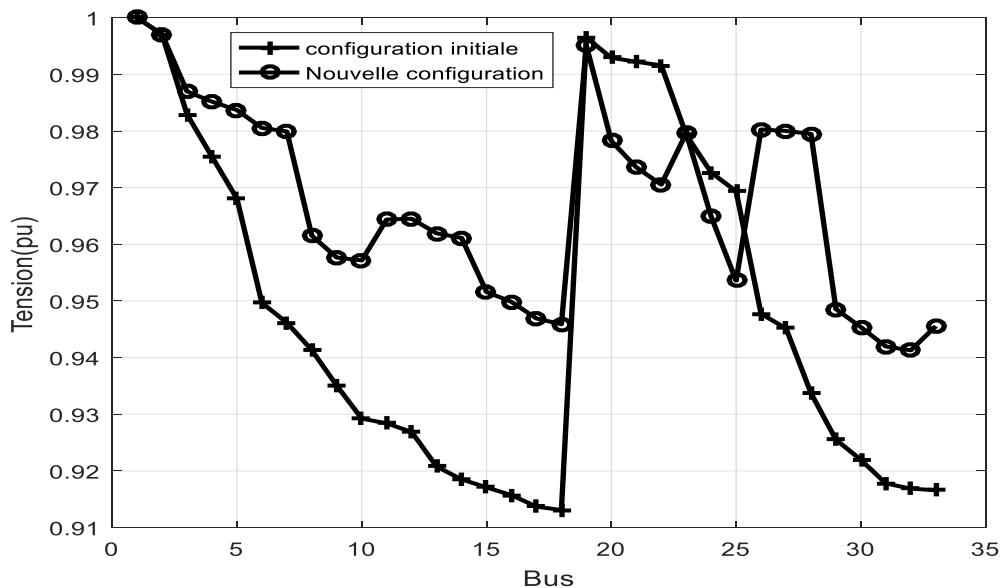


Figure IV.4 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration

La (fig. IV.4) illustre le profil de tension du réseau IEEE-33 bus avant et après reconfiguration par l'algorithme NSGA-II.

Dans la configuration initiale, où les interrupteurs (33, 34, 35, 36 et 37), sont ouverts conformément à la structure standard, la tension minimale enregistrée est de 0.9131 p.u, localisée au niveau du jeu de barres 18.

Après exécution de l'algorithme NSGA-II, une nouvelle topologie optimale est obtenue, caractérisée par l'ouverture des branches (7, 10, 14, 28 et 32). Cette reconfiguration entraîne une amélioration notable du profil de tension, avec une nouvelle valeur minimale de 0.9413 p.u, observée au jeu de barres 32 voir (fig. IV.4) et tableau IV.2.

Ces résultats montrent l'efficacité de la reconfiguration pour atténuer les chutes de tension, notamment dans les zones initialement sous-alimentées du réseau.

Les tableaux (IV.3 et IV.4) présentent respectivement les pertes de puissance active et réactive enregistrées dans chaque branche du réseau, avant et après la reconfiguration du système.

Dans la configuration initiale, la perte active maximale est observée au niveau de la branche n°2, avec une valeur de 51.8 kW voir (fig.IV.5). Après reconfiguration, cette valeur est réduite à 26.8 kW, soit une diminution de 48.26 %, traduisant une amélioration notable de l'efficacité énergétique du réseau.

De la même manière, la perte réactive maximale, qui atteignait 33 kVAr au niveau de la branche n°5 dans l'état initial, est réduite à 1. kVAr dans la nouvelle configuration, ce qui représente une réduction significative de 97 %. Dans cette configuration optimisée, la valeur maximale de perte réactive est désormais localisée sur la branche n°23, avec un pic de 18.8 kVAr, voir (fig. IV.6).

Ces résultats mettent en évidence l'efficacité de la reconfiguration proposée dans la réduction des pertes, tant actives que réactives, à l'échelle du réseau de distribution.

