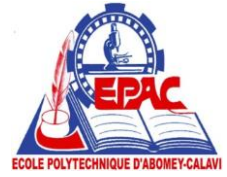




UNIVERSITE D'ABOMEY-CALAVI (UAC)

ECOLE POLYTECHNIQUE D'ABOMEY-CALAVI (EPAC)



DEPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

Option : ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

MÉMOIRE DE FIN DE FORMATION

En vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur de conception en Génie Électrique

**THEME : Optimisation de la répartition des charges sur un réseau
électrique de la SBEE : Cas du départ HTA de Zè**

Rédigé par :

Donatien MELLO

Sous l'encadrement de :

Dr. ZOGBOCHI Victor

Enseignant-chercheur à l'EPAC/UAC

Sous la supervision de :

Dr. CHETANGNY Patrice Koffi

Enseignant-chercheur à l'EPAC/UAC

Année académique :2023-2024

DÉDICACE

A l'Éternel Dieu pour toutes Ses Grâces !

A ma Famille !

REMERCIEMENTS

Nous ne saurions présenter ce travail sans pour autant remercier tout d'abord le Seigneur de l'univers pour ses bienfaits dans nos vies. Ensuite, nos remerciements vont à l'endroit des personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail, spécialement à ma famille pour leur soutien indéfectible et leur compréhension tout au long de ce parcours académique exigeant. Nous adressons ensuite nos remerciements :

- ♣ Au Directeur de l'EPAC, Professeur Guy Alain ALITONOU ;
- ♣ Au Directeur Adjoint de l'EPAC, Professeur Vincent PRODJINONTO ;
- ♣ Au Chef département, Dr (MC) Macaire AGBOMAHENA, pour sa disponibilité et ses conseils ;
- ♣ Au Dr. Patrice CHETANGNY, maître de notre présent mémoire pour sa disponibilité ;
- ♣ Au Dr. Victor ZOGBOCHI pour son dynamisme et pour avoir accepté encadrer ce travail ;
- ♣ À tous les ingénieurs de la DEPP pour leur précieux accompagnement et leur contribution dans la réalisation de notre présent mémoire ;
- ♣ À tous ceux qui ont contribué à ce travail, d'une manière ou d'une autre, recevez ici l'expression de ma profonde gratitude.

RÉSUMÉ

Ce travail vise à optimiser la répartition de charges sur le réseau HTA de Zè. Pour atteindre cet objectif, nous avons examiné l'état du réseau existant, ensuite nous avons analysé les méthodes actuelles de répartition des charges et pour finir nous avons formulé le problème d'optimisation de répartition des charges puis analysé les résultats de simulation. L'analyse de 403 nœuds du réseau initial a révélé des pertes actives et réactives respectivement de 1,4 MW et 0,873 MVar et une grande instabilité de tension, avec une tension minimale de 0,6601 p.u., soit une chute maximale de 33,98 %.

L'optimisation par placement de la section 117mm² ou 148mm² réalisée avec l'algorithme génétique NSGA-II, visait à réduire les pertes énergétiques, améliorer le profil de tension, et accroître la rentabilité pour la SBEE. Après l'optimisation par placement des sections 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau de Zè, les pertes actives sont réduites de 67,64% et les pertes réactives de 52,33 %. Le profil de tension est nettement amélioré, atteignant une tension minimale de 0,96 p.u., conforme à la plage définie (0,95 à 1,05 p.u.). L'investissement pour ce projet est **Douze milliards quatre cent millions huit cent soixante-quinze mille trois cent trente cinq virgule un francs CFA (12 400 875 335,1 FCFA)**. Le retour sur investissement est environ **17 ans**, pour un bénéfice annuel net de **Sept cent vingt-cinq millions huit cent soixante-quinze mille cinq cent francs CFA par an (725 875 500 FCFA/an)**. Ces résultats démontrent l'efficacité de la méthode utilisée, applicable à d'autres réseaux de la SBEE.

Mots clés : NSGA-II, répartition optimale, Placement, Optimisation

ABSTRACT

This work aims to optimize the load distribution on the HTA network of Zè. To achieve this objective, we examined the state of the existing network, then we analyzed the current methods of load distribution and finally we formulated the load distribution optimization problem and then analyzed the simulation results. The analysis of 403 nodes of the initial network revealed active and reactive losses of 1.4 MW and 0.873 MVar respectively and a large voltage instability, with a minimum voltage of 0.6601 p.u., or a maximum drop of 33.98%. The optimization by placement of the 117mm² or 148mm² section carried out with the NSGA-II genetic algorithm, aimed to reduce energy losses, improve the voltage profile, and increase profitability for SBEE. After optimization by placing the 117mm² and 148mm² sections on the Zè network topology, active losses are reduced by 67.64% and reactive losses by 52.33%. The voltage profile is significantly improved, reaching a minimum voltage of 0.96 p.u., in line with the defined range (0.95 to 1.05 p.u.). The investment for this project is Twelve billion four hundred million eight hundred and seventy-five thousand three hundred and thirty-five point one CFA francs (12,400,875,335.1 FCFA). The return on investment is approximately 17 years, for a net annual profit of Seven hundred and twenty-five million eight hundred and seventy-five thousand five hundred CFA francs per year (725,875,500 FCFA/year). These results demonstrate the effectiveness of the method used, applicable to other SBEE networks.

Keywords: NSGA-II, optimal allocation, Placement, Optimization

NOMENCLATURE

Grandeurs	Unités
B_{ij} : Susceptance shunts de la ligne entre les jeux de barres i et j	Siemens (s)
G_{mn} : Conductance de la ligne entre les bus m et n	Siemens (s)
I : Intensité	Ampère
I_{ij} : Courant de la ligne ij	Ampère
P : Puissance active	kW
P_G : Puissance active délivrée par le générateur	kW
P_i : Puissance active nette au bus i	kW
$P_{loss,i}$: Perte de puissance active dans la branche i	kW
Q : Puissance réactive	kVAr
Q_G : Puissance réactive délivrée par le générateur	kVAr
Q_i : Puissance réactive de la charge au nœud i	kVAr
R_{ij} : Résistance série de la ligne entre les jeux de barres i et j	Ω
S : Puissance apparente	kVA
S_G : Puissance apparente délivrée par le générateur	kVA
S_i : Puissance apparente de la charge au nœud i	kVA
V : Tension	V
V_i : Tension au nœud i	V
V_0 ou V_{ref} : Tension de référence	V
X_i : Réactance de la branche i	Ω
Z : Impédance	Ω
Z_i : Impédance de branche i	Ω
θ_i et θ_j : Angles de phase aux bus i et j	Dégré

LISTES DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AG : Algorithme Génétique
BT : Basse Tension
BTA : Basse Tension catégorie A
BTB : Basse Tension catégorie B
BCBV : Branch Current to Bus Voltage
BIBC : Bus Injection to Branch Current
CEB : Communauté Électrique Du Bénin
DE : Dispatching Économique
DEPP : Direction des Études, de la Planification et des Projets
GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution
HT : Haute Tension
HTA : Haute Tension catégorie A
HTB : Haute Tension catégorie A
MT : Moyenne Tension
NPGA : Niche Pareto Genetic Algorithm
NSGA : Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm
ONAF : Oil Natural Air Forced
ONAN : Oil Natural Air Natural
PSO : Particles Swarm Optimization
p.u. : per unit
RA : Région de l'Atlantique
RATAD : Région de l'Atacora Donga
RBA : Région Du Borgou Alibori
RL1 : Région du Littoral 1
RL2 : Région du Littoral 2
RMC : Région du Mono Couffo
ROP : Région de l'Ouémé Plateau
RZC : Région du Zou Colline
SBEE : Société Béninoise d'Énergie Électrique
SONEB : Société Nationale des Eaux du Bénin
TBT : Très Basse Tension

TCN : Transmission Company of Nigeria

VEGA : Algorithme Génétique à Évaluation Vectorielle

VRA : Volta River Authority

SOMMAIRE

Sommaire	vii
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralité sur les réseaux électriques et présentation du réseau électrique de Zè .	3
1.1. Généralité sur les réseaux électriques.....	3
1.2. Présentation du réseau électrique au Bénin	9
1.3. Présentation du départ Zè	10
1.4. Revue de littérature sur la répartition des charges dans un réseau électrique	13
Chapitre 2 : Analyse des méthodes actuelles de répartition des charges	15
1.5. Collectes des données et matériels utilisés	15
1.6. Modélisation des réseaux électriques	19
1.7. Revue de littérature sur la méthode de répartition des charges	23
1.8. Algorithme de calcul de la répartition des charges.....	38
1.9. Algorithme de la méthode BIBC/BCBV	39
Chapitre 3 : Méthode d'optimisation	42
3.1. Méthodes d'optimisation pour la répartition des charges.....	42
3.2. Les méthodes Métaheuristiques.....	44
3.3. Les Algorithmes Évolutionnaires	46
3.4. Résolution du problème d'optimisation	51
Chapitre 4 : Simulation du réseau de Zè et présentation des résultats	55
4.1. Écoulement de puissance de la méthode BIBC/BCBV	55
4.2. Présentation des résultats après simulation	55
4.3. Description du projet	57
4.4. Présentation et analyse des résultats de simulation	58
4.5. Analyse économique.....	63
4.6. Impact du projet.....	65

Conclusion générale	67
Références	68
Table des matières	x
Annexe	xiv

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Niveaux de tension [4].....	5
Tableau 2: Les tensions normalisées les plus courantes et le niveau de puissance [5] .	5
Tableau 3: Configuration du réseau de la SBEE	10
Tableau 4: Données sur la pointe de consommation.....	15
Tableau 5: Données sur les lignes	16
Tableau 6: Données sur les sections.....	17
Tableau 7 : Paramètre du NSGA-II	57
Tableau 8 : Paramètre des sections de câble	58
Tableau 9 : Résultat de l'optimisation par placement de la section de câble 117mm ² sur l'altère principale.....	58
Tableau 10 : Résultat de l'optimisation par placement de la section de câble 148 sur l'altère principale.....	59
Tableau 11 : Résultat de l'optimisation par placement des sections de câble 117 et 148 sur la topologie du réseau de Zè	61
Tableau 12 : Analyse économique du projet	64

LISTES DES FIGURES

Figure 1: Schéma simplifié d'un réseau électrique [1]	4
Figure 2 : Schéma d'une structure radiale.....	7
Figure 3 : Schéma d'une structure en boucle	8
Figure 4 : Schéma de la structure en maille	8
Figure 5: Schéma unifilaire du poste source de Glo-Djigbé	11
Figure 6: Cartographie du départ Zè	12
Figure 7: Interface de Google Earth	18
Figure 8: Interface Excel	18
Figure 9: Interface MATLAB	19
Figure 10 : Modèle d'un générateur [13]	21
Figure 11: Modèle d'une ligne de transmission en π	21
Figure 12: Modèle d'une charge	22
Figure 13: Modèle d'un élément shunt	22
Figure 14 : Modèle d'un transformateur	23
Figure 15: Modèle d'une ligne triphasée.....	26
Figure 16: Réseau de distribution.....	32
Figure 17: Réseau de distribution faiblement maillé	34
Figure 18: Modèle d'une ligne triphasée.....	36
Figure 19: Ligne triphasée.....	37
Figure 20 : Organigramme de la méthode BIBC/BCBV	40
Figure 21 : Algorithme de calcul de la répartition de charge	41
Figure 22: Classification des méthodes Métaheuristiques [11]	45
Figure 23 : Principales catégories des algorithmes évolutionnaires [14]	46
Figure 24 : Fonctionnement d'AG pour un problème POM	48
Figure 25 : Distance crowding[11].....	50
Figure 26 : Fonctionnement du NSGA-II	51
Figure 27 : Profil de tension du réseau existant de Zè	56
Figure 28 : Profil de tension pour l'optimisation de la section 117 sur l'altère principale	59
Figure 29 : Profil de tension pour l'optimisation de la section 148mm ² sur l'altère principale	61

Figure 30 : Optimisation par placement des sections de câble 117mm ² et 148mm ² sur la topologie du réseau.....	62
Figure 31 : Chute de tension maximale avant et après optimisation.....	63

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'énergie électrique est une composante essentielle de notre vie quotidienne. De l'éclairage de nos foyers à l'alimentation de nos industries, en passant par le fonctionnement de nos appareils électroniques, son rôle est omniprésent. Cette énergie, avant de parvenir à nos foyers, entreprises et usines, traverse les installations du réseau électrique, permettant ainsi son transport depuis les centrales de production thermiques, hydrauliques, photovoltaïques ou nucléaires [1]. Pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique, ce réseau électrique dispose de milliers de kilomètres de ligne, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage bien dimensionnés [2].

Dans tous les pays utilisant de l'énergie électrique, le transport de cette énergie repose sur une structure hiérarchisée, allant de la production à la distribution en passant par la transmission via des lignes dédiées. Chaque niveau de cette hiérarchie s'accompagne de tensions spécifiques, adaptées aux différentes étapes du processus. Toutefois, le transport d'électricité s'accompagne souvent de pertes en lignes, engendrant des chutes de tension significatives qui peuvent affecter la fiabilité et la disponibilité du réseau. L'augmentation progressive des charges sur les réseaux électriques pose également un risque de surcharge, pouvant mener à un effondrement du réseau en cas de pic excessif de la demande. Pour répondre à ces défis, des pays en développement en Afrique de l'Ouest, comme le Bénin, mettent en œuvre divers projets d'amélioration et des plans de maintenance pour anticiper et limiter les perturbations, assurant ainsi une distribution énergétique stable et efficace.

Cependant, pour mettre en œuvre ces projets, c'est à dire maintenir l'équilibre, la résilience du réseau, réduire les pertes et stabiliser la tension dans ce type de réseau, il est crucial de faire une gestion ou répartition de charges sur le réseau électrique tout en faisant une optimisation des charges sur le réseau. Le présent travail intitulé « **Optimisation de la répartition des charges sur un réseau électrique de la SBEE : Cas du départ HTA de Zè** » s'inscrit dans cette démarche d'étude et a pour cadre, le réseau HTA de la zone de Zè. Il permettra de faire une gestion de façon optimale des charges sur le réseau électrique de la SBEE afin d'améliorer l'efficacité, la fiabilité du système, la stabilité de la tension et la résilience du réseau. Le travail sera structuré en 4 parties :

- Le premier chapitre sera consacré à la présentation de la généralité sur les réseaux électriques puis une présentation du réseau électrique du réseau HTA de Zè ;

- Le deuxième chapitre sera consacré à la présentation et une revue des méthodes utilisées pour la gestion ou la répartition des charges ;
- Le troisième chapitre sera consacré à la description de la méthode d'optimisation utilisée dans notre présent travail ;
- Le quatrième chapitre sera consacré à la simulation et à la présentation des résultats.

CHAPITRE 1 : GÉNÉRALITÉ SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET PRÉSENTATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE ZÈ

Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons tout d'abord les notions générales relatives aux réseaux électriques, avant de passer à la description du réseau électrique de Zè. Nous concluons par une revue de la littérature sur la répartition des charges dans un réseau électrique.

1.1. GÉNÉRALITÉ SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1.1.1. Définition réseau électrique

Un réseau, c'est d'abord un certain nombre de fonctions et de comportements d'ensemble, qu'il faut définir, mettre en œuvre, maîtriser grâce à une conception et une exploitation convenable. Ce sont ensuite des ouvrages et des matériels (lignes aériennes et souterraines, postes, câbles, appareillage, transformateurs, parafoudres, etc.) qui, assemblés, forment le réseau physique ; la qualité conditionne très largement celle du réseau, donc celle de la desserte en électricité de ses clients. C'est enfin tout un ensemble d'automatismes et de transmission d'informations et de commandes, ensemble coordonné, donc système nerveux absolument indispensable à la protection des ouvrages et des matériels, à la robustesse du réseau vis-à-vis des défaillances internes et des agressions extérieures telles la foudre et les conditions climatiques extrêmes ; système indispensable aussi à la maîtrise par l'exploitant d'un outil technique qui, pour les réseaux publics, du moins, n'est pas concentré en un site, mais couvre des milliers et des centaines de milliers de kilomètres carrés.[3]

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques..., avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voir très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.[3]

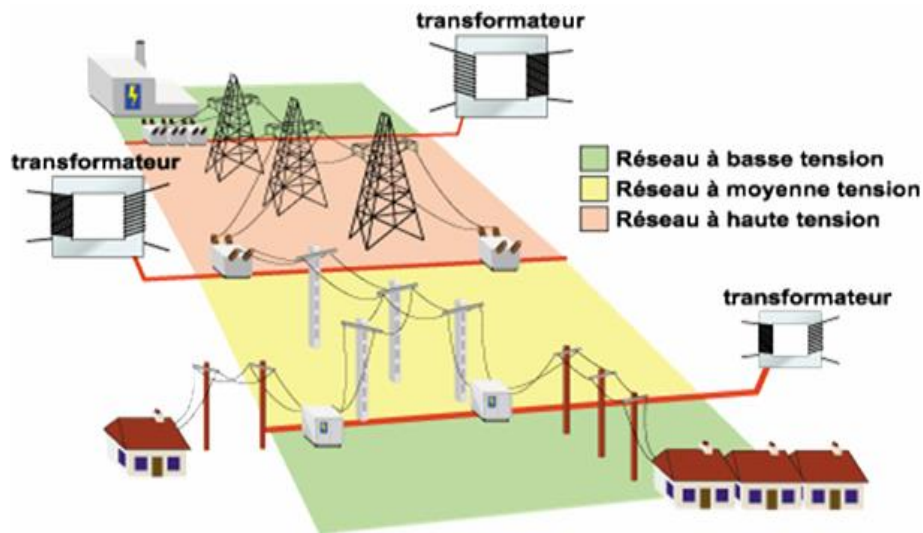


Figure 1: Schéma simplifié d'un réseau électrique [1]

Un réseau électrique est un système maillé mettant en œuvre :[4]

- **Des nœuds** (ou postes) où sont raccordés : les centrales (centre de production), les charges (consommation) et les lignes électriques (élément du réseau).
- **Des branches** (ou lignes électriques) : qui interconnectent les nœuds. Le maillage du réseau améliore la disponibilité de l'alimentation en énergie aux usagers, la stabilité et la qualité du produit électrique car les deux dépendent de la puissance de court circuit, laquelle augmente avec le maillage ou plus exactement avec le nombre et la puissance des centres de production installés et raccordés.