Tableau IV.3 : Pertes active au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration

Num branche	Pertes active (KW)		Num branche	Pertes active(KW)	
	Configuration initiale	Nouvelle configuration		Configuration initiale	Nouvelle configuration
1	0.0122	0.0119	20	0.0001	0.0042
2	0.0518	0.0268	21	0.0000	0.0012
3	0.0199	0.0011	22	0.0032	0.0132
4	0.0187	0.0007	23	0.0051	0.0239
5	0.0382	0.0012	24	0.0013	0.0143
6	0.0019	0.0001	25	0.0026	0.0000
7	0.0048	0	26	0.0033	0.0000
8	0.0042	0.0012	27	0.0113	0.0000
9	0.0036	0	28	0.0078	0
10	0.0006	0.0000	29	0.0039	0.0032
11	0.0009	0.0000	30	0.0016	0.0011
12	0.0027	0.0005	31	0.0002	0.0001
13	0.0007	0.0001	32	0.0000	0
14	0.0004	0	33	0	0.0056
15	0.0003	0.0005	34	0	0.0017
16	0.0003	0.0005	35	0	0.0021
17	0.0001	0.0001	36	0	0.0000
18	0.0002	0.0023	37	0	0.0041
19	0.0008	0.0181			

Tableau IV.4 : Pertes réactive au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration

Num branche	Pertes réactive (KVAr)		Num Branche	Pertes réactive (KVAr)	
	Configuration initiale	Nouvelle configuration		Configuration initiale	Nouvelle Configuration
1	0.0062	0.0061	20	0.0001	0.0049
2	0.0264	0.0137	21	0.0001	0.0016
3	0.0101	0.0006	22	0.0022	0.0090
4	0.0095	0.0004	23	0.0041	0.0188
5	0.0330	0.0011	24	0.0010	0.0112
6	0.0063	0.0002	25	0.0013	0.0000
7	0.0016	0	26	0.0017	0.0000
8	0.0030	0.0009	27	0.0100	0.0000
9	0.0025	0	28	0.0068	0
10	0.0002	0.0000	29	0.0020	0.0016
11	0.0003	0.0000	30	0.0016	0.0011
12	0.0021	0.0004	31	0.0002	0.0001
13	0.0010	0.0001	32	0.0000	0
14	0.0003	0	33	0	0.0056
15	0.0002	0.0003	34	0	0.0017
16	0.0003	0.0006	35	0	0.0021
17	0.0000	0.0001	36	0	0.0000
18	0.0002	0.0022	37	0	0.0041
19	0.0007	0.0163			

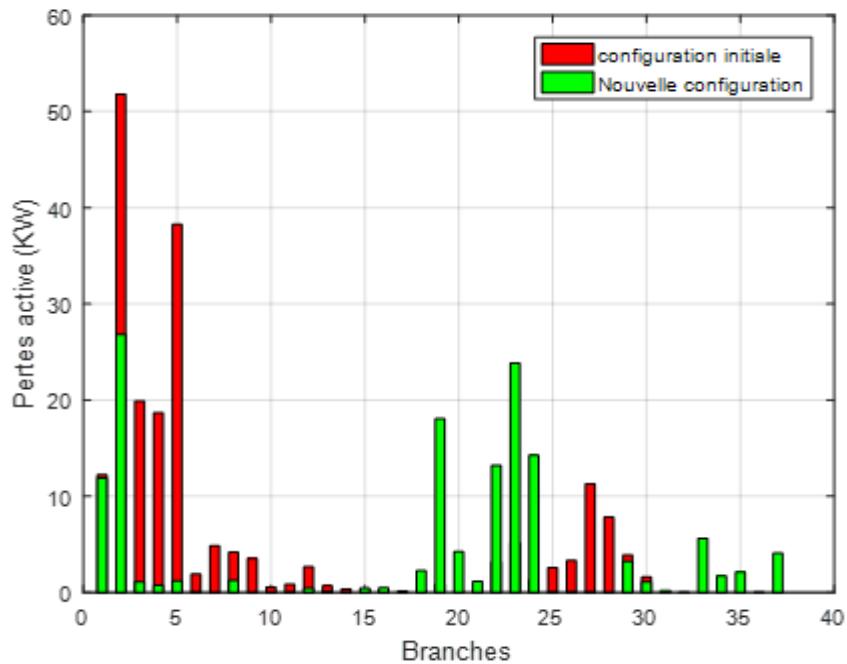


Figure IV.5 : Pertes active au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration

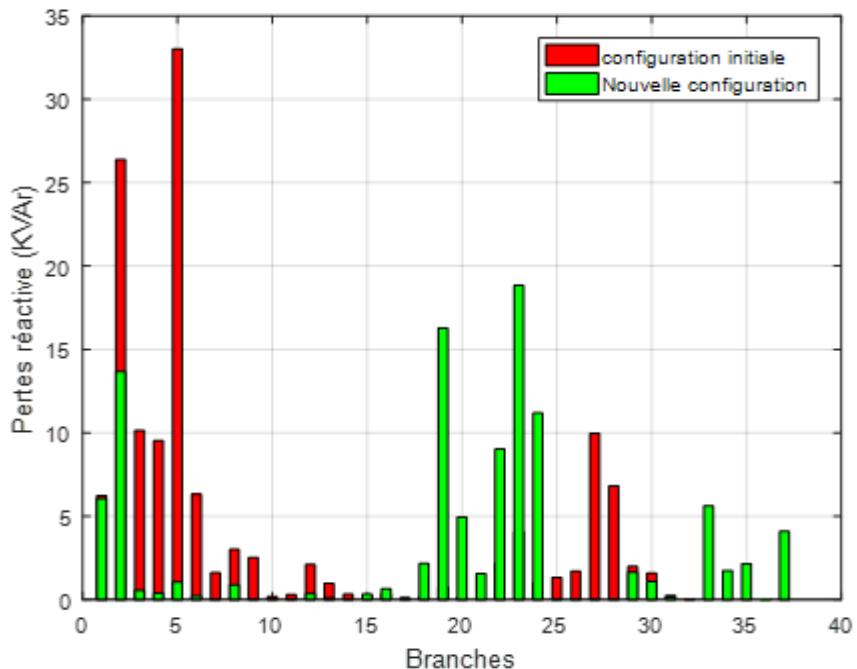


Figure IV.6 : Pertes réactive au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration

Tableau IV.5 : Résultats avant et après reconfiguration du réseau IEEE33-bus par NSGA-II

	Configuration initiale	Configuration NSGA-II
Interrupteurs opérationnels	33, 34, 35, 36, 37	32, 7, 28, 14, 9
Pertes active (KW)	202.7	140
Minimum de tension (pu)	0.9131	0.9413
Bus à minimum de tension	18	32

Le tableau (IV.5) représente le résumé des résultats obtenus avant et après reconfiguration du réseau IEEE33-bus par application de l'algorithme NSGA-II, les interrupteurs opérationnels correspondant à la configuration initiale et à la nouvelle configuration, la somme des pertes totales de puissance active, le minimum de tension et à quel jeu de barres du réseau. Pour la nouvelle configuration, les pertes totales sont réduites de 203 kW à 140 kW avec un taux de réduction de 30.93% ce qui reflète clairement l'impact de la reconfiguration optimale du réseau sur la réduction des pertes totales de puissance active du réseau IEEE33-bus.

Le tableau IV.5 présente une synthèse comparative des résultats obtenus avant et après la reconfiguration du réseau IEEE-33 bus, réalisée à l'aide de l'algorithme NSGA-II. Ce tableau inclut les positions des interrupteurs opérationnels correspondant à la configuration initiale et à la configuration optimisée, ainsi que les valeurs associées à :

- la somme des pertes totales de puissance active dans le réseau,
- la tension minimale observée,
- et le jeu de barres correspondant à cette tension minimale.

Dans la configuration initiale, les pertes actives totales s'élèvent à 203 kW. Après reconfiguration par NSGA-II, ces pertes sont réduites à 140 kW, ce qui correspond à une diminution de 30.93 %. Cette amélioration traduit l'efficacité de la reconfiguration optimale dans la réduction des pertes énergétiques, en redistribuant intelligemment les flux de puissance à travers le réseau.

Ce résultat met en évidence l'apport significatif de l'algorithme NSGA-II dans l'optimisation de la topologie du réseau de distribution, en permettant une meilleure exploitation des ressources existantes tout en respectant les contraintes de stabilité, de radialité et de qualité de tension.

IV.3.2.3. Optimisation de la compensation réactive dans la nouvelle configuration reconfigurée (par NSGA-II)

Après avoir identifié une topologie optimale du réseau IEEE-33 bus à travers la reconfiguration (branches ouvertes : (32, 7, 28, 14, 9), l'algorithme NSGA-II a été utilisé dans une seconde étape afin d'optimiser exclusivement la compensation réactive. L'objectif est ici de déterminer les emplacements optimaux des condensateurs ainsi que les valeurs de puissance réactive à injecter, dans la configuration topologique déjà fixée, afin d'améliorer encore les performances électriques du réseau.

L'optimisation porte sur deux critères :

- à minimisation des pertes actives ;
- la réduction de la déviation de tension par rapport à la valeur nominale (1 p.u.).