1.1.2. Classification des réseaux électriques

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est classifié en quatre principales subdivisions à savoir le réseau de production, de transports, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs.

1.1.2.1 Suivant les niveaux de tension

Les niveaux de tension définissent les puissances à transporter et fixent les dimensions des lignes ainsi que le matériel des postes[5]. Le tableau ci-dessous représente les différents niveaux de tension.

Tableau 1: Niveaux de tension [4]

Domaine de Tension		Valeur de la Tension Nominale (U_n en Volts)	
		Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau 2: Les tensions normalisées les plus courantes et le niveau de puissance [5]

Tension	Catégorie	Type de réseau	Puissance maximale de ligne
400 V	Basse Tension (BT)	Réseau de distribution	Environ 250 kVA
15kV	Haute Tension A (HTA)	Réseau de distribution	Entre 10 et 15 kVA
20 kV			
30kV			
63kV	Haute Tension B (HTB)	Réseau de répartition	De 100 à 150 MVA
90kV			
110kV			
225kV	Haute Tension B (HTB)	Réseau de transport	De 500 à 1500 kVA
380 kV			

1.1.2.2 Suivant leur rôle

Les réseaux électriques sont généralement conçus pour faire transiter l'énergie électrique des stations de productions jusqu'aux consommateurs. A chaque étape de ce transit, les niveaux de puissance et les conséquences varient ; ce qui permet de différencier les types de réseaux. On distingue trois types de réseaux classés par ordre suivant leur fonction.

❖ **Le réseau de transport**

Le réseau de transport ou de haute tension de niveau B (HTB) (225kV ; 400kV). Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité de service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc. En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale.[6]

❖ **Le réseau de répartition**

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (63kV ; 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.[6]

❖ **Le réseau de distribution**

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution (400V ; 20kV). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée.[6]

1.1.3. Différentes structures du réseau de distribution électrique [5]

Il existe quatre structures différentes des réseaux de distribution :

1.1.3.1 Structure radiale

Elle est recommandée automatiquement dans toutes les installations industrielles. Son principe est d'assurer une liaison unique entre la source et le récepteur. La structure radiale possède des avantages dont on peut citer :

- ❖ La plus simple ;
- ❖ Elle est moins onéreuse ;
- ❖ Elle nécessite une protection par appareillage simple.

Cependant, elle présente quelques inconvénients tels que des chutes de tension importantes ainsi que la mise hors service des consommateurs sans aucune possibilité de secours en cas de coupure en tête de ligne.

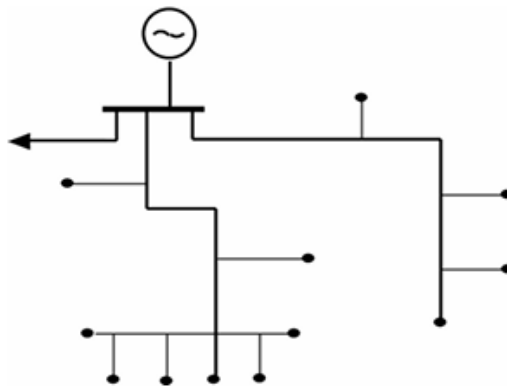


Figure 2 : Schéma d'une structure radiale

1.1.3.2 Structure en boucle

Dans un réseau bouclé, une ligne est issue d'un poste d'interconnexion et y revient après avoir alimenté plusieurs postes de transformation. Cette structure possède des avantages dont on peut citer :

- ❖ Faibles chutes de tension ;
- ❖ Un seul dispositif de protection par boucle ;
- ❖ Un bon rendement.

Cependant, elle présente différents inconvénients, tels qu'un courant de court-circuit très élevé, une réalisation coûteuse, une difficulté d'exploitation.

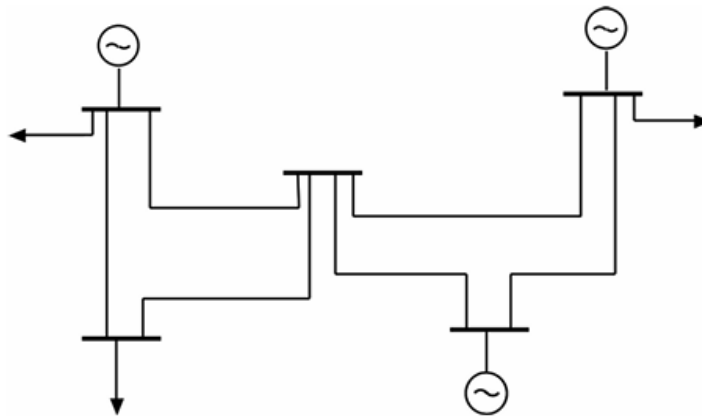


Figure 3 : Schéma d'une structure en boucle

1.1.3.3 Structure en maille

Tous les postes débitent en parallèle et entièrement bouclés sur eux même. Généralement, cette structure est adoptée dans les agglomérations. Elle présente aussi des avantages se résument.

- ❖ Bonne continuité de service ;
- ❖ Bon rendement et faible chute de tension.

Cependant, elle présente quelques inconvénients tels que, la réalisation est coûteuse et procédée d'une étude très complexe, et un fort courant de court-circuit.

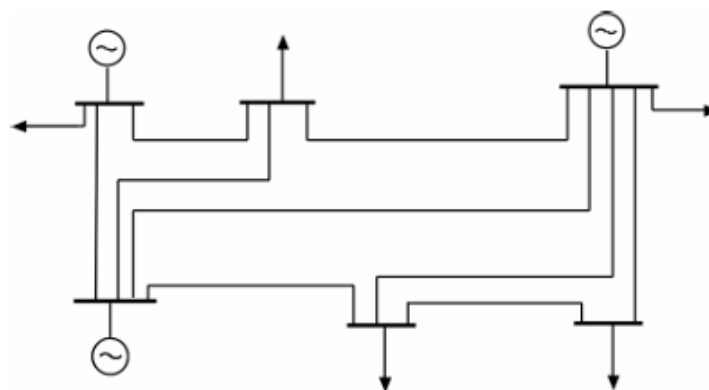


Figure 4 : Schéma de la structure en maille

1.1.3.4 Réseau arborescent

C'est un circuit constitué d'une canalisation alimentant plusieurs charges d'un même Point, cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Cette structure présente des avantages comme des faibles chutes de tension et une bonne sécurité d'exploitation. Comme elle présente aussi des inconvénients, tels qu'un fort courant de court-circuit et réalisation coûteuse.

1.2. PRÉSENTATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE AU BÉNIN

Le transport de l'énergie électrique au Bénin est assuré par la Communauté Electrique du Bénin (CEB). Cette entité se charge de l'importation de l'énergie auprès de la TCN (Transmission Company of Nigeria) du Nigéria ainsi que de la VRA (Volta River Authority) du Ghana. En territoire béninois, le réseau de transport de l'énergie électrique englobe :

- Une ligne monoterne de 161kV prenant source au poste CEB KARA (Togo) et reliant le poste CEB DJOUGOU ;
- Une ligne monoterne de 161kV prenant source au poste de NAGBETO (Togo) et reliant le poste CEB BOHICON ;
- Une ligne double terne de 161kV prenant source au poste CEB MOMEHAGOU (Togo) et reliant les postes CEB MARIA-GLETA et CEB ALLADA ;
- Une ligne monoterne de 330kV prenant source au poste d'IKEJA (Nigéria) et reliant le poste de SAKETE.

L'approvisionnement en électricité de la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE) dépend du réseau interconnecté de la Communauté Electrique du Bénin (CEB). Le réseau de transport de la SBEE se compose de 136,11Km de ligne HTB 63kV reliées à 14 postes sources de la CEB repartis sur l'ensemble du territoire national. Les centrales de production électrique situées sur le territoire béninois injectent leur production dans ce réseau de transport. Le réseau de distribution de la SBEE est constitué de l'ensemble des lignes moyennes tension et basse tension. Les départs moyenne tension alimentent les postes de transformation moyenne et basse tension, situés soit dans des cabines (postes H59) ou sur poteaux (postes H61). Ces postes peuvent être installés dans des armoires dans certains cas exceptionnels dictés par des contraintes d'exploitation. Ils fournissent également de l'électricité aux gros consommateurs. Les ouvrages sont réalisés sous forme de lignes aériennes ou de câbles enterrés selon les contraintes environnementales et la typologie des charges. Le réseau souterrain est organisé en coupures d'artère alors que les lignes aériennes adoptent une structure radiale. La distribution de l'énergie électrique en MT du réseau de la SBEE s'effectue à travers les niveaux de tensions appropriées :

- RATAD et RBA => 33 kV
- RZC, ROP, RMC => 20kV
- RL1 et RL2 => 15 kV
- RA => 20kV et 15 kV

Le tableau ci-dessous présente des détails sur la configuration du réseau de la SBEE ; notamment le nombre de postes sources et de répartitions, de départs, de postes de distribution H59 et H61, les longueurs respectives des réseaux HTA et BT ainsi que le nombre de consommateurs.

Tableau 3: Configuration du réseau de la SBEE

Départs HTA	146
Postes sources et de répartition HTA	32
Postes de distribution H59 HTA/BT	736
Postes de distribution H61 HTA/BT	2790
Longueur réseau HTA (en km)	6189
Longueur réseau BT (en km)	6700
Nombre de clients ou consommateurs	605144

1.3. PRÉSENTATION DU DÉPART ZÈ

Les postes de répartition jouent un rôle crucial dans la distribution d'électricité, en particulier dans des zones telles que l'Atlantique, où le poste source de GLO-Djigbé se distingue. Situé précisément dans la commune d'Abomey-Calavi, ce poste source HTB/HTA de 161/20 kV reçoit l'énergie à une tension de 20 kV provenant de la CEB AVAKPA. Cette énergie est ensuite redirigée vers le réseau local grâce à cinq (05) départs distincts.

Au cœur de ce système, on trouve deux transformateurs de puissance tertiaire. Le premier transformateur, T1, a une capacité de 40 MVA et opère sous un rapport 161/20 kV selon un système ONAN ; il est actuellement le seul en fonctionnement et sert à alimenter les entreprises locales ainsi que les usagers. Le second transformateur, T2 avec une puissance de 40 MVA et également conçu pour du 161/20 kV mais opérant en système ONAF. Le poste est équipé d'une rame où se trouvent divers composants essentiels :

- Une cellule arrivée 20kV
- Cinq Départs nommés Départ SIPI_Ancien, Départ SIPI_New1, Départ SIPI_New2, Départ SONEB et Départ Zè
- Cellule de mesure

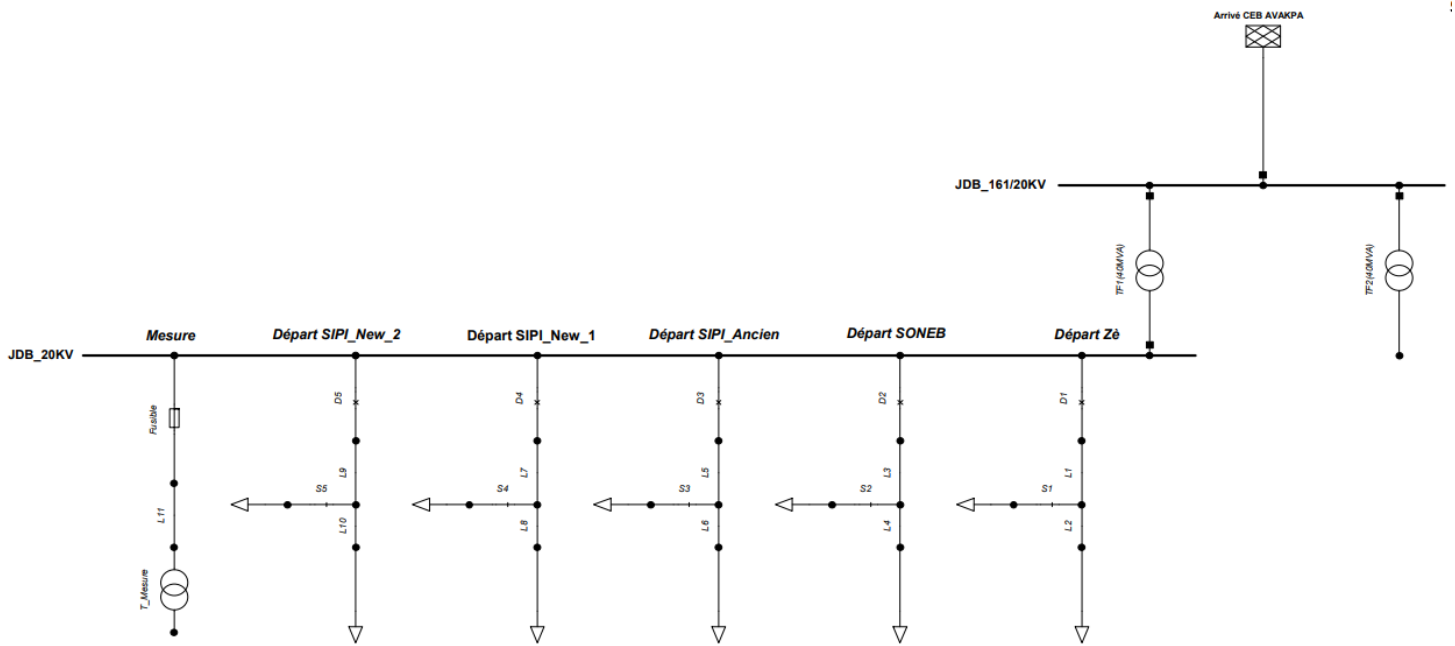
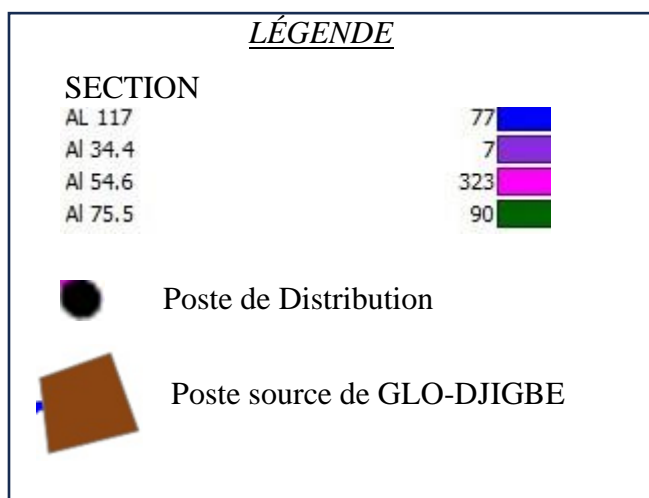


Figure 5: Schéma unifilaire du poste source de Glo-Djigbé

Le réseau de Zè est vital pour la distribution d'électricité dans les régions de Zè et leurs environs. Ce vaste réseau se termine par une série de 190 postes environs de distribution basse tension. L'installation de ces postes varient dans leur conception ; certains sont abrités dans des cabines, on peut noter les postes sur Châssis, Maçonnerie, Préfabriqué, sur Poteau. Les capacités de ces postes varient également. On note des postes de puissances telles que 50kVA, 100kVA, 160kVA, 250kVA, 400kVA et jusqu'à 630kVA.