Résultats de l'optimisation

La meilleure solution obtenue par l'algorithme NSGA-II a conduit à la configuration de compensation suivante :

Bus de compensation : (30, 8, 11)

- Puissances réactives injectées : [0.48634, 0.15278, 0.38413] MVAr
- Tension minimale : 0.95045 p.u.
- Pertes actives totales : 0.09720 MW
- Pertes réactives totales : 0.06143 MVAr

La (fig. IV.7) illustre la nouvelle configuration optimale du réseau en présence de condensateurs, obtenue à l'aide de l'algorithme NSGA-II. Dans cette représentation :

- les lignes continues correspondent aux branches actives (fermées),
- tandis que les espaces entre les bus indiquent les branches ouvertes (hors service).

Cette topologie optimisée respecte pleinement la structure radiale requise pour le bon fonctionnement du réseau de distribution. Elle garantit également une alimentation complète de l'ensemble des charges connectées, tout en intégrant la compensation réactive de manière stratégique afin d'améliorer les performances énergétiques du système.

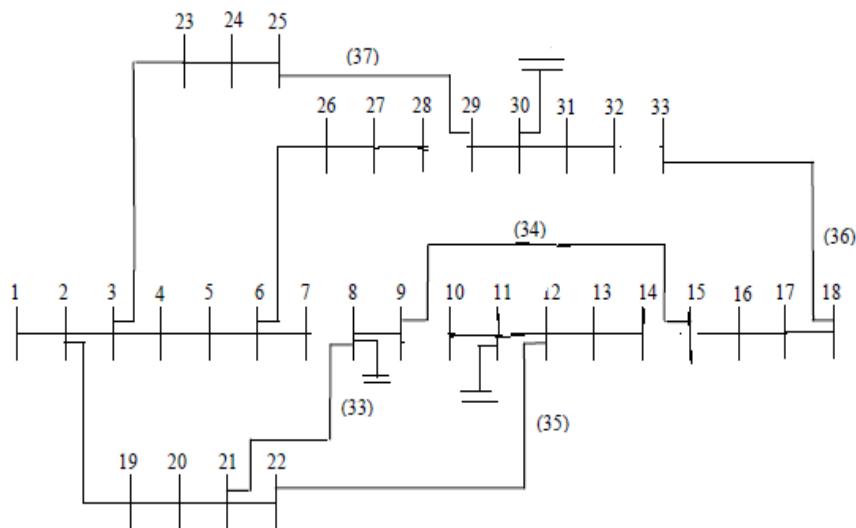


Figure IV.7 : Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale en présence des condensateurs obtenue par NSGA-II

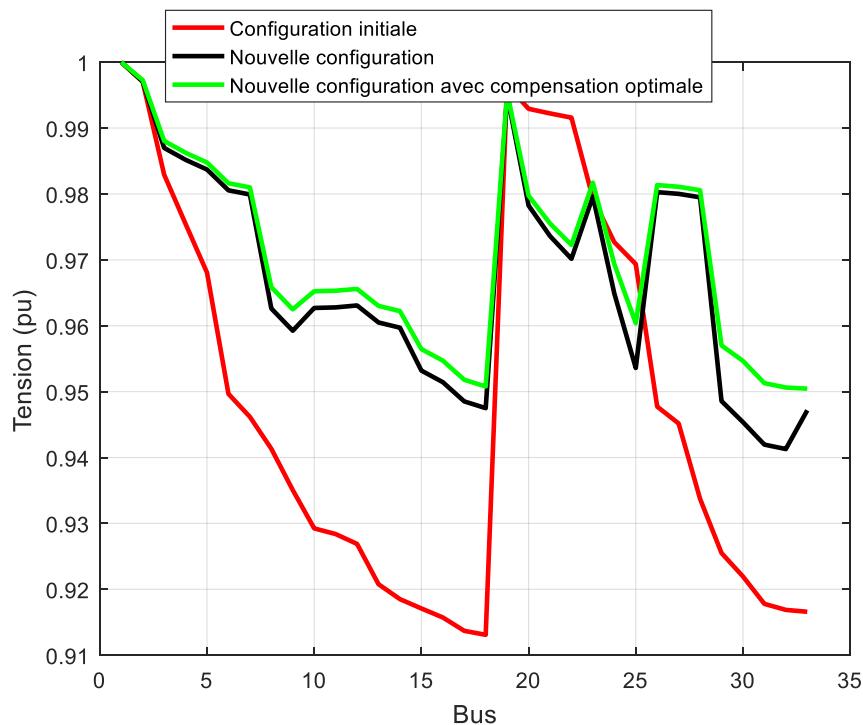


Figure IV.8 : Profil de tension du réseau de distribution IEEE 33-bus avant reconfiguration, nouvelle configuration et nouvelle configuration avec compensation optimale

La (fig. IV.8) présente une comparaison des profils de tension obtenus pour les trois cas étudiés :

1. la configuration initiale du réseau,
2. la configuration optimisée par reconfiguration seule,

3. et la configuration optimisée avec compensation réactive optimisée.