Figure 6: Cartographie du départ Zè



1.4. REVUE DE LITTÉRATURE SUR LA RÉPARTITION DES CHARGES DANS UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

La répartition des charges dans un réseau électrique, c'est-à-dire la distribution de l'électricité aux différents utilisateurs et secteurs, est un aspect crucial pour garantir l'efficacité opérationnelle du réseau. Une répartition optimisée des charges permet de minimiser les pertes d'énergie, d'assurer une meilleure qualité de service et de prévenir les surcharges qui peuvent conduire à des pannes. Ainsi, Une optimisation efficace de la répartition des charges nécessite donc l'utilisation de modèles mathématiques et d'algorithmes sophistiqués pour anticiper et répondre aux variations de la demande tout en respectant les limites opérationnelles du réseau. La répartition optimale des charges dans les réseaux électriques a fait objet de plusieurs recherches :

- **Mostefaoui Abdelkader en 2008**, a travaillé sur : *Étude de la répartition optimale des puissances dans un réseau électrique par la Programmation non linéaire* et a présenté une approche de formulation et un algorithme de solution du problème de la répartition optimale des puissances actives d'un réseau électrique par la programmation non linéaire. Ce modèle basé sur la programmation non linéaire, plus simple a été introduit pour le contrôle à temps réel. Il a donc développé une solution algorithmique, basé sur cinq (05) méthodes non linéaires choisies, qui à permet de produire un outil (logiciel d'optimisation) pratique qui peut d'être utilisé pour un dispatching réel, comme un outil pédagogique et aussi comme un outil de comparaison pour la validation d'autre modèles. [7]
- **HADJ-SAID Ahmed en 2009**[8], a fait son étude sur : *Étude des répartitions de charges dans un réseau de distribution – Application aux courts-circuits* et a montré l'utilité de calcul de la répartition des charges. Cependant plusieurs méthodes ont été proposées et utilisées ; mais ne s'adaptant pas toujours avec tous les modèles et les caractéristiques des réseaux ; dans ce cas, il a été judicieux de choisir une méthode très simple avec son approche directe pour le calcul de la répartition des charges. Dans cette dernière deux matrices ont été développées à partir des caractéristiques topologiques des systèmes de distribution, et elles sont utilisées pour résoudre le problème d'écoulement de puissance : la matrice BIBC et la matrice BCBV. Les résultats ont montré que la méthode proposée est adaptée pour la distribution de charges dans les systèmes à grande échelle ; ainsi que les questions liées au fonctionnement des systèmes de distribution, comme le fonctionnement polyphasés phases déséquilibrés.

- **ELMAADI Réda en 2019**, a travaillé sur le thème : *Calcul de la Répartition de Puissance* où il a étudié les principaux éléments qui constituent un réseau électrique et traiter en détaille l'analyse de l'écoulement de puissance. Il a donné les principales méthodes itératives de la répartition de puissance dans le dispatching économique du réseau d'application, on a commencé par la formation de ensuite l'application de la méthode de Newton Rafeson pour calculer les coefficients de pertes, et enfin le programme de dispatching. Il a abordé l'optimisation de la répartition des puissances en minimisant le coût total de génération sous les différentes contraintes d'égalité et d'inégalité reflétant respectivement l'équilibre et la sécurité de fonctionnement puis un modèle du réseau de 26 nœuds à été choisis pour valider notre algorithme, et enfin le programme est développé sous l'environnement de MATLAB. [10]
- **ASMA ZAOUÏ et WAFÀ REGOUTA en 2020**, ont abordé la thématique : *Répartition Optimale des puissances dans un réseau électrique par l'Intelligence Artificielle* et ont présenté l'optimisation de la répartition des puissances en se basant sur la recherche du point de fonctionnement optimal en minimisant le coût et émission des gaz toxique sous les différentes contraintes d'égalité et d'inégalité reflétant respectivement l'équilibre (Demande- Génération), Dispatching Economique (DE) avec les contraintes pratiques nommé Ramp (Ramp Down, Ramp Up). Ces derniers peuvent être calculés par utilisation de la méthode des coefficients B. Plusieurs modèles de tailles différentes ont été choisis pour valider notre algorithme qui sont des réseaux test (3unités, 10unités) Le programme est développé sous l'environnement de MATLAB version. Les résultats des réseaux test standard présentent des performances acceptables de point de vue perte de puissance, ainsi qu'un strict respect des conditions techniques à la puissance active généré et perte. [11]

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté les concepts généraux relatifs aux réseaux électriques ainsi que les points essentiels qui les caractérisent. Nous avons ensuite décrit le réseau électrique de la SBEE au Bénin, en mettant l'accent sur la région concernée par notre étude. Enfin, nous avons clôturé ce chapitre par une revue de la littérature concernant la répartition optimale des charges au sein d'un réseau électrique. Le chapitre suivant sera consacré à la présentation de la méthodologie adoptée pour résoudre notre problématique, ainsi qu'aux différentes méthodes de répartition des charges.

CHAPITRE 2 : ANALYSE DES MÉTHODES ACTUELLES DE RÉPARTITION DES CHARGES

Introduction

Dans cette section, nous exposerons la méthodologie employée pour notre étude. Ensuite, nous ferons une revue de littérature sur les méthodes de calcul de la répartition des charges, puis nous présenterons méthode d'écoulement de puissance et finir par exposer l'algorithme de calcul de la répartition des charges.

1.5. COLLECTES DES DONNÉES ET MATÉRIELS UTILISÉS

1.5.1. Collectes des données

Pour obtenir les données nécessaires pour notre étude, nous avons employé divers modes de collecte. Nous avons notamment recueilli des données au cours d'entretiens.

Nous avons mené des entretiens avec le Responsable Centre Technique de la zone concernée afin d'obtenir les données du réseau. Nous avons également interviewé les ingénieurs de la DEPP, pour prendre connaissance des informations cruciales du réseau de Zè. Les moments d'échange, préparé d'avance par l'élaboration d'un questionnaire nous ont permis de recueillir les informations et les fichiers que nous avons eu à traiter dans les logiciels MATLAB et Excel.

1.5.1.1 Types de données

Nous avons collecté des informations sur les pics de consommation enregistrés en 2023 pour le départ Zè durant plusieurs mois critiques.

➤ Données sur les pointes de consommation

Tableau 4: Données sur la pointe de consommation

Mois	Pics de consommation 2023 (MW)
Octobre	6,8
Novembre	6,85
Décembre	7,83

➤ Données sur les lignes ou branches

Les données collectées sur les lignes concernent les types de câble disponible sur le réseau, les sections des câbles, le type de ligne (monoterne ou double terne), le courant maximale sur la ligne.

Tableau 5: Données sur les lignes

Données	34,4 AL 1T	54,6 AL 1T	75,5 AL 1T	117 AL 1T
Résistance direct R1 (Ohm/km)	0.124	0.595	0.416	0.261
Réactance direct X1 (Ohm/km)	0.123	0.3699	0.3776	0.372
Capacitance direct C1 (μ F/Km)	0.29	0.00996	0.00976	0.00991
Résistance homopolaire R0 (Ohm/km)	0.55	0.8913	0.7123	0.5573
Réactance homopolaire X0 (Ohm/km)	0.18	2.071	2.081	2.075
Capacitance homopolaire C0 (μ F/Km)	0.29	0.00409	0.00432	0.004 36

Tableau 6: Données sur les sections

SECTIONS	NOMBRE DE SECTION	LONGUEUR (m)
AL 117	77	37 316,92
AL 34,4	7	1 228,57
AL 54,4	323	124 625,56
AL 75,5	90	55 640,57
Longueur Totale : 218 801,62 m		

➤ Données sur les transformateurs

Les charges sont réparties sur différentes puissances sur le réseau de Zè.

Tableau 2- 1 : Postes de distribution du départ Zè

Puissance Installée en KVA	Nombre de postes	Puissance Totale (kVA)
50	1	50
100	55	5500
160	113	18080
250	10	2500
400	6	2400
630	5	3150
Total	190	31680

1.5.2. Matériels

Dans le cadre de notre étude, nous avons eu recours à plusieurs outils :

▪ **Google Earth :**

Dans cette étude, l'outil de visualisation Google Earth a été employé pour simplifier la cartographie et l'analyse géospatiale du réseau de Zè. Il nous a offert une visualisation détaillée et précise de la zone étudiée, facilitant ainsi une meilleure compréhension des infrastructures présentes sur le réseau. Cela a permis de mener une analyse plus poussée et de formuler des recommandations pour son optimisation.

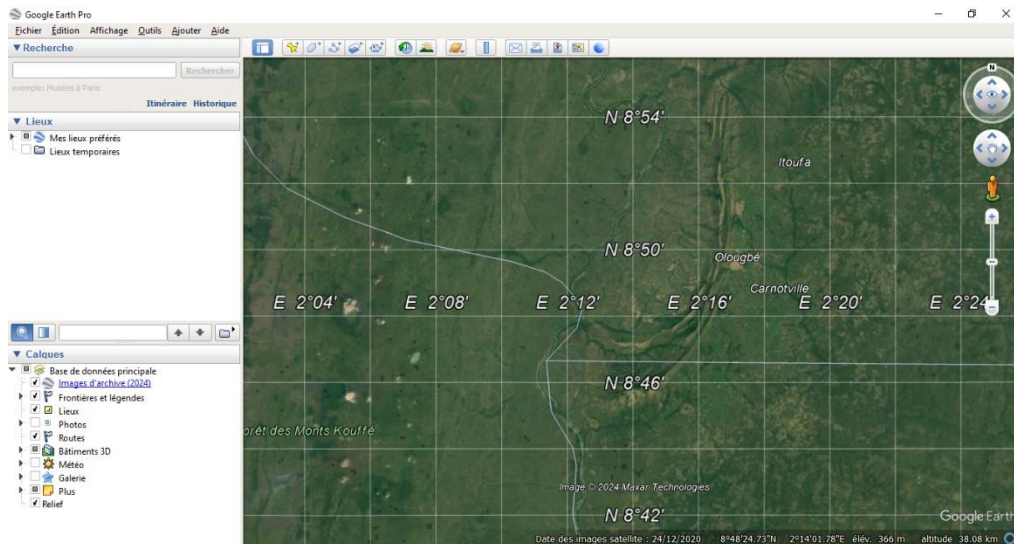


Figure 7: Interface de Google Earth

❖ Excel :

L'outil Excel a aussi été employé pour le traitement des données et des fichiers collectés, ainsi que pour la visualisation graphique. Grâce à cela, nous avons pu analyser les résultats de nos simulations de manière efficace, ce qui a fourni une interprétation claire et approfondie des informations recueillies.

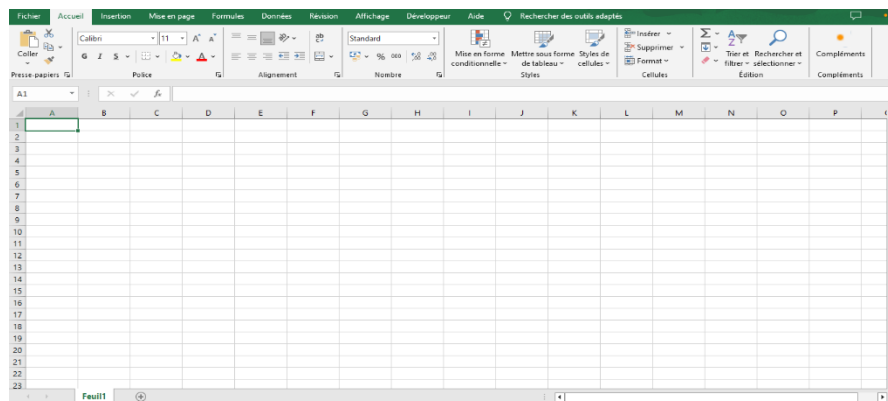


Figure 8: Interface Excel

❖ MATLAB :

Le logiciel MATLAB a été utilisé pour la modélisation et la simulation du départ Zè. Ce logiciel a permis également de simuler l'écoulement de puissance du réseau de Zè dans le but d'optimiser les performances techniques du réseau pour rendre stable et fiable le réseau. Le logiciel MATLAB est caractérisé par certains points que sont :

- La manipulation des matrices à petite et grande échelle ;
- La visualisation des courbes et des données ;
- La mise en œuvre de plusieurs algorithmes d'écoulement de puissance ;

- L'élaboration des modèles sous forme matricielle.

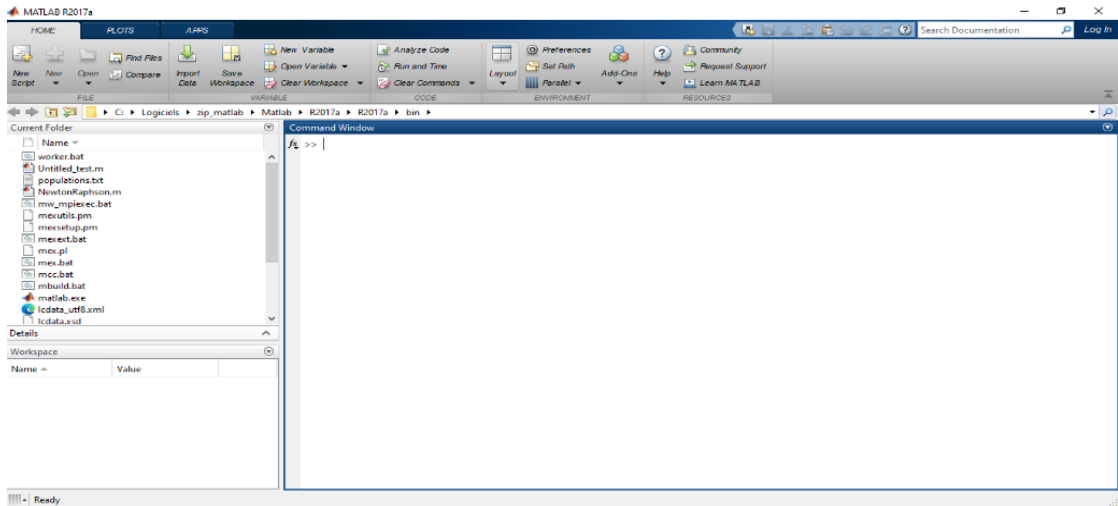


Figure 9: Interface MATLAB

1.6. MODÉLISATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1.6.1. Constitution du réseau électrique [12]

Les grandeurs d'un système d'énergie électrique telles que la tension, le courant la puissance et l'impédance sont souvent exprimés en unités relatives ou en pourcentage par rapport à une grandeur de base de référence donnée (Système p.u : per unit).

Un des avantages notables de l'utilisation du système d'unités relatives est que, grâce à un choix judicieux des grandeurs de base, le schéma transformateur est considérablement simplifié. Ainsi le transformateur idéal peut être éliminé, de telle sorte que les tensions, les courants, les impédances et les admittances convertis en unités relatives ne changent pas lorsqu'elles sont rapportées du primaire au secondaire et inversement. Cela est un avantage considérable pour des réseaux importants.

Les grandeurs en unités relatives sont déterminées la manière suivante :

$$\text{Grandeur en (p.u)} = \frac{\text{grandeur actuelle}}{\text{grandeur base}}$$

$$\Rightarrow I(p.u) = \frac{I}{I_{base}} ; V(p.u) = \frac{V}{V_{base}} \quad (2-1)$$

Pour pouvoir convertir toutes les grandeurs électriques en p.u, il faut se fixer de manière arbitraire deux grandeurs indépendantes de base en un point donné du système électrique.[12]

$$S_{base} = 3.V_{base} . I_{base} \quad (2-2)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2-3)$$

$$R (p.u) = \frac{\bar{R}}{S_{base}} \quad (2-4)$$

$$X (p.u) = \frac{\bar{X}}{S_{base}} \quad (2-5)$$

$$P (p.u) = \frac{\bar{P}}{S_{base}} \quad (2-6)$$

$$Q (p.u) = \frac{\bar{Q}}{S_{base}} \quad (2-7)$$

$$Z (p.u) = R (p.u) + jX (p.u) \quad (2-8)$$

I : Courant de branche ;

V : Tension ;

R : Résistance ;

X : Réactance ;

S : Puissance apparente ;

Z : Impédance ;

P : Puissance active ;

Q : Puissance réactive.

1.6.2. Modélisation des composants du réseau électrique

Les éléments qui interviennent dans le problème de répartition des charges sont ceux qui sont exposés à des hautes tensions et à des forts courants, à savoir : générateurs de puissance (Machine synchrone), charges électriques, lignes de transports, transformateurs de puissances et compensateurs statiques.

1.6.2.1 Modélisation du générateur

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants [13]. Le générateur est considéré comme le cœur du réseau électrique, il assure la production de l'énergie électrique demandé par le consommateur [12].