On observe clairement que le profil de tension s'améliore progressivement d'un scénario à l'autre. Dans la configuration initiale, plusieurs bus présentent des tensions proches ou inférieures à 0.95 p.u., ce qui peut compromettre la qualité de l'alimentation. L'application de la reconfiguration via l'algorithme NSGA-II permet déjà de corriger partiellement ces déficiences, en réorientant les flux de puissance et en réduisant les chutes de tension sur certaines branches critiques.

Toutefois, c'est avec l'ajout de la compensation réactive optimale, injectée aux emplacements stratégiques déterminés par NSGA-II, que le meilleur profil de tension est obtenu. Les tensions sont alors nettement rehaussées et uniformisées sur l'ensemble des jeux de barres, et la tension minimale atteint désormais 0.95045 p.u., franchissant le seuil de sécurité généralement requis pour les réseaux de distribution (≥ 0.95 p.u.).

Ce résultat démontre que la combinaison de la reconfiguration et de la compensation offre une synergie efficace, permettant non seulement de réduire les pertes, mais aussi d'améliorer significativement la stabilité et la qualité de l'alimentation dans le réseau. Cela valide pleinement l'approche multi-objectif adoptée dans cette étude.

Tableau IV.6 : Résultats avant reconfiguration, après reconfiguration sans Cs et après reconfiguration avec Cs du réseau IEEE33-bus par NASGA-II.

	Configuration initiale	Nouvelle configuration (optimisée par NSGA-II)	Nouvelle configuration avec compensation réactive optimale (par NSGA-II)
Interrupteurs opérationnels	33, 34, 35, 36, 37	32, 7, 28, 14, 9	32, 7, 28, 14, 9
Pertes de puissance (kW)	302,7	140.7	112.05
Minimum de tension (pu)	0.3131	0.9413	0.9505
Bus à minimum de tension	18	32	33
Emplacement des Cs	-	-	[30, 8, 11]
Tailles opérationnelles des Cs	-	-	[0.48634, 0.15278, 0.38413]

Le tableau (IV.6) présente une synthèse comparative des résultats obtenus pour le réseau IEEE-33 bus dans trois configurations successives, toutes évaluées à l'aide de l'algorithme NSGA-II :

1. La configuration initiale, avec la structure du réseau avant optimisation.
2. La nouvelle configuration optimisée par reconfiguration seule.
3. La configuration optimisée intégrant à la fois la reconfiguration et la compensation réactive (Cs).

Ce tableau met en évidence plusieurs éléments clés :

- Les positions des interrupteurs opérationnels dans chaque scénario,
- Les valeurs des pertes totales de puissance active,
- Le niveau de la tension minimale et le jeu de barres concerné,
- Les emplacements et tailles optimales des condensateurs (Cs) pour le dernier scénario.

Dans la configuration optimisée avec compensation, les pertes actives totales sont réduites à 112.05 kW, soit une diminution de :

- 44.72 % par rapport à la configuration initiale (203 kW),
- et 24.95 % par rapport à la configuration optimisée sans compensation (140 kW).

En parallèle, la tension minimale du réseau est relevée à 0.95045 p.u., contre 0.9413 p.u. dans la reconfiguration seule, et 0.9131 p.u. dans la configuration initiale. Cette amélioration significative du profil de tension permet de satisfaire les exigences de qualité d'alimentation fixées dans les normes d'exploitation des réseaux de distribution (généralement ≥ 0.95 p.u.).

Ces résultats soulignent l'efficacité de l'approche hybride basée sur NSGA-II, qui permet de co-optimiser la structure du réseau (par la reconfiguration) et sa performance électrique (par la compensation réactive ciblée). L'ajout des condensateurs, judicieusement localisés et dimensionnés par l'algorithme, permet de soulager les lignes surchargées, de réduire les pertes ohmiques, et d'améliorer la stabilité des tensions à travers l'ensemble du réseau.

Ainsi, l'intégration conjointe de la reconfiguration optimale et de la compensation réactive représente une solution robuste et efficace pour améliorer la fiabilité, l'efficacité énergétique et la qualité de service dans les réseaux de distribution intelligents.

IV.4. Conclusion

Ce chapitre a présenté une approche méthodologique fondée sur l'algorithme NSGA-II pour résoudre le problème de reconfiguration optimale des réseaux de distribution électriques, appliquée au réseau de test IEEE-33 bus. Trois scénarios ont été étudiés et comparés :

- 1**-La configuration initiale du réseau sans optimisation,
- 2**-La reconfiguration optimale seule (ouverture de 5 interrupteurs pour minimiser les pertes),
- 3**-La reconfiguration optimale combinée à une compensation réactive ciblée (placement et dimensionnement de condensateurs).

Les résultats obtenus montrent que la reconfiguration du réseau, même sans compensation, permet déjà une réduction significative des pertes actives et une amélioration du profil de tension. Cependant, l'intégration conjointe des condensateurs dans la configuration optimisée permet d'aller plus loin en :

- améliorant davantage les tensions minimales (passant de 0.9131 à 0.95045 p.u.),
- et réduisant les pertes actives jusqu'à 112.05 kW, soit une réduction de 44.72 % par rapport à la configuration initiale.

L'algorithme NSGA-II s'est révélé particulièrement efficace pour traiter ce problème multi-objectif et constraint, en assurant la radialité du réseau, l'alimentation complète des charges, et l'optimisation conjointe de plusieurs critères de performance.

Ces résultats confirment que la reconfiguration intelligente, associée à une compensation réactive optimisée, constitue une stratégie puissante pour améliorer l'efficacité énergétique, la qualité de tension, et la résilience des réseaux de distribution modernes.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le présent mémoire a porté sur l'étude et l'optimisation de la reconfiguration des réseaux de distribution d'énergie électrique, avec pour objectif principal la réduction des pertes actives, l'amélioration du profil de tension, et le renforcement de la stabilité opérationnelle du réseau.

Dans un premier temps, nous avons présenté les fondements théoriques des réseaux électriques, en mettant l'accent sur les caractéristiques particulières des réseaux de distribution, leur fonctionnement, leur évolution vers des architectures plus intelligentes, et les enjeux liés à leur gestion.

Nous avons ensuite détaillé les principes de l'écoulement de puissance, indispensable pour l'analyse du comportement du réseau en régime permanent, en abordant notamment les spécificités des réseaux de distribution radiaux, où les chutes de tension et les pertes sont plus marquées.

Face à la complexité croissante des problèmes d'optimisation multi-objectifs dans ce contexte, nous avons justifié le recours aux métaheuristiques, en particulier l'algorithme NSGA-II, reconnu pour sa capacité à générer un ensemble de solutions optimales non dominées tout en respectant les contraintes du système.

L'application de cette approche au réseau de distribution IEEE-33 bus a permis d'évaluer les performances de reconfiguration dans plusieurs scénarios :

- La configuration initiale sans optimisation,
- La reconfiguration optimale du réseau,
- Et enfin, la reconfiguration combinée à une compensation réactive optimale à l'aide de condensateurs.

Les résultats ont montré que :

- ✓ La reconfiguration seule permet une réduction importante des pertes actives (jusqu'à 30.93 %),
- ✓ L'intégration de la compensation réactive permet d'atteindre une réduction encore plus significative des pertes (jusqu'à 44.72 %),
- ✓ Le profil de tension est considérablement amélioré, avec une tension minimale relevée de 0.9131 p.u. à 0.95045 p.u., satisfaisant ainsi les exigences de qualité de service.

Ces résultats confirment l'efficacité de l'approche multi-objectif basée sur NSGA-II pour la reconfiguration intelligente des réseaux de distribution. L'algorithme a permis d'optimiser

simultanément la topologie et les paramètres de compensation, tout en respectant les contraintes techniques du système (radialité, alimentation continue des charges, tensions admissibles).

Perspectives

Ce travail ouvre plusieurs perspectives d'amélioration et d'approfondissement, notamment :

- L'extension de la méthode au réseau IEEE-69 bus ou à des réseaux réels plus complexes,
- L'intégration de sources d'énergie renouvelables (GEDs) avec profils de production variables,
- L'ajout de contraintes dynamiques, telles que la charge variable ou les scénarios de défauts,
- L'utilisation d'approches hybrides, combinant NSGA-II avec des modèles prédictifs (ex. : LSTM) ou des systèmes flous pour renforcer la prise de décision.

En somme, l'approche proposée constitue une solution performante, évolutive et adaptable aux enjeux actuels de la gestion intelligente des réseaux de distribution, dans un contexte de transition énergétique et de décentralisation des ressources.

Références bibliographiques

Références

[1] : M.C Alvarez, "Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.

[2] : KETFI Nadhir, " Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée", Thèse de doctorat univ-Batna 2014.

[3] : Yujun HE « Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande » thèse de doctorat 2015-CentraleSupélec.