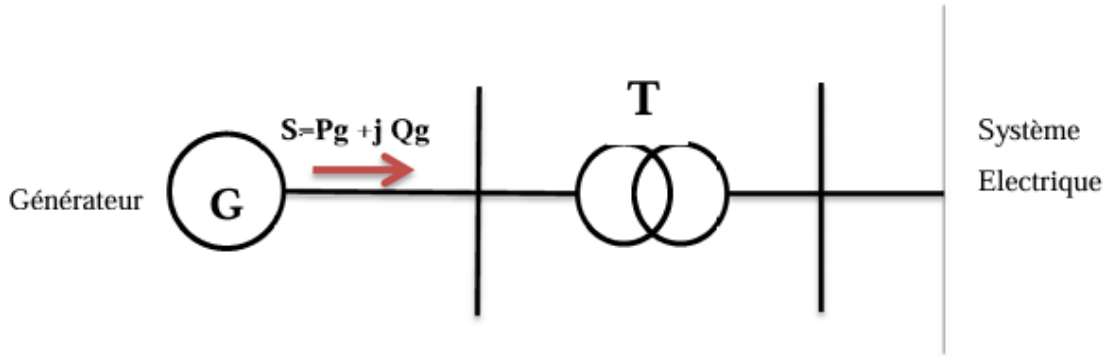


Figure 10 : Modèle d'un générateur [13]

La puissance apparente délivrée par le générateur donné par :

$$S = P_g + jQ_g \quad (2-9)$$

1.6.2.2 Modélisation des branches

Les lignes de transmission de l'énergie électrique entre les nœuds i et j généralement représentée par le schéma équivalent par phase de type pi (π) [13], comme indiqué sur la figure ci dessous : [13]

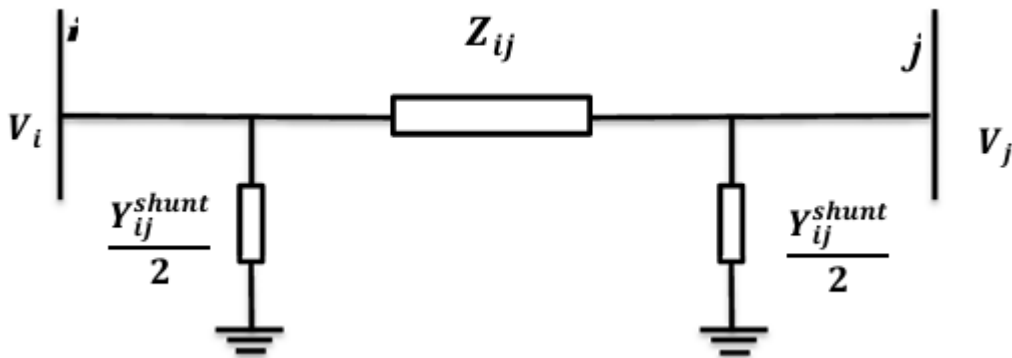


Figure 11: Modèle d'une ligne de transmission en π

Ce modèle est caractérisé par les paramètres suivants : [13]

- L'impédance série ou longitudinale par phase (Z) exprimée en (Ω) donnée par :

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad (2-10)$$

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

- L'admittance shunt par phase (Y) exprimée en (en Siemens) donnée par :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2-11)$$

Où G_{ij} et B_{ij} sont, respectivement, la conductance et la susceptance capacitive shunts de la ligne entre les jeux de barres i et j .

1.6.2.3 Modélisation des charges

Les charges représentent les consommateurs connectés au réseau. Elles correspondent à des injections négatives aux nœuds. La plupart des charges représentent une station. Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prise de charges variables où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant. [14]

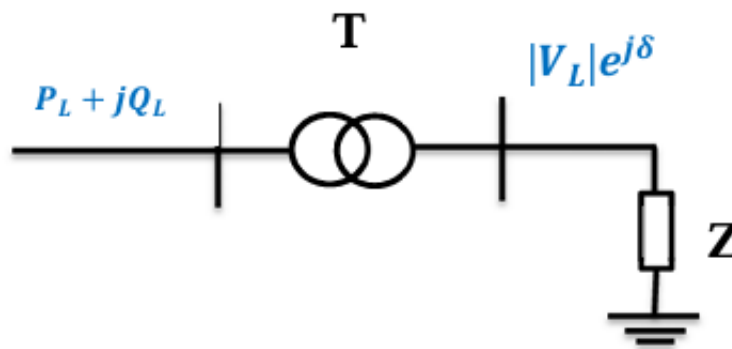


Figure 12: Modèle d'une charge

1.6.2.4 Élément shunt

Les éléments shunt sont les batteries de condensateurs et les réactances (selfs) qui sont utilisés pour fournir ou absorber la puissance réactive afin d'obtenir un meilleur profil de tension. [13]

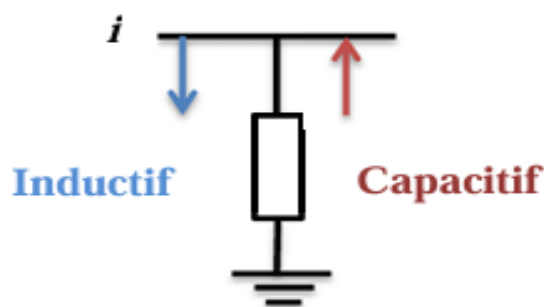


Figure 13: Modèle d'un élément shunt

1.6.2.5 Les transformateurs à prise variable

Le modèle du transformateur d'énergie électrique est présenté sur la figure suivante :

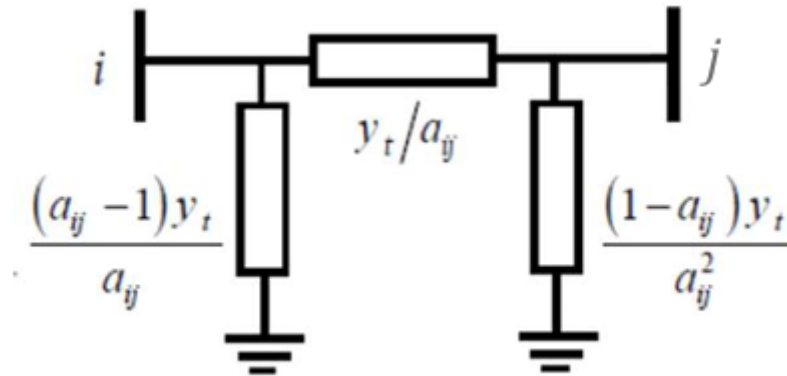


Figure 14 : Modèle d'un transformateur

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre les nœuds i et j s'écrit :

$$\begin{pmatrix} \frac{y_{ij}}{a^2} & -\frac{y_{ij}}{a} \\ -\frac{y_{ij}}{a} & y_{ij} \end{pmatrix} \quad (2-12)$$

Avec :

- y_{ij} : l'admittance de la ligne i-j ;
- a_{ij} : le rapport de régleur de charge.

1.7. REVUE DE LITTÉRATURE SUR LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES CHARGES

Les méthodes les plus couramment utilisées pour résoudre les problèmes de répartition des charges sont les méthodes classiques, telles que Gauss-Seidel ou Newton-Raphson, particulièrement adaptées aux systèmes maillés en haute tension. Cependant, ces techniques présentent des limitations dans les systèmes de distribution en raison du rapport R/X. Ainsi, diverses méthodes ont été développées pour la répartition de charge dans les systèmes radiaux.

1.7.1. Méthode 1

➤ **Un algorithme pour l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution radial**[15]

La méthode est basée sur la matrice d'incidence élément.

1.7.1.1 Distribution de charges

Les équations de load flow pour un réseau radial, sont obtenues par la relation entre la puissance complexe spécifiée du nœud, et la tension du nœud.

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i(V_i^* - V_j^*)Y_{ij}^* \quad (2-13)$$

Avec : S_{ij} la puissance coulant du nœud i vers le nœud j ;

Et * le conjugué du nombre complexe.

La puissance spécifiée du ième nœud est exprimé par :

$$P_i + jQ_i = \sum_{j \in K(i)} P_{ij} + jQ_{ij} \quad (2-14)$$

$K(i)$ est l'ensemble des nœuds qui sont connectés au nœud i ; P_i et Q_i la puissance active, et réactive du nœud i.

1.7.1.2 Formulation de la méthode proposée pour les nœuds de charge (PQ)

Dans un réseau de distribution comportant n nœuds, on compte (n-1) lignes (ou éléments). Les courants dans les branches peuvent être exprimés en fonction des courants des nœuds. Pour un élément reliant le nœud i au nœud j, le courant du nœud j peut être exprimé par l'équation suivante :

$$I_j = I_{ij} - \sum_{K(j)} I_{jK(j)} \quad (2-15)$$

$K(j)$ est l'ensemble des nœuds qui sont connectés au nœud j.

$$I_{bus} = [I_{b2} I_{b3} \dots \dots I_{bn}]^T \quad (2-16)$$

La relation entre les courants des branches et les courants des nœuds est :

$$I_{bus} = K \cdot I_{branch} \quad (2-17)$$

Avec K matrice d'incidence nœuds branches c'est une matrice d'ordre n-1 ; les éléments sont numérotés de manière classique, à savoir le nom de l'élément « ij » est j-1. La matrice est construite de la manière suivante :

1. Les éléments diagonaux de la matrice K sont égales à 1 c'est-à-dire $K(j,j)=1$;
2. Pour chaque élément j du réseau, $m(j)$ est l'ensemble des éléments relié à son extrémité $K(j, m(j)) = -1$;
3. Tous les éléments restants sont nuls.

$$I_{branch} = K^{-1} \cdot I_{bus} \quad (2-18)$$

Cette relation peut également être étendue aux puissances, permettant d'établir un lien entre les puissances aux nœuds et celles des branches. Il est important de noter que la puissance au début et à la fin d'une ligne diffère en raison des pertes de transmission.

$$S_{bus} = K[S_{branch}^{emetteur} - TL_{branch}] \quad (2-19)$$

$$S_{bus} = K^{-1} [S_{branch}^{emetteur} - TL_{branch}] \quad (2-20)$$

Avec :

K matrice d'incidence ;

TL : pertes de transmissions.

Si on prend :

$$A_{ij} = V_i(V_i^* - V_j^*) \quad (2-21)$$

L'équation (2-13) peut s'écrire comme suit :

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = A_{ij} \cdot Y_{ij}^* \quad (2-22)$$

$$A_{ij} = S_{ij} \cdot Z_{ij}^* \quad (2-23)$$

La méthode proposée est résumée comme suit :

1. Pour la 1ère itération des pertes de transmission sont initialisées à zéro pour chaque élément ;
2. Pour les puissances des nœuds spécifiées les puissances des branches sont déterminées par les équations (2-18) et (2-19) ;
3. La variable A_{ij} est déterminée pour chaque élément par l'équation (2-22) ;
4. La tension du nœud, le courant de branche et le courant du nœud sont déterminés par A_{ij} .

$$I_{ij} = \frac{A_{ij}^*}{V_i^*} Y_{ij} \quad (2-24)$$

$$V_j = V_i - \frac{A_{ij}^*}{V_i^*} \quad (2-25)$$

5. Les courants des nœuds sont donnés, les puissances sont à calculer, pour la 1ère itération les pertes sont négligées, donc il y aura un décalage entre les puissances spécifiées et les puissances calculées. Cette différence est une partie de la perte de transmission.

$$TL_{ij} = \sum TL_{ij}^r \quad (2-26)$$

TL_{ij}^r est l'erreur dans le calcul de puissance pour l'élément ij pour l'itération r ; l'erreur dans chaque élément est la somme des erreurs dans toutes les itérations précédentes.

Où r nombre d'itération

$$TL_{ij}^r = S_j^{spec} \cdot V_j^{r-1} \cdot I_j^* \quad (2-27)$$

$$S_{ji} = S_{ij} - TL_{ij} \quad (2-28)$$

$$S_{branch}^{récepteur} = S_{branch}^{émetteur} - TL_{loss} \quad ; \quad \max(TL_{ij}^r) < \varepsilon \quad (2-29)$$

1.7.2. Méthode 2

➤ **Solution de distribution de charge « load flow » pour un réseau radial déséquilibré[16]**

1.7.2.1 La solution méthodologique

Pour l'analyse des systèmes de transmission de puissance, on utilise habituellement la matrice d'impédance primitive N.N pour un système de distribution à N conducteurs. Cette matrice inclut les impédances mutuelles ainsi que celles de chaque branche. Dans un système triphasé, la matrice est de dimension 3x3, mais dans notre cas, un quatrième conducteur (le neutre), relié à la terre, est ajouté, ce qui donne une matrice 4x4, accompagnée des équations correspondantes :

$$\begin{bmatrix} V_i^{abc} \\ V_i^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_j^{abc} \\ V_j^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{ij}^{abc} & Z_{ij}^n \\ Z_{ij}^{n^T} & Z_{ij}^{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij}^{abc} \\ I_{ij}^n \end{bmatrix} \quad (2-30)$$

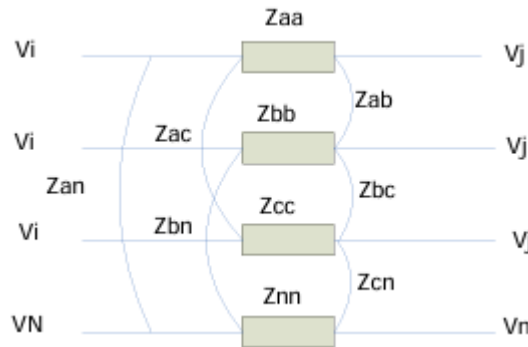


Figure 15: Modèle d'une ligne triphasée

Si le neutre est mis à la terre les tensions V_{ni} et V_{nj} peuvent être considérées comme égales ; à partir de la 1ère ligne de l'équation, il est possible de dire que :

$$I_{ij}^n = -Z_{ij}^{n-1} \cdot Z_{ij}^{nT} \cdot I_{ij}^{abc} \quad (2-31)$$

A partir de cette équation et de la matrice on peut dire que :

$$V_i^{abc} = V_i^{abc} + Ze_{ij}^{abc} \cdot I_{ij}^{abc} \quad (2-32)$$

Avec :

$$Ze_{ij}^{abc} = Z_{ij}^{abc} - Z_{ij}^n \cdot Z_{ij}^{nn^{-1}} \cdot Z_{ij}^{nT} = \begin{bmatrix} Ze_{ij}^{aa} & Ze_{ij}^{ab} & Ze_{ij}^{ac} \\ Ze_{ij}^{ba} & Ze_{ij}^{bb} & Ze_{ij}^{bc} \\ Ze_{ij}^{ca} & Ze_{ij}^{cb} & Ze_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2-33)$$

I_{ij}^{abc} : c'est le courant qui circule dans la ligne entre le nœud i et le nœud j ; il est égal au courant de charge de tous les nœuds entre le nœud i et le nœud j, plus le courant de charge des branches qui sont entre les nœuds i et j.

A partir de tout ce qu'a été vue et de l'équation (2-33) on a :

$$[V_i^{abc}] = [V_j^{abc}] - [Ze_{ij}^{abc}] \prod [I_{ij}^{abc}] \quad (2-34)$$

1.7.2.2 Modélisation de la charge

Toutes les charges sont supposées attirer une puissance complexe $S_j = P_j + jQ_j$. Les charges triphasées sont connectées soit en étoile, soit en triangle, et toutes les charges en double phase, ou en simple phase sont connectées entre ligne et ligne ou entre ligne et neutre. Dans le cas de triphasée connecté en étoile, ou simple phase connecté ligne neutre le courant d'injection au jème nœud peut être écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_j^a \\ I_j^b \\ I_j^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_j^a}{V_j^a} \right)^* \times |V_j^a|^n \\ \left(\frac{S_j^b}{V_j^b} \right)^* \times |V_j^b|^n \\ \left(\frac{S_j^c}{V_j^c} \right)^* \times |V_j^c|^n \end{bmatrix} \quad (2-35)$$

Le courant d'injection au jème nœud pour charge triphasée montée en triangle ou simple phase connectée ligne et ligne peut être exprimé comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_j^a \\ I_j^b \\ I_j^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_j^{ab}}{V_j^{ab}} \right)^* \times |V_j^{ab}|^n - \left(\frac{S_j^{ca}}{V_j^{ca}} \right)^* \times |V_j^{ca}|^n \\ \left(\frac{S_j^{bc}}{V_j^{bc}} \right)^* \times |V_j^{bc}|^n - \left(\frac{S_j^{ab}}{V_j^{ab}} \right)^* \times |V_j^{ab}|^n \\ \left(\frac{S_j^{ca}}{V_j^{ca}} \right)^* \times |V_j^{ca}|^n - \left(\frac{S_j^{bc}}{V_j^{bc}} \right)^* \times |V_j^{bc}|^n \end{bmatrix} \quad (2-36)$$

Avec :

n=0 pour charge modélisée en puissance constante

n=1 pour charge modélisée en courant constant

n=2 pour charge modélisée en impédance constante

1.7.2.3 Ligne shunt modèle de charge

Les capacités shunts entre phase et phase, et entre phase et terre peuvent être prise en compte par le courant d'injection ; ce courant capacitif peut être ajouté au courant d'injection de nœuds i et j, il est donné par la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} Ish_j^a \\ Ish_j^b \\ Ish_j^c \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -(Y_{ij}^{aa} + Y_{ij}^{ab} + Y_{ij}^{ac}) & Y_{ij}^{ab} & Y_{ij}^{ac} \\ Y_{ij}^{ba} & -(Y_{ij}^{ba} + Y_{ij}^{bb} + Y_{ij}^{bc}) & Y_{ij}^{bc} \\ Y_{ij}^{ca} & Y_{ij}^{cb} & -(Y_{ij}^{ca} + Y_{ij}^{cb} + Y_{ij}^{cc}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_j^a \\ V_j^b \\ V_j^c \end{bmatrix} \quad (2-37)$$

1.7.2.4 Calcul de courant de ligne

Le courant de la ligne est calculé en utilisant l'équation suivante :

$$I_{ij}^{abc} = \sum_{i=1}^{N(ij)} I_{(IE(ij,i))}^{abc} + \sum_{i=1}^{N(ij)} Ish_{(IE(ij,i))}^{abc} \quad (2-38)$$

Avec :

N(ij) vecteur de l'ensemble des nœuds qui sont entre le nœud i et le nœud j ;

IE(ij) le vecteur des nœuds recevant pour chaque branche correspondant au Vecteur N ;

abc : phase a, b, c respectivement.

1.7.2.5 Les pertes de puissances

La puissance de la phase a entre les nœuds i, et j en i est : $V_i^a \cdot (I_{ij}^{abc})^*$

La puissance de la phase a entre les nœuds i, et j en j est : $V_j^a \cdot (I_{ji}^{abc})^*$

On voit qu'il y a une différence entre les deux puissances, donc il y a des pertes de puissances dans la ligne entre le nœud i, et le nœud j ; et ces pertes peuvent être calculées par la différence entre les deux puissances.

$$[LS_{ij}^{abc}] = [V_i^{abc} \cdot (I_{ij}^{abc})^* - V_j^{abc} \cdot (I_{ij}^{abc})^*] \quad (2-39)$$

1.7.2.6 Algorithme

1. Entrer les données ;
2. Initialiser toutes les tensions à 1pu et les pertes de puissance active et réactive à 0 ;
3. Calculer le courant du nœud en utilisant les équations (2-35), (2-36) et (2-37) pour tous les nœuds ;
4. Calculer le courant de la branche ij en utilisant l'équation (2.9) et la tension du nœud j en utilisant l'équation (2-34) ;
5. Donner les résultats si la différence de tension < err sinon refaire les étapes 3 et 4.

1.7.3. Méthode 3

➤ Une solution pour distribution de charge dans un réseau de distribution radial triphasé déséquilibré[17]

Pour l'analyse des systèmes de distributions des charges, on utilise deux hypothèses fondamentales :

1.7.3.1 Les courants triphasés sont équilibrés

Les paramètres de la ligne sont équilibrés.

Cependant ces hypothèses ne sont pas toujours applicables ; par exemple pour le monophasée la 1ère hypothèse n'est pas applicable, d'où la nécessité de voir d'autres méthodes de calculs. Alors cette méthode fait appel aux équations de Carson's et Lewis pour le triphasée avec fil de neutre, qui tien en compte les effets des selfs et les impédances mutuelles (Précédemment observé dans les autres méthodes).

$$\begin{bmatrix} V_i^a - V_j^a \\ V_i^b - V_j^b \\ V_i^c - V_j^c \\ V_i^n - V_j^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & Z_{ij}^{ab} & Z_{ij}^{ac} & Z_{ij}^{an} \\ Z_{ij}^{ba} & Z_{ij}^{bb} & Z_{ij}^{bc} & Z_{ij}^{bn} \\ Z_{ij}^{ca} & Z_{ij}^{cb} & Z_{ij}^{cc} & Z_{ij}^{cn} \\ Z_{ij}^{na} & Z_{ij}^{nb} & Z_{ij}^{nc} & Z_{ij}^{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij}^a \\ I_{ij}^b \\ I_{ij}^c \\ I_{ij}^n \end{bmatrix} \quad (2-40)$$

Si le neutre est mis à terre :

$$V_i^n - V_j^n = 0 \quad (2-41)$$

Donc en appliquant la réduction de Kron on obtient l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} V_i^a \\ V_i^b \\ V_i^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_j^a \\ V_j^b \\ V_j^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-n} & Z_{ab-n} & Z_{ac-n} \\ Z_{ba-n} & Z_{bb-n} & Z_{bc-n} \\ Z_{ca-n} & Z_{cb-n} & Z_{cc-n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_j^a \\ I_j^b \\ I_j^c \end{bmatrix} \quad (2-42)$$

Avec :

$$Z_{aa-n} = Z_{aa} - \frac{Z_{an} \times Z_{na}}{Z_{nn}} \quad (2-43)$$

$$Z_{bb-n} = Z_{bb} - \frac{Z_{bn} \times Z_{nb}}{Z_{nn}} \quad (2-44)$$

$$Z_{cc-n} = Z_{cc} - \frac{Z_{cn} \times Z_{nc}}{Z_{nn}} \quad (2-45)$$

Les mêmes formules sont utilisées pour monophasé et le biphasé. On prend pour exemple les phases a et c l'équation peut être écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_i^a \\ 0 \\ V_i^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_j^a \\ 0 \\ V_j^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-n} & 0 & Z_{ac-n} \\ 0 & 0 & 0 \\ Z_{ca-n} & 0 & Z_{cc-n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_j^a \\ 0 \\ I_j^c \end{bmatrix} \quad (2-46)$$

La même chose est observée si on prend une seule phase :

$$\begin{bmatrix} V_i^a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_j^a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-n} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_j^a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2-47)$$

Dans de nombreux cas de monophasé avec neutre le courant retourne dans le neutre alors la chute de tension, dans ce cas, est :

$$V_{ij}^a = V_i^{an} - V_j^{an} \quad (2-48)$$

Alors les deux tensions de l'équation précédente sont exprimées par :

$$V_{ij}^{an} = I_{ij}^a \times Z_{ij}^{aa} + I_{ij}^n \times Z_{ij}^{an} - I_j^a \times Z_{ij}^{an} - I_j^n \times Z_{ij}^{nn} \quad (2-49)$$

$$V_i^{an} = V_j^{an} = I_{ij}^a \times Z_{ij}^{aa} + I_{ij}^n \times Z_{ij}^{an} - I_j^a \times Z_{ij}^{an} - I_j^n \times Z_{ij}^{nn} \quad (2-50)$$

Le courant revient dans le neutre donc :

$$I_{ij}^a = -I_{ij}^n \quad (2-51)$$

En combinant les relations (2-49), (2-50) et (2-51) on arrive à l'expression suivante :

$$V_{ij}^a = V_i^{an} - V_j^{an} = I_{ij}^a \times Z_{ij}^{aa} + I_{ij}^n \times Z_{ij}^{an} - I_j^a \times Z_{ij}^{an} - I_j^n \times Z_{ij}^{nn} \quad (2-52)$$

$$V_{ij}^a = I_{ij}^a \times Z_{ij}^{aa} - I_{ij}^a \times Z_{ij}^{an} - I_j^a \times Z_{ij}^{an} + I_j^n \times Z_{ij}^{nn} \quad (2-53)$$

1.7.3.2 Modèle de charge

On suppose que toutes les charges attirent une puissance complexe constante $S=P+jQ$ qui peut être exprimé aussi sous forme d'un courant comme suit :

$$I_{ij}^a = \left[\frac{P_{ij}^a + jQ_{ij}^a}{V_j^a} \right]^* \quad (2-54)$$

Pour la 1ère itération dans le calcul de distribution des charges le courant nodal est exprimé par la relation suivante :

$$I_{ij}^a = \left[\frac{P_{ij}^a + jQ_{ij}^a}{V_i^a} \right]^* \quad (2-55)$$

Et c'est la même chose avec les phases b et c. La puissance transmise dans la ligne entre le nœud i et le nœud j au nœud i est donnée par :

$$V_i^a \times (I_{ij}^a)^* \quad (2-56)$$

La puissance transmise dans la ligne entre le nœud j et le nœud i au nœud j est donnée par :

$$V_j^a \times (I_{ji}^a)^* \quad (2-57)$$

Donc les pertes de puissance vont être calculées par la différence entre les deux puissances précédentes :

$$SL_{ij}^a = PL_{ij}^a - jQL_{ij}^a = (V_i^a \times I_{ij}^a) - (V_j^a \times (I_{ji}^a)^*) \quad (2-58)$$

Et la puissance à n'importe quelle phase est donnée par :

$$P_{ij}^a + jQ_{ij}^a = \sum [P_k^a + Q_k^a] + \sum PL_{mn}^a - jQL_{mn}^a \quad (2-59)$$

1.7.3.3 Algorithme

1. Entrer les données ;
2. Calculer la puissance pour chaque nœud en utilisant l'équation (2-55) ;
3. Si le nombre d'itération égale à 1 calculer I_{ij} pour chaque phase en utilisant l'équation(2-49);
4. Calculer la tension au nœud q en utilisant l'équation (2-43) ;
5. Calculer les pertes de puissance dans les lignes en utilisant l'équation (2-54) ;
6. Si la solution converge ou si T (le nombre d'itération)>Tmax, passer à l'étape suivante si non répéter les étapes à partir de la tâche 2 ;
7. Donner les résultats.

1.7.4. Méthode 4

➤ Une approche directe pour une solution de load flow d'un système de distribution[18]

1.7.4.1 Réseau de distribution équilibré

La méthode proposée est basée sur deux matrices :

BIBC (bus –injection to branche – current), et BCBV (branche-current to bus-voltage).

- BIBC : matrice qui tient en compte de la relation entre les courants d'injection aux nœuds (courants nodaux) et les courants des branches.
- BCBV : matrice qui tient en compte de la relation entre les courants des branches et les tensions nodales. Pour les réseaux de distribution la méthode de l'équivalent du courant d'injection est beaucoup plus pratique. Pour le nœud i la puissance complexe est exprimé par :

$$S_i = (P_i + jQ_i \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, N)$$

Et le courant d'injection équivalent correspondant à la Kème itération est :

$$I_i^k = I_i^r(V_i^k) + jI_i^{ii}(V_i^k) = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (2-60)$$

Avec :

i : ième nœud k : nombre d'itération ;

r : partie réelle du courant ;

ii : partie imaginaire du courant ;

V et I désignent la tension et le courant d'injection équivalent au nœud i.

1.7.4.2 Construction des matrices BIBC et BCBV

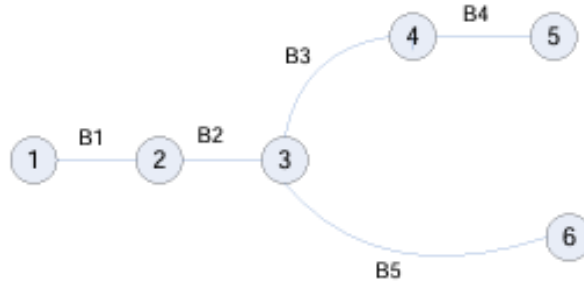


Figure 16: Réseau de distribution

La Figure précédente montre un simple réseau de distribution, où toutes les puissances injectées aux nœuds peuvent être converties en courants nodaux, en utilisant l'équation (2-60). A partir de cette figure, et en appliquant Kirchhoff on obtient la relation entre les courants nodaux, et les courants des branches ; par exemple pour les courants au niveau des branches B1, B2, B5 est :

$$\begin{aligned} B1 &= I2 + I3 + I4 + I5 + I6 \\ B2 &= I3 + I4 + I5 + I6 \\ B5 &= I6 \end{aligned} \quad (2-61)$$

Par conséquent la relation entre les courants d'injections, et les courants des branches peut être exprimée par :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} \quad (2-62)$$

$$[B] = [BIBC][I] \quad (2-63)$$

Et de même, on peut aussi obtenir la relation entre les courants des branches, et les tensions nodales ; par exemple pour les nœuds 2, 3, 4 de la figure précédente on a :

$$\begin{aligned} V_2 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} \\ V_3 &= V_2 - B_2 \cdot Z_{23} \\ V_4 &= V_3 - B_3 \cdot Z_{34} \end{aligned} \quad (2-64)$$

Donc :

$$V_4 = V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} \quad (2-65)$$

De (2-65) on peut constater que la tension du nœud i peut être exprimée en fonction des courants des branches, et donc la relation entre les courants des branches, et les tensions nodales.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 1 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \quad (2-66)$$

$$[\Delta V] = [BCBV][B] \quad (2-67)$$

Et en combinant les deux relations précédentes, on obtient la relation entre les courants d'injection aux nœuds, et les tensions nodales :

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] \quad (2-68)$$

$$[\Delta V] = [DLF][I] \quad (2-69)$$

1.7.4.3 La solution technique pour la distribution de charge

Après avoir calculé les matrices BIBC et BCBV ; la solution est simple car elle est basée sur les formules suivantes :

$$I_i^k = I_i^r(V_i^k) + jI_i^i(V_i^k) = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (2-70)$$

$$[\Delta V^{k+1}] = [DLF][I^k] \quad (2-71)$$

$$[V^{k+1}] = [V^0] - [\Delta V^{k+1}] \quad (2-72)$$

1.7.4.4 Traitement des réseaux faiblement maillés

a) Modification de la matrice (BIBC)

L'existence des boucles dans le système n'a pas de conséquence sur les courants d'injections aux nœuds ; mais de nouvelles branches vont être ajoutés au système ; la figure ci-dessous montre un simple réseau bouclé, et d'après cette dernière on donne l'exemple des courants injectés au nœud 5, et au nœud 6 :

$$\begin{aligned} I'_5 &= I_5 + B_6 \\ I'_6 &= I_6 - B_6 \end{aligned} \quad (2-73)$$

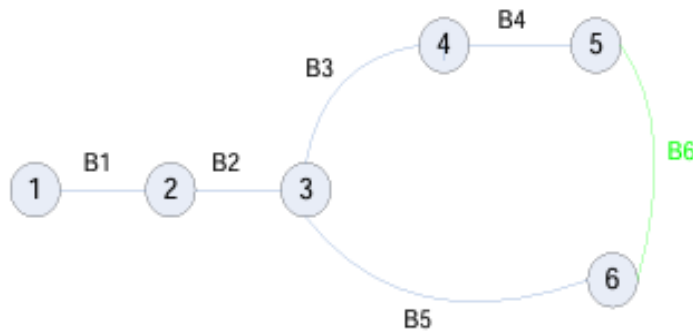


Figure 17: Réseau de distribution faiblement maillé

Donc le système matriciel pour les courants d'injection, et les courants des branches est de la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_6 \\ -B_6 \end{bmatrix} \quad (2-74)$$

L'équation **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** peut être écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 + B_6 \\ I_6 - B_6 \end{bmatrix} \quad (2-75)$$

La matrice BIBC modifiée est de la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ B_6 \end{bmatrix} \quad (2-76)$$

La forme générale est obtenue par l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} B \\ B_{new} \end{bmatrix} = [BIBC] \begin{bmatrix} I \\ B_{new} \end{bmatrix} \quad (2-77)$$

b) Modification de la matrice BCBV

En utilisant la loi des mailles pour la boucle du réseau montré en figure précédente on obtient :

$$Z_{34}B_3 + Z_{45}B_4 + Z_{56}B_6 - Z_{36}B_5 = 0 \quad (2-78)$$

Le système matriciel qui exprime la relation entre les tensions nodales et les courants des branches est donnée par :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{34} & Z_{45} & -Z_{36} & Z_{56} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \end{bmatrix} \quad (2-79)$$

Donc la forme générale de la matrice BCBV modifiée est :

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ 0 \end{bmatrix} = [BCBV] \begin{bmatrix} B \\ B_{new} \end{bmatrix} \quad (2-80)$$

1.7.4.5 Modification de la solution technique

En combinant les équations, on obtient un système matriciel qui donne la relation entre les tensions nodales, et les courants nodaux.

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ 0 \end{bmatrix} = [BCBV][BIBC] \begin{bmatrix} B \\ B_{new} \end{bmatrix} \quad (2-81)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & M^T \\ M & N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I \\ B_{new} \end{bmatrix} \quad (2-82)$$

Après réduction de KRON :

$$[\Delta V] = [A - MN^{-1}M^T][I] \quad (2-83)$$

$$[\Delta V] = [DLF][I] \quad (2-84)$$

A l'exception de quelques modifications nécessaires pour les matrices BIBC, BCBV, DLF ; la solution technique ne nécessite aucune modification, et la méthode reste la même pour les réseaux faiblement maillés.