[4]: B. Stott, “Review of Load – Flow Calculation Methods”, Proceedings of the IEEE, Vol. 62, NO. 7, July 1974, pp. 916-929.

[5] : Y. Wallach, R. K. Even, “Application of Newton’s method to load – flow calculations”, PROC. IEE, Vol. 114, No. 3, March 1967, pp. 372-374.

[6] : Omessaad Hajji, “ Contribution au développement de méthodes d’optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques ”, Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, Université des sciences et technologies de Lille, 2003.

[7] : Baptiste Autin, “Les métaheuristiques en optimisation combinatoire ”, Mémoire présenté en vue d’obtenir l’examen probatoire en informatique, conservatoire national des arts et métiers Paris, mai2006.

[8] : Slimani Linda, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé”, Thèse de Doctorat en sciences, Option : Electrotechnique, Université de Batna, décembre 2009.

[9] : J. Holland, “Adaptation in Natural and Artificial Systems”, University of Michigan Press MIT, 1975.

[10] : Pranava Gopu, Shayeera Naaz and Khansa Aiman « Optimal Placement of Distributed Generation using Genetic Algorithm », June 20,2021 at 04:06:42 UTC from IEEE Xplore

[11] : J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle swarm optimization,” *Proc. IEEE Int. Conf. Neural Netw.*, 1995, pp. 1942–1948.

[12] : Chao Ou et Weixing Lin, Comparison between PSO and GA for Parameters Optimization of PID Controller, China, Proceedings of the IEEE. 2006.

[13] : Alberto Colomi, Marco Dorigo, Vittorio Maniezzo, " Distributed Optimization by Ant Colonies". Proceedings of ECAL'91-First European Conference on Artificial Life, édité par F.Varela, et al., pages 134_142. Elsevier Publishing, Paris, France, 1992.

[14] : B. Singh, S. Arya, and A. Chandra, "Optimal placement of distributed generators using ant colony optimization," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 49, no. 5, pp. 2213–2221, Sep.–Oct. 2013.

[15] : X. S. Yang, "Nature-Inspired Meta-Heuristic Algorithms", Luniver Press, Beckington, UK, 2008.

[16] : X. S. Yang, "Firefly algorithms for multimodal optimization", Stochastic Algorithms: Foundations and Applications, SAGA, Lecture Notes in Computer Sciences 5792, 169–178, 2009.

[17] : Xin-She Yang, "Cuckoo Search and Firefly Algorithm Theory and Applications", Studies in Computational Intelligence Volume 516, pp. 12-18. Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London, 2014.

[18] : K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan, "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II," *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 6, no. 2, pp. 182–197, Apr. 2002.

[19] : F. Ghasemi, H. Shayeghi, and M. Moradzadeh, "Multi-objective optimization for allocation of distributed generation using NSGA-II," *Energy Convers. Manage.*, vol. 65, pp. 1–9, Jan. 2013.

[20] :13- Nitin Saxena1, M Pandit2 and L Srivastava2, « Multi-objective DG placement in radial distribution systems using the IBI logic algorithm », Frontiers in Energy Research, 10.3389/fenrg.2024.

[21] : M. A. Kashem, V. Ganapathy and G. B. Jasmon, "Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution Networks", IEE Proceeding of Generation Transmission and Distribution, vol. 146, no. 6, pp. 563-567, November 1999.

[22] : C. T. Su, and C. S. Lee, "Network Rconfiguration of Distribution Systems using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 18, no. 3, pp. 1022-1027, July 2003.

[23] : Alexander Ismael Rost, "Distribution systems with distributed generation: Analysis and operation", University of New Brunswick, September, 2006

[24] : J. Mendoza, R. López, D. Morales, E. López, M. Meunier, " Un Modèle de Reconfiguration pour la Minimisation de l'Energie Non Fournie utilisant des Algorithmes Génétiques", IV congrès international d'Electrotechnique du futur EF'2005.