1.7.4.6 Réseau de distribution déséquilibré

a) Modèle d'une ligne triphasée déséquilibré

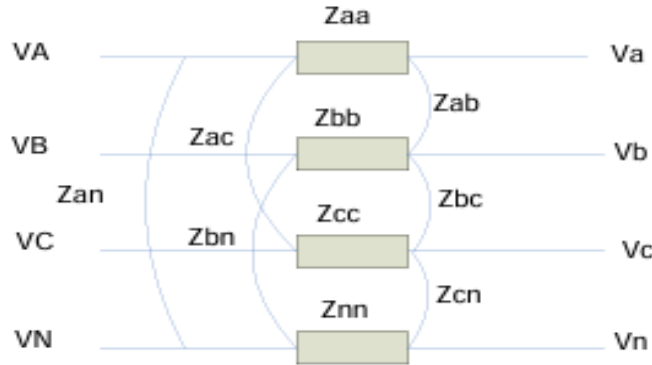


Figure 18: Modèle d'une ligne triphasée

La figure ci-dessus montre une ligne triphasée entre le nœud i et le nœud j. Les paramètres de la ligne peuvent être obtenus par la méthode de Carson et Lewis, la matrice A 4x4 prend en compte les selfs et les effets de couplage mutuel ; et pour une ligne triphasée déséquilibrée elle peut être exprimée par :

$$[Z_{abcn}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (2-85)$$

Si le neutre est mis à la terre avec la réduction de Kron, on a :

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa-n} & Z_{ab-n} & Z_{ac-n} \\ Z_{ba-n} & Z_{bb-n} & Z_{bc-n} \\ Z_{ca-n} & Z_{cb-n} & Z_{cc-n} \end{bmatrix} \quad (2-86)$$

Avec :

$$Z_{aa-n} = Z_{aa} - \frac{Z_{an} \times Z_{na}}{Z_{nn}} \quad (2-87)$$

$$Z_{bb-n} = Z_{bb} - \frac{Z_{bn} \times Z_{nb}}{Z_{nn}} \quad (2-88)$$

$$Z_{cc-n} = Z_{cc} - \frac{Z_{cn} \times Z_{nc}}{Z_{nn}} \quad (2-89)$$

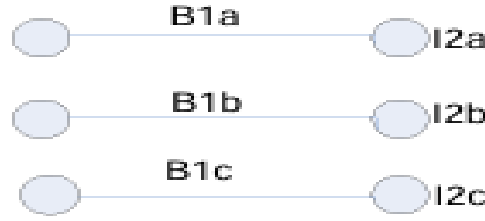


Figure 19: Ligne triphasée

b) Construction de la matrice BIBC

La figure ci-dessus montre une ligne triphasée déséquilibrée entre le nœud i et le nœud j. A partir de cette figure on peut écrire :

$$\begin{bmatrix} B_{1a} \\ B_{1b} \\ B_{1c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{2a} \\ I_{2b} \\ I_{2c} \end{bmatrix} \quad (2-90)$$

Et la forme générale de la matrice BIBC, et de système matriciel exprimant la relation entre les courants d'injection aux nœuds, et les courants des branches restent les mêmes :

$$[B] = [BIBC][I]$$

c) Construction de la matrice BCBV

A partir de la figure précédente on a :

$$\begin{bmatrix} V_{1a} \\ V_{1b} \\ V_{1c} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{2a} \\ V_{2b} \\ V_{2c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11-n} & Z_{21-n} & Z_{31-n} \\ Z_{12-n} & Z_{22-n} & Z_{32-n} \\ Z_{13-n} & Z_{23-n} & Z_{33-n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{2a} \\ B_{2b} \\ B_{2c} \end{bmatrix} \quad (2-91)$$

Et la forme générale de la matrice BCBV, et de système matriciel exprimant la relation entre les tensions nodales, et les courants des branches restent les mêmes :

$$[\Delta V] = [BCBV][B]$$

d) La solution technique de la distribution de charge

La solution technique est exactement la même que les réseaux équilibrés.

$$I_i^k = I_i^r(V_i^k) + jI_i^i(V_i^k) = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (2-92)$$

$$[\Delta V^{k+1}] = [DLF][I^k] \quad (2-93)$$

$$[V^{k+1}] = [V^0] - [\Delta V^{k+1}] \quad (2-94)$$

Remarque : A partir de tous les éléments précédemment étudiés, on peut facilement déduire les équations d'un réseau déséquilibré faiblement maillé.

1.8. ALGORITHME DE CALCUL DE LA RÉPARTITION DES CHARGES

Avant le développement de l'algorithme de calcul de répartition de charge, il est important de développer l'algorithme de formation des matrices [BIBC] et [BCBV], qui est basé sur les relations de Kirchhoff comme cela a été précédemment cité dans l'explication de la méthode 4.[9]

1.8.1. Méthode directe de l'écoulement de puissance

L'analyse de l'écoulement de puissance d'un réseau électrique peut être effectuée par plusieurs méthodes. Dans notre cadre d'étude, nous allons utiliser la méthode 4 baser sur la formation des matrices BIBC et BCBV. Cette méthode est choisie en raison de sa simplicité, son efficacité et sa rapidité de convergence. C'est la méthode la plus employé pour les réseaux radiaux de distribution.

1.8.1.1 Formation de la matrice BIBC[19]

On considère un réseau de distribution de m branches et n jeux de barres. La matrice BIBC à former dans ce cas est de dimension $m \times (n - 1)$.

Pour construire cette matrice, nous suivons les étapes suivantes :

- Pour la ligne $k=1$, tous les éléments de la première colonne de la matrice BIBC sont nuls sauf le premier élément qui vaut 1.
- Pour la ligne k située entre le nœud i et le nœud j , copier les éléments de la colonne $(i-1)$ de la matrice BIBC sur la colonne $(j-1)$. Mettre l'élément de la ligne k et de la colonne $(j-1)$ à 1.
- Répéter la même procédure pour toutes les branches du réseau.

On obtient une matrice triangulaire supérieure, qui contient uniquement des 0 et 1.

1.8.1.2 Formation de la matrice BCBV[19]

La matrice BCBV est de dimension $(n - 1) \times m$ pour un réseau de distribution de n nœuds et m branches.

Les étapes à suivre pour former la matrice BCBV sont :

- Pour la première ligne $k = 1$, mettre tous les éléments de la première ligne de la matrice BCBV à 0 sauf le premier élément qui est égal à l'impédance de la première ligne Z_1 ;
- Pour la ligne k ($k = 2, 3, \dots, m$) située entre le nœud i et j , copier la ligne $i - 1$ de la matrice BCBV à la ligne $j - 1$ et mettre l'élément situé à la ligne k et colonne $j-1$ à 1.

On obtient une matrice triangulaire inférieure, avec uniquement des 0 et Z_i .

1.9. ALGORITHME DE LA MÉTHODE BIBC/BCBV

La méthode d'écoulement de puissance développée dans ce travail trouve sa simplicité dans l'exploitation des lois de Kirchhoff. Elle se base sur la structure des réseaux radiaux de distribution électrique. Elle utilise les matrices BIBC et BCBV, tout en mettant en œuvre le principe du double balayage.

En effet, à partir des données des branches et de la topologie du réseau, on établit les matrices BIBC et BCBV. La prochaine étape sera la mise en système p.u. des données de charges et de lignes, en choisissant V_B et S_B . Ensuite, après initialisation de toutes les tensions nodales à 1 p.u., on commence les itérations en faisant le double balayage. Ce balayage se fait en deux étapes. La première étape, balayage arrière (Backward Sweep), consiste au calcul des courants de branches après détermination des injections de courant aux divers nœuds. La seconde étape, balayage avant (Forward Sweep), se traduit par le calcul des tensions nodales. Cette démarche sera répétée jusqu'à ce que le critère d'arrêt, i.e. la non variation des tensions nodales d'une itération à une autre, soit atteint. Pour ce fait, on définit une tolérance. Une fois la condition d'arrêt atteinte, on effectue le bilan des puissances.[20]

1.9.1. Algorithme de la méthode directe d'écoulement de puissance[20]

Étape 1 :

- Lecture des données du réseau :
 - Nombre n de nœuds ;
 - Nombre b de branches ;
 - data_line ;
 - data_bus ;
- Lecture de la tolérance ε_d ($\varepsilon_d = 0.00001$).
- Lecture de la tension et la puissance de base.

Étape 2 :

- Établir les deux matrices dérivées *BIBC* et *BCBV*.
- Initialisation des itérations, $k=1$.

Étape 3 :

- Calcul des courants d'injection aux différents nœuds.
- Calcul des courants de branches.

Étape 4 :

- Calcul des chutes de tension.
- Calcul des nouvelles tensions nodales

Étape 5 : Évaluation du critère d'arrêt.

$$\varepsilon_{max} = \max |V_i^k - V_i^{k-1}|$$

Étape 6 : Si l'écart de tension ε_{max} est inférieur ou égal à l'erreur de convergence :

- Affichage des nouvelles tensions et phases des nœuds du réseau ;
- Calcul et affichage des pertes actives et réactives dans les branches.

1.9.2. Organigramme de la méthode d'écoulement de puissance

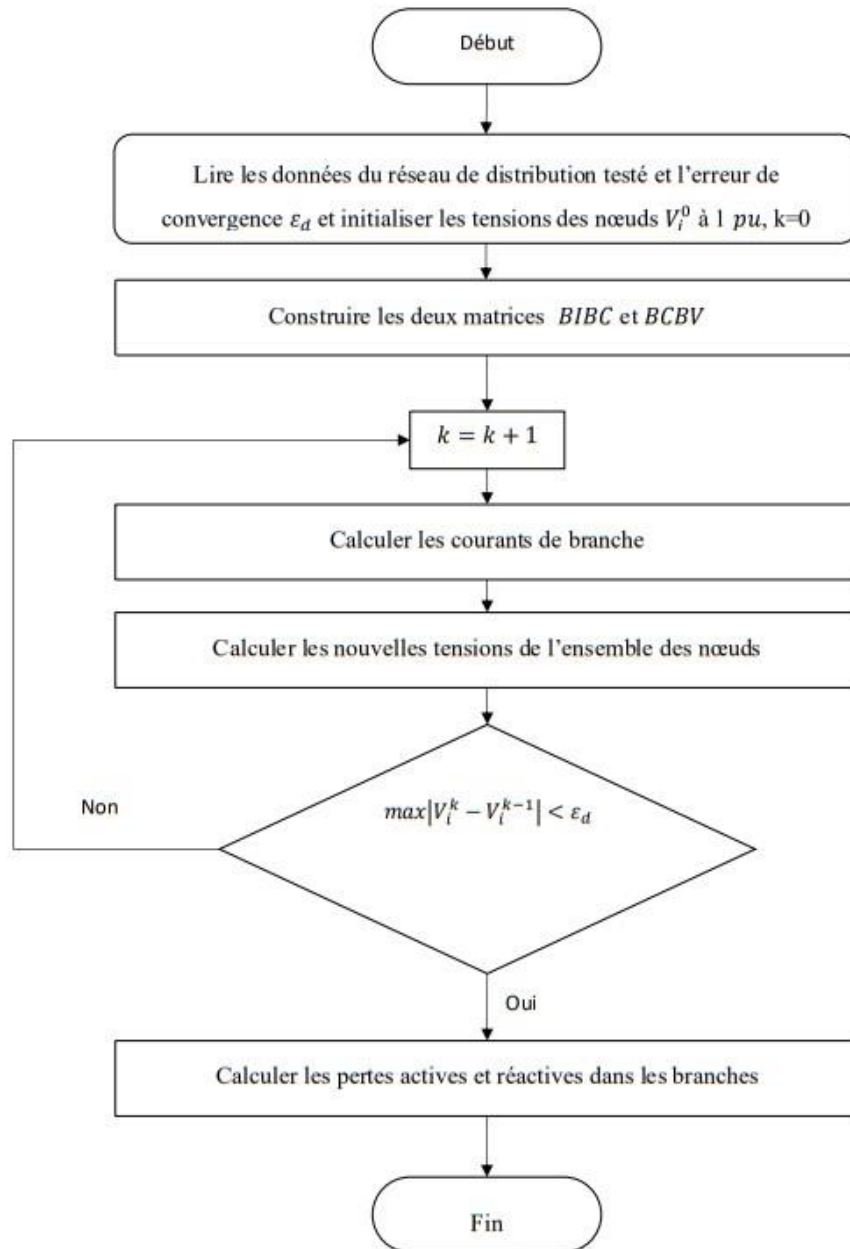


Figure 20 : Organigramme de la méthode BIBC/BCBV

Le calcul de répartition de charge est l'un des programmes les plus utilisés et le plus important dans l'exploitation, et l'analyse des réseaux de distribution, notamment pour dépasser quelques contraintes techniques et économiques ; comme l'équilibre entre la production et la consommation d'une manière efficace et fiable.

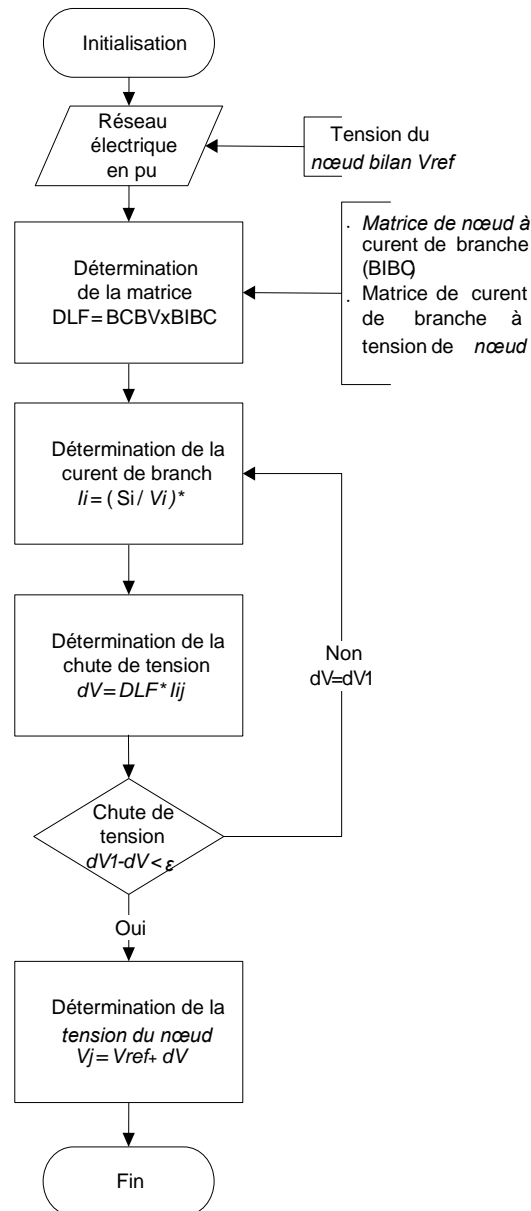


Figure 21 : Algorithme de calcul de la répartition de charge

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la méthode de résolution de notre étude, puis nous avons fait une revue des méthodes utilisées pour le calcul de la répartition des charges et enfin nous avons abordé la méthode d'écoulement de puissance qui s'en suit l'algorithme de calcul de la répartition des charges.

CHAPITRE 3 : MÉTHODE D'OPTIMISATION

Introduction

Dans ce chapitre, nous passerons en revue les différentes méthodes d'optimisation employées pour résoudre un problème de répartition de charge, puis nous introduirons la méthode la plus appropriée pour notre étude et enfin nous formulerons le problème d'optimisation de la répartition de charges sur un réseau électrique.

3.1. MÉTHODES D'OPTIMISATION POUR LA RÉPARTITION DES CHARGES

Un problème d'optimisation consiste à rechercher le minimum ou le maximum d'une fonction donnée, appelée "objectif". Dans certains cas, les variables de cette fonction sont contraintes à évoluer dans une zone spécifique de l'espace de recherche, ce qui forme un type particulier de problème d'optimisation sous contraintes. Optimiser revient donc à minimiser ou maximiser une fonction tout en respectant certaines conditions imposées. Cette fonction objective peut représenter des éléments tels que des coûts (à minimiser), des profits (à maximiser) ou une production (à maximiser). Les fonctions objectives varient en fonction du problème à résoudre, tout comme les contraintes associées. Par exemple, dans l'analyse des réseaux électriques, plusieurs aspects peuvent être optimisés (coût de production, émissions de gaz polluants, pertes de transmission, etc.), tout en respectant des contraintes d'égalité et d'inégalité pour obtenir des solutions optimales acceptables.

Les techniques pour résoudre les problèmes d'optimisation dépendent de la nature de la fonction objective de l'ensemble contraint. Les sous-domaines majeurs suivants existent :[11]

- **la programmation linéaire** s'applique aux situations où la frontière de l'ensemble A et la fonction objectif sont de nature linéaire. Elle est largement utilisée dans la planification des raffineries de pétrole, ainsi que pour optimiser la composition d'un mélange salé, en tenant compte des contraintes et des prix de marché actuels.
- **la programmation linéaire en nombres entiers** examine les programmes linéaires où certaines ou toutes les variables doivent obligatoirement prendre des valeurs entières. Ces types de problèmes peuvent être abordés à l'aide de diverses techniques, telles que la méthode de séparation et évaluation ou les plans sécants.

- **la programmation quadratique** autorise la fonction objectif à inclure des termes quadratiques, tout en maintenant une représentation de l'ensemble A à travers des égalités et inégalités linéaires.
- **la programmation non-linéaire** étudie le cas général dans lequel l'objectif ou les contraintes (ou les deux) contiennent des parties non-linéaires.
- **la programmation stochastique** étudie le cas dans lequel certaines des contraintes dépendent de variables aléatoires.
- **la programmation dynamique** utilise la propriété qu'une solution optimale se compose nécessairement de sous solutions optimales (attention : le contraire n'est pas vrai en général) pour décomposer le problème en évitant l'explosion combinatoire. Elle n'est utilisable que lorsque la fonction objective est monotone croissante. C'est la programmation dynamique qui permet par exemple :
 - aux avionneurs de trouver les plans de décollage optimaux de leurs engins,
 - aux ingénieurs de bassin de répartir la production minière entre leurs différents puits,
 - aux media planners de répartir efficacement un budget de publicité entre différents supports.
- En optimisation combinatoire, Théorie des graphes et Théorie de la complexité, **une heuristique** un algorithme qui permet d'obtenir rapidement (en temps polynomial) une solution réalisable, bien qu'elle ne soit pas forcément optimale, pour un problème d'optimisation NP-difficile. Contrairement à un algorithme exact, qui trouve une solution optimale, une heuristique ou méthode approximative vise à accélérer la résolution. Étant donné que les algorithmes exacts, comme le simplexe, ont une complexité exponentielle, il est souvent préférable de recourir à des méthodes heuristiques pour traiter des problèmes complexes, bien que certaines méthodes exactes puissent parfois être plus efficaces en pratique. L'utilisation d'une heuristique est donc pertinente pour trouver une solution approximative et réduire le temps de calcul nécessaire à une résolution exacte.[7]
- **Les métaheuristiques** constituent une famille de techniques d'optimisation conçues pour résoudre des problèmes complexes (souvent issus de la recherche opérationnelle, de l'ingénierie ou de l'intelligence artificielle) pour lesquels il n'existe pas de méthode classique plus performante. Dans le cas des fonctions deux fois dérivables, les problèmes sans contraintes peuvent être résolus en localisant les

points où le gradient est nul (comme les points stationnaires) et en utilisant la matrice hessienne pour déterminer la nature de ces points. Un hessien défini positif indique un minimum local, défini négatif un maximum local, et indéfini, un point-selle. Si la fonction est convexe sur l'ensemble admissible, tout minimum local est également un minimum global. Il existe des techniques numériques efficaces et rapides pour optimiser des fonctions convexes doublement dérivables. Pour d'autres types de fonctions, des méthodes moins performantes doivent être utilisées. Les problèmes à contraintes peuvent souvent être reformulés en problèmes sans contraintes en appliquant les multiplicateurs de Lagrange, qui introduisent des pénalités à mesure que les contraintes sont approchées. Un algorithme développé par Hugh Everett ajuste les multiplicateurs à chaque itération pour assurer la convergence. Everett a également élargi l'application de ces multiplicateurs à des fonctions non continues et non dérivables, où le coefficient λ agit comme un simple facteur de pénalité. De nombreuses approches, souvent classées comme métaheuristiques, sont employées pour identifier un bon minimum local dans des problèmes d'optimisation non linéaires contenant plusieurs minimums locaux sous-optimaux.[14]

3.2. LES MÉTHODES MÉTAHEURISTIQUES

Les métaheuristiques sont une famille d'algorithmes d'optimisation conçus pour résoudre des problèmes complexes. Elles s'inspirent fréquemment de phénomènes naturels, qu'ils proviennent de la physique (comme le recuit simulé), de la biologie évolutive (comme les algorithmes génétiques), ou du comportement animal (comme les algorithmes basés sur les colonies de fourmis ou l'optimisation par essaims particulaires). Ces techniques métaheuristiques peuvent être classées en deux groupes : les méthodes à population de solutions connues sous le nom d'algorithmes évolutionnaires comme les algorithmes génétiques...etc., ainsi que les méthodes à solution unique comme le recuit simulé. Les méthodes métaheuristiques ont prouvé leurs efficacités dans le domaine de l'optimisation mono objectif. Actuellement, les recherches utilisant ces algorithmes se concentrent sur la résolution de problèmes d'optimisation multi-objectifs, en prenant en compte diverses contraintes et de nouvelles configurations des réseaux électriques. Cela est particulièrement vrai avec l'intégration des sources d'énergies renouvelables, où résoudre ce système complexe représente un véritable défi. Pour les problèmes d'optimisation de grande envergure, elles représentent une alternative efficace.[12]

3.2.1. Classification des Méthodes Métaheuristiques

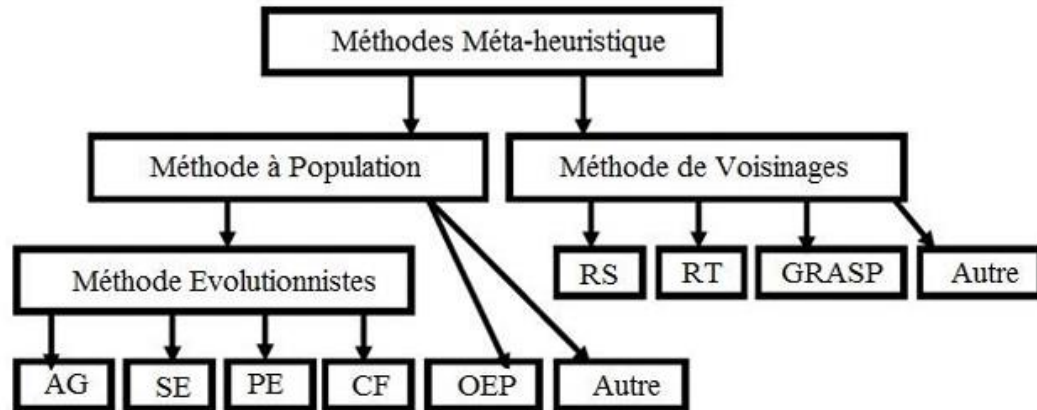


Figure 22: Classification des méthodes Métaheuristiques [11]

Où :

CF : Colonie de Fourmies

AG : Algorithmes Génétique

SE : Stratégies d'Évolution

PE : Programmation Évolutionnaire

OEP : Optimisation par Essaim de Particules

RS : Recuit Simulé

RT : Recherche Taboue

GRASP : Greedy Randomized Adaptive Search Procedure

3.2.2. Méthodes Métaheuristiques à Population

Ces méthodes reposent sur l'utilisation d'une population d'individus ou de particules dans un espace de recherche, permettant d'explorer et d'identifier un optimum global. Parmi ces approches figurent les méthodes de calcul évolutionnaire, comprenant les algorithmes génétiques (GA), les stratégies d'évolution (SE), la programmation évolutionnaire (PE), et l'évolution différentielle (DE), ainsi que l'optimisation par essaims de particules (PSO ou OEP).[11]

3.2.3. Méthodes Métaheuristiques à solution unique (Parcours)

Dans ce type de métaheuristiques, un parcours est effectué pour identifier un optimum global. En partant d'une solution initiale x_0 , qui peut être obtenue par une heuristique constructive, la recherche progresse en passant d'une solution à une solution voisine grâce à des déplacements successifs. Le voisinage $N(x)$ d'une solution x regroupe l'ensemble des solutions accessibles à partir de x . La définition d'une solution voisine dépend naturellement

des caractéristiques du problème. Parmi ces méthodes, on retrouve le Recuit Simulé (RS), la Recherche Taboue (RT) et la méthode GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure).[14]

3.3. LES ALGORITHMES ÉVOLUTIONNAIRES

Les algorithmes évolutionnistes reposent sur des concepts simples et nécessitent peu de connaissances spécifiques sur la résolution des problèmes, bien que certaines connaissances puissent être utilisées pour optimiser l'évolution. Pour cette raison, ils ont suscité un vif intérêt dans de nombreux domaines de recherche[14]. Cette famille d'algorithmes d'optimisation par recherche probabiliste s'inspire du modèle de l'évolution naturelle en représentant une population d'individus par des points dans un espace de recherche. Ils se distinguent par leur capacité à éviter une convergence prématurée vers des optima locaux. Parmi les variantes présentes dans la littérature, on retrouve notamment l'évolution différentielle (DE), les stratégies d'évolution (ES), la programmation évolutionnaire (EP) et l'optimisation fondée sur la biogéographie (BBO).[12]

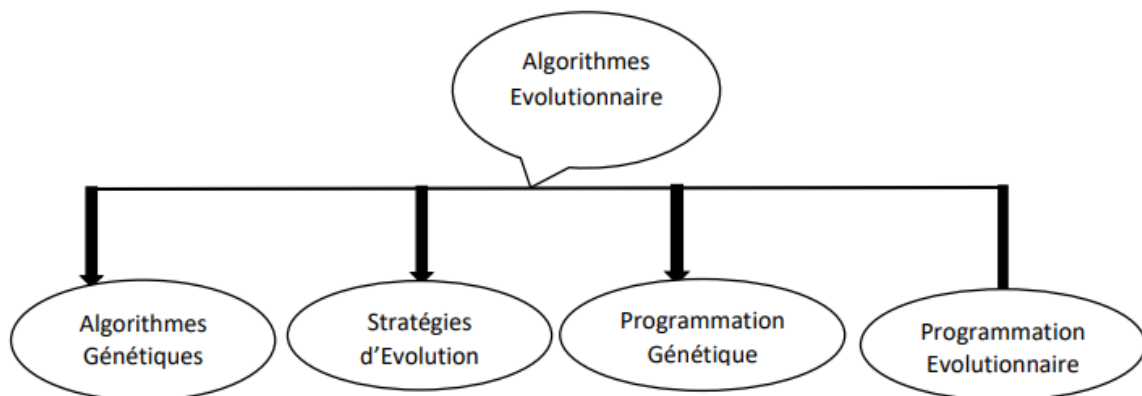


Figure 23 : Principales catégories des algorithmes évolutionnaires [14]

3.3.1. Les Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques sont une méthode d'optimisation inspirée des principes de la sélection naturelle. Ils recherchent la solution optimale en travaillant à partir d'une population de solutions, en s'appuyant sur des processus aléatoires. La génération d'une nouvelle population se fait en appliquant successivement trois opérateurs à la population actuelle : sélection, croisement et mutation. Ce cycle se poursuit jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt prédéfini soit satisfait.

Les algorithmes génétiques sont des méthodes d'optimisation stochastiques, inspirées des principes de la génétique classique. Ils fonctionnent comme des algorithmes d'exploration,

basés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique, en combinant la survie des structures les plus adaptées avec des échanges d'informations aléatoires, parfois dirigés. Cette approche permet de créer un processus de recherche qui partage certaines similarités avec l'exploration humaine. Ces algorithmes ont été développés par John Holland à l'Université du Michigan. [21].

Ces algorithmes utilisent la théorie de Darwin sur l'évolution des espèces. Elle repose sur trois principes : le principe de variation, le principe d'adaptation et le principe d'hérédité.[20]

- Le principe de variation : Chaque individu au sein d'une population possède des caractéristiques uniques. Ces variations, qu'elles soient minimales ou marquées, jouent un rôle crucial dans le processus de sélection.

- Le principe d'adaptation : Les individus les mieux adaptés à leur environnement atteignent plus facilement l'âge adulte. Grâce à leur meilleure capacité de survie, ils ont ainsi davantage d'opportunités de se reproduire.

- Le principe d'hérédité : Les caractéristiques des individus doivent être héréditaires pour pouvoir être transmises à leur descendance. Ce mécanisme permettra de faire évoluer l'espèce pour partager les caractéristiques avantageuses à sa survie.

On retrouve alors des concepts semblables à ceux de la biologie, tels que :

- Génotype ou chromosome : Encore appelé individu, c'est le codage sous forme de gène, d'une solution potentielle à un problème d'optimisation.

- Gène : C'est un élément ou une caractéristique d'un chromosome

- Phénotype : C'est la valeur d'une solution potentielle, i.e. son image par la fonction-objectif.

- La sélection : C'est le choix des individus les mieux adaptés afin d'avoir une population de solutions la plus proche de converger vers l'optimum global.

Cet opérateur est l'application du principe d'adaptation de la théorie de Darwin.

- Le croisement : Encore appelé enjambement ou crossing-over, c'est le mélange par la reproduction des particularités des individus choisis.

Celui-ci permet le brassage génétique de la population et l'application du principe d'hérédité de la théorie de Darwin.

- La mutation : C'est une altération aléatoire des particularités d'un individu, selon un facteur de mutation. Ce facteur est la probabilité qu'une mutation soit effectuée sur un individu.

Cet opérateur est l'application du principe de variation de la théorie de Darwin et permet, par la même occasion, d'éviter une convergence prématurée de l'algorithme vers un extremum local.

L'algorithme ci-dessous donne le pseudocode de l'algorithme génétique classique.

Algorithme génétique[20]

Initialisation de la population
Évaluation des fonctions objectives
Calcul de l'efficacité
Pour i=1 à MaxIter faire
 Sélection aléatoire
 Sélection proportionnelle à l'efficacité
 Croisement
 Mutation
 Évaluation des fonctions objectif
 Calcul de l'efficacité
Fin pour

Le fonctionnement d'un algorithme génétique traitant un problème d'optimisation multi-objectif (POM) est présenté à la figure suivante :

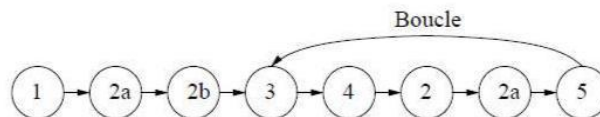


Figure 24 : Fonctionnement d'AG pour un problème POM

Avec :

- 1 - Initialisation de la population.
- 2a - Évaluation de l'efficacité des individus de la population.
- 2b - Transformation vecteur/efficacité.
- 3 - Croisement.
- 4 - Mutation.
- 5 - Sélection.

Pour les problèmes d'optimisation multi-objectif (POM) deux familles de méthodes sont utilisées :

- **Les méthodes agrégatives** : Cette méthode traite les problèmes d'optimisation mono-objectif. On peut citer : l'Algorithme Génétique à Évaluation Vectorielle ou VEGA présenté par Schaffer en 1985.[22]
- **Les méthodes non agrégatives** : Cette méthode permet de ramener un problème d'optimisation multi-objectif en un mono-objectif en utilisant une fonction objectif spécifique. On peut citer : l'algorithme NPGA ou Niched Pareto Genetic Algorithm, l'algorithme NPGA2, l'algorithme Micro-GA, référant à des algorithmes avec de petites populations, et enfin l'algorithme NSGA-II ou Non Dominated Sorting Genetic Algorithm. [22]

L'algorithme NSGA-II est largement utilisé pour un problème d'optimisation de multi-objectifs (POM), et est souvent considéré comme l'un des plus efficaces pour identifier l'ensemble optimal de Pareto, tout en offrant une grande diversité de solutions.[23]

3.3.2. Algorithme NSGA-II

Le NSGA-II, ou Algorithme Génétique à Tri Non Dominé, est une méthode élitiste qui optimise la rapidité du tri par rapport aux versions précédentes en s'appuyant sur le principe de non-dominance. En intégrant les meilleures solutions des générations précédentes et en utilisant un opérateur de comparaison reposant sur la distance de Crowding, cette approche maintient la diversité des populations. De plus, l'algorithme est conçu pour fonctionner sans nécessiter de réglages particuliers des paramètres. Le déroulement de la procédure du NSGA-II est : [20]

- **Méthode de tri rapide** : Tout d'abord, un premier ensemble d'individus est évalué selon ce concept et constitue un front de solutions non dominées. Les individus de ce groupe sont ensuite retirés de la population, qui est soumise à un nouveau classement. Un second front de solutions non dominées est ainsi généré, et ses membres sont également retirés de la population. Ce processus se répète avec la population restante jusqu'à ce que l'ensemble des solutions soit réparti en groupes de solutions non dominées. Le classement se poursuit de cette manière jusqu'à épuisement des individus.
- **Distance de crowding** : La « distance de crowding » pour une solution i est définie comme la distance moyenne entre les points $(i-1)$ et $(i+1)$ qui délimitent le plus grand cuboïde contenant uniquement la solution i . Cette mesure sert à

choisir parmi les individus d'un même front afin d'assurer une répartition uniforme des solutions sur celui-ci. L'individu ayant la plus grande distance de crowding est alors sélectionné.