Annexes

Annexe 1

Table (A1.1) Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 33-bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)
1	1	2	0.0922	0.0470
2	2	3	0.4930	0.2512
3	3	4	0.3661	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7115	0.2351
8	8	9	1.0299	0.7400
9	9	10	1.0440	0.7400
10	10	11	0.1967	0.0651
11	11	12	0.3744	0.1298
12	12	13	1.4680	1.1549
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5909	0.5260
15	15	16	0.7462	0.5449
16	16	17	1,2889	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5739
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3555
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3084
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8959	0.7071
25	6	26	0.2031	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0589	0.9338
28	28	29	0.8043	0.7006
29	29	30	0.5074	0.2585
30	30	31	0.9745	0.9629
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3411	0.5302

Annexes

Table (A1.2) Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution radial IEEE 33-bus

Bus Number	P(kW)	Q(kVar)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

ANNEXE 2

Table (A2.1) Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 69-bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Résistance (pu)	Réactance (pu)
1	1	2	0.000001	0.000001
2	2	3	0.000001	0.000001
3	3	4	0.000001	0.000002
4	4	5	0.000016	0.000018
5	5	6	0.000228	0.000116
6	6	7	0.000238	0.000121
7	7	8	0.000058	0.000029
8	8	9	0.000031	0.000016
9	9	10	0.000511	0.000169
10	10	11	0.000117	0.000039
11	11	12	0.000444	0.000147
12	12	13	0.000643	0.000212
13	13	14	0.000651	0.000215
14	14	15	0.00066	0.000218
15	15	16	0.000123	0.000041
16	16	17	0.000234	0.000077
17	17	18	0.000003	0.000001
18	18	19	0.000204	0.000068
19	19	20	0.000131	0.000043
20	20	21	0.000213	0.00007
21	21	22	0.000009	0.000003
22	22	23	0.000099	0.000033
23	23	24	0.000216	0.000071
24	24	25	0.000467	0.000154
25	25	26	0.000193	0.000064
26	26	27	0.000108	0.000036
27	3	28	0.000003	0.000007
28	28	29	0.00004	0.000098
29	29	30	0.000248	0.000082
30	30	31	0.000044	0.000014
31	31	32	0.000219	0.000072
32	32	33	0.000523	0.000176

Annexes

33	33	34	0.001066	0.000352
34	34	35	0.00092	0.000304
35	4	36	0.000002	0.000005
36	36	37	0.000053	0.00013
37	37	38	0.000181	0.000442
38	38	39	0.000051	0.000125
39	8	40	0.000058	0.00003
40	40	41	0.000207	0.00007
41	9	42	0.000109	0.000055
42	42	43	0.000127	0.000065
43	43	44	0.000177	0.00009
44	44	45	0.000176	0.000089
45	45	46	0.000992	0.000333
46	46	47	0.000489	0.000164
47	47	48	0.00019	0.000063
48	48	49	0.000241	0.000073
49	49	50	0.000317	0.000161
50	50	51	0.000061	0.000031
51	51	52	0.00009	0.00046
52	52	53	0.000443	0.000226
53	53	54	0.00065	0.000331
54	11	55	0.000126	0.000038
55	55	56	0.000003	0.000001
56	12	57	0.000461	0.000152
57	57	58	0.000003	0.000001
58	3	59	0.000003	0.000007
59	59	60	0.00004	0.000098
60	60	61	0.000066	0.000077
61	61	62	0.000019	0.000022
62	62	63	0.000001	0.000001
63	63	64	0.000454	0.000531
64	64	65	0.000193	0.000226
65	65	66	0.000026	0.00003
66	66	67	0.000006	0.000007
67	67	68	0.000068	0.000086
68	68	69	0.000001	0.000001

Annexes

Table (A2.2) Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution radial IEEE 69-bus

Bus Number	P(pu)	Q(pu)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0.026	0.022
8	0.404	0.3
9	0.75	0.54
10	0.3	0.22
11	0.28	0.19
12	1.45	1.04
13	1.45	1.04
14	0.08	0.055
15	0.08	0.055
16	0	0
17	0.455	0.3
18	0.6	0.35
19	0.6	0.35
20	0	0
21	0.01	0.006
22	1.14	0.81
23	0.053	0.035
24	0	0
25	0.28	0.2
26	0	0
27	0.14	0.1
28	0.14	0.1
29	0.26	0.186
30	0.26	0.186
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0.14	0.1

Annexes

35	0.195	0.14
36	0.06	0.04
37	0	0
38	0.79	0.564
39	0.79	0.564
40	3.847	2.745
41	3.847	2.745
42	0.036	0.027
43	0.0435	0.035
44	0.264	0.19
45	0.24	0.172
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	1	0.72
50	0	0
51	12.44	8.88
52	0.32	0.23
53	0	0
54	2.27	1.62
55	0.59	0.42
56	0.18	0.13
57	0.18	0.13
58	0.28	0.2
59	0.28	0.2
60	0.26	0.1855
61	0.26	0.1855
62	0	0
63	0.24	0.171
64	0.24	0.17
65	0.012	0.01
66	0	0
67	0.06	0.043
68	0	0
69	0.3922	0.263