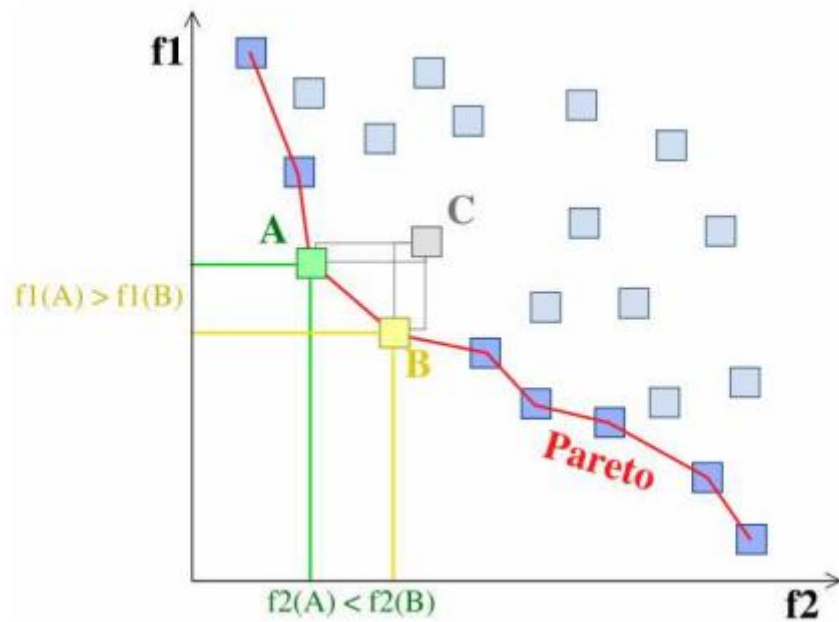


Figure 25 : Distance crowding[11]

- **Élitisme** : C'est le fait de maintenir les solutions Pareto-optimales pour une éventuelle intégration dans des populations récentes.

3.3.3. Principe de fonctionnement du NSGA-II [23]

Le NSGA-II commence par la création aléatoire d'une population initiale P_0 constituée de N individus. Une nouvelle population Q_t de N individus est générée à partir de la population parentale P_t à chaque génération t , tout en utilisant des opérateurs génétiques tels que la sélection, le croisement et la mutation. Les populations Q_t et P_t sont associées pour constituer une population totale R_t de taille $2N$. Les individus de R_t sont classés en différents fronts de rang, grâce au concept de dominance. Le tri se fait en comparant chaque individu de R_t avec les autres selon le critère de dominance : les individus non dominés forment le front de Pareto optimal c'est à dire le front de rang 1. L'algorithme calcule le front de rang 2, après avoir temporairement retiré ces individus et ainsi de suite. La nouvelle population parentale P_{t+1} est alors composée des N meilleurs individus des fronts les plus faibles. Les individus sont triés par leur distance d'encombrement sur le front, pour le dernier front

sélectionné, où il peut y avoir plus de solutions que de places disponibles, favorisant ainsi la meilleure répartition des avoir plus de solutions que de places disponibles, favorisant ainsi la meilleure répartition des individus dans la nouvelle population.

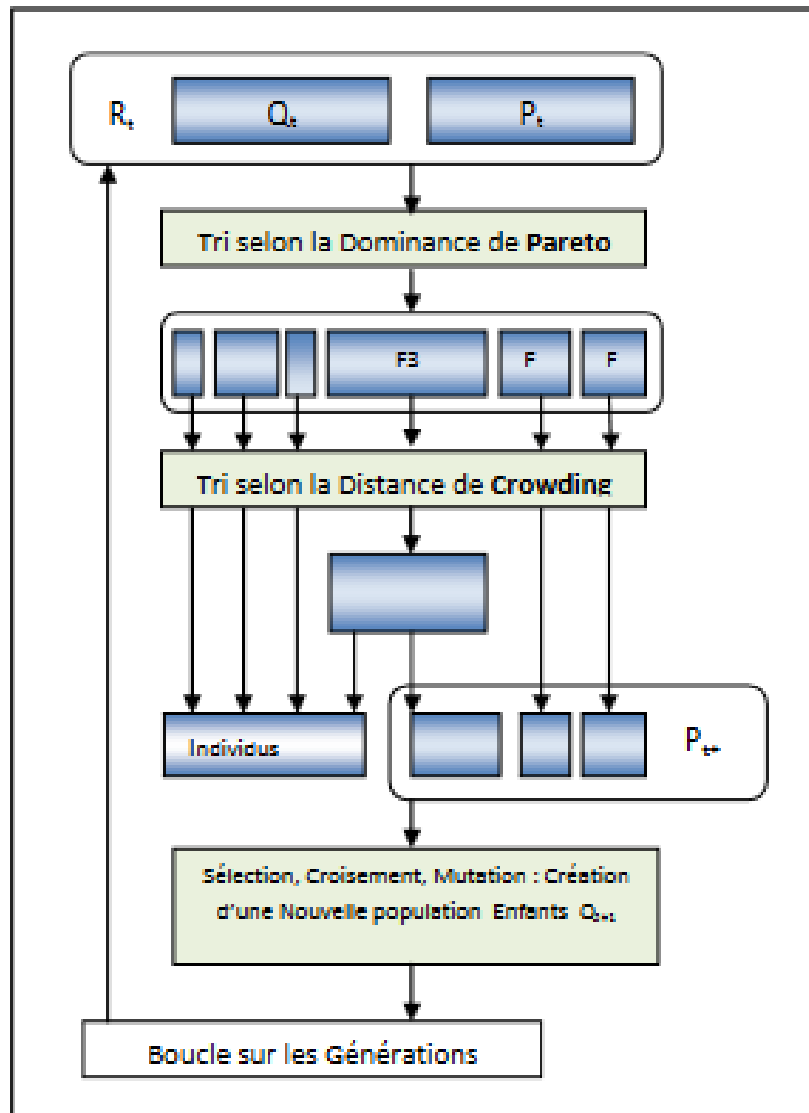


Figure 26 : Fonctionnement du NSGA-II

3.4. RÉOLUTION DU PROBLÈME D'OPTIMISATION

3.4.1. Formulation des objectifs

L'objectif principal du problème d'optimisation de la répartition de charges est de minimiser les pertes actives dans le réseau électrique et de maintenir les tensions dans leurs limites permises tout en satisfaisant un ensemble de contraintes égalités et inégalités. Les contraintes égalités représentent les équations de l'écoulement de puissance. Les limites sur les tensions,

sur les puissances réactives des générateurs ou des compensations shunts ainsi que les limites sur les rapports des régleurs en charge des transformateurs constituent les contraintes d'inégalités.

3.4.2. Formulation mathématique

Notre objective est de minimiser la fonction objective. Cela passe par la minimisation :

- ♣ **Pertes totales actives** : Réduire les pertes de puissance dans les lignes de transmission, car elles augmentent avec le niveau de charge. Cette minimisation aide à améliorer l'efficacité globale du réseau.

$$\min F_1 = \sum_{(m,n) \in L} G_{mn} (V_m^2 + V_n^2 - 2V_m \cdot V_n \cdot \cos(\theta_m - \theta_n)) \quad (3-1)$$

Avec :

- L : l'ensemble des lignes dans le réseau ;
 - G_{mn} : la conductance de la ligne entre les bus m et n ;
 - V_m et V_n sont les tensions aux bus m et n ;
 - θ_m et θ_n sont les angles de phase aux bus m et n.
- ♣ **Déviations de la tension** : En contrôlant ce facteur, on pourra maintenir les tensions nodales dans le réseau aussi proches que possible de cette référence, ce qui aide à stabiliser le réseau et à réduire les risques de surcharge.

$$\min F_2 = \alpha \sum_{i \in N} (V_i - V_{ref})^2 \quad (3-2)$$

Explication :

- ♦ Le terme $\sum_{i \in N} (V_i - V_{ref})^2$ calcule la somme des carrés des déviations de la tension de chaque bus i par rapport à la tension de référence. En utilisant le carré de la déviation, on obtient une fonction quadratique qui pénalise les grandes déviations plus fortement, ce qui encourage toutes les tensions à rester proches de V_{ref} .
- ♦ Le paramètre α permet de contrôler l'importance relative de la minimisation des déviations de tension par rapport à la minimisation des pertes de puissance active. Un α plus grand donnera plus de priorité à la réduction des déviations de tension.

Avec :

- α est un coefficient de pondération qui équilibre l'importance entre la minimisation des pertes et la minimisation des déviations de tension ;
- V_i est la tension au bus i ;

- V_{ref} est la tension de référence (nominale) à laquelle les tensions des bus doivent être proches.

3.4.3. Formulation de contrainte

Deux types des contraintes d'exploitation sont imposées ici ; des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité.

3.4.3.1 Contraintes d'égalité

- ♦ **Contrainte d'Équilibre de Puissance Active :** Pour chaque bus i (nœud du réseau), la puissance active injectée par les générateurs doit équilibrer la puissance active demandée par les charges, en tenant compte des pertes. Cette contrainte est exprimée par les équations de flux de puissance :

$$P_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) \quad (3-3)$$

Où :

- P_i est la puissance active nette au bus i (différence entre la production et la demande);
- G_{ik} et B_{ik} sont la conductance et la susceptance entre les bus i et k ;
- N est l'ensemble des bus connectés.
- ♦ **Équations de Puissance Réactive :** pour contrôler les profils de tension en prenant en compte la puissance réactive, on doit inclure les équations de flux de puissance réactive pour chaque bus i :

$$Q_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)) \quad (3-4)$$

3.4.3.2 Contraintes d'inégalité

- ♦ **Contrainte de Limites de Tension :** Pour chaque bus i , la tension doit être maintenue dans une plage admissible pour assurer la stabilité du réseau :

$$V_{min,i} \leq V_i \leq V_{max,i} \quad (3-5)$$

Avec : $V_{min,i}$ et $V_{max,i}$ les limites de tension acceptables pour le bus i .

- ♦ **Contrainte de Capacité des Générateurs :**

Chaque générateur i doit fonctionner dans ses limites de puissance active :

$$P_{min,i} \leq P_i \leq P_{max,i} \quad (3-6)$$

Où : $P_{min,i}$ et $P_{max,i}$ sont les puissances minimales et maximales que le générateur i peut produire.

- ♦ **Contrainte de Capacité des Lignes de Transmission :** Les lignes de transmission doivent opérer en dessous de leur capacité maximale pour éviter la surcharge thermique. Pour chaque ligne j , on a :

$$|S_j| \leq S_{max,j} \quad (3-7)$$

Avec :

- S_j est la puissance apparente dans la ligne j ;
- $S_{max,j}$ est la capacité maximale de la ligne j .

- ♦ **Contrainte de Puissance Réactive des Générateurs :** Pour chaque générateur i , on peut également imposer des limites de puissance réactive :

$$Q_{min,i} \leq Q_i \leq Q_{max,i} \quad (3-8)$$

Où $Q_{min,i}$ et $Q_{max,i}$ sont les limites de puissance réactive pour le générateur i .

Résolution du système

Le système à résoudre se présente comme suit :

$$\begin{cases} \min (F_1, F_2) \\ \text{Sous les contraintes (3-3), (3-4), (3-5), (3-6), (3-7) et (3-8)} \end{cases} \quad (3-9)$$

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes méthodes d'optimisation employées pour résoudre un problème de répartition de charge, ensuite nous avons fait le choix de l'une de ces méthodes qui cadre avec notre travail et enfin nous avons formulé le problème d'optimisation de la répartition de charges.

CHAPITRE 4 : SIMULATION DU RÉSEAU DE ZÈ ET PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

Introduction

Ce chapitre est consacré dans un premier temps à faire l'écoulement de puissance de la méthode BIBC/BCBV ainsi que la présentation des résultats de l'écoulement, et dans un second temps à la simulation de l'algorithme d'optimisation de la répartition des charges sur un réseau électrique et l'interprétation des résultats obtenus.

4.1. ÉCOULEMENT DE PUISSANCE DE LA MÉTHODE BIBC/BCBV

L'évaluation de l'écoulement de puissance est primordiale pour apprécier l'état ou les modifications apportées sur un réseau, telles que l'ajout de nouveaux sites de production, l'accroissement de la charge, l'implantation de nouvelles lignes, l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que les diverses conditions de charge sur le réseau, comme les périodes creuses et les périodes de pointe, etc.

4.1.1. Objectif de l'écoulement de puissance

Les objectifs les plus importants de l'étude de l'écoulement de puissance sont :

- ❖ Définir l'état du réseau ;
- ❖ Calcul des flux de courant ;
- ❖ Calcul des pertes en ligne ;
- ❖ Établir une stratégie d'adaptation et de contrôle ;
- ❖ Optimisation de la capacité de transit de puissance.

4.2. PRÉSENTATION DES RÉSULTATS APRÈS SIMULATION

Le réseau de Zè est un réseau dense composé de 403 nœuds alimenté par un transformateur de 40MVA de puissance et de 20KV en tension. Ce même transformateur dessert quatre (04) autres départs. En simulant le modèle matriciel du réseau de Zè, nous obtenons le profil de tension à chaque point de connexion. Les tensions qui présentent des baisses supérieures à 5% sont répertoriées dans un tableau en annexe. Le profil de tension caractérisant l'état actuel du réseau de distribution HTA de Zè est présenté et analysé par la figure ci-dessous.

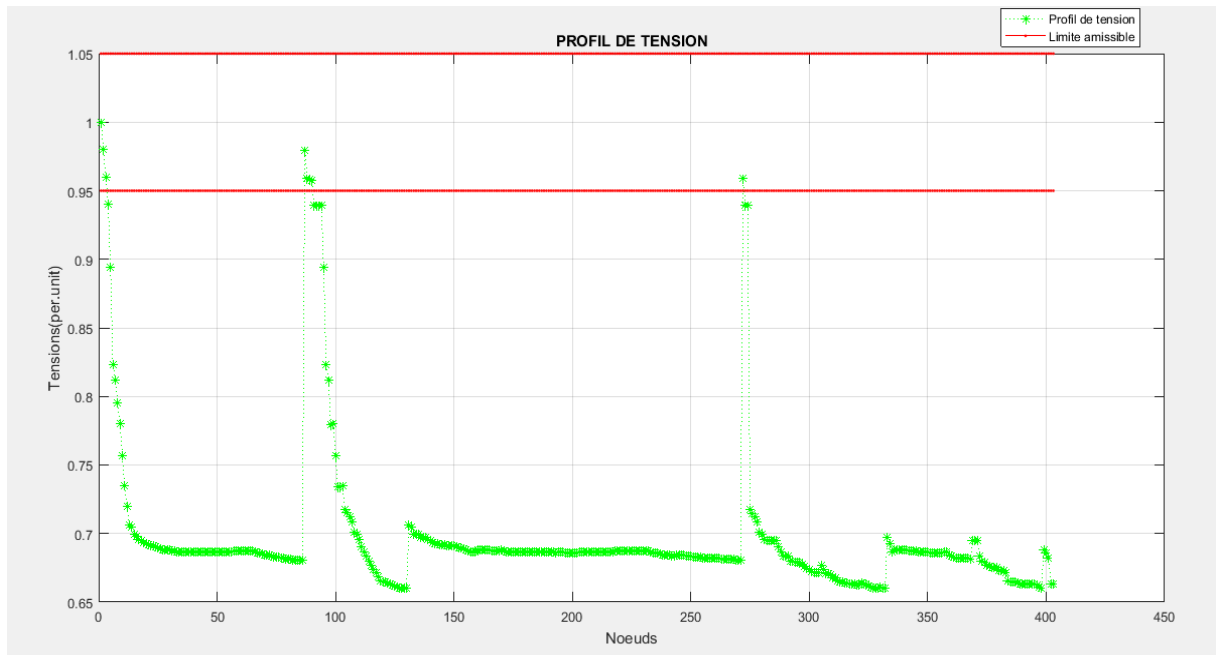


Figure 27 : Profil de tension du réseau existant de Zè

L'analyse de l'écoulement de puissance révèle que le réseau présente 395 nœuds instables, avec des valeurs en per unit inférieures à 0,95. La tension la plus basse relevée est de 0,6601 p.u., indiquant une chute de tension maximale de plus de 30 %, observée au niveau du nœud 332. De plus, les variations de tension aux nœuds ne respectent pas les normes NF 15160 et IEEE Standard 1860, qui imposent une plage de ± 5 % autour de la valeur nominale, soit entre 0,95 et 1,05 p.u. [24]. En examinant le profil de tension issu de l'analyse de l'écoulement de puissance, on constate clairement que la plupart des nœuds se trouvent hors des limites de tension admissibles, comme illustré dans la figure. Cela témoigne d'une chute de tension sur le réseau de Zè, expliquant les nombreux problèmes qui y surviennent actuellement. Les pertes de puissance enregistrées après l'analyse de l'écoulement de puissance s'élèvent à 1,4 MW pour les pertes actives et à 0,873 MVar pour les pertes réactives. Ces pertes représentent respectivement 21,04 % de la puissance active totale générée et 21,17 % de la puissance réactive totale générée, bien au-delà de la tolérance admissible située entre 3 % et 5 % [20].

Dans ce contexte de déséquilibre du réseau, il est crucial de trouver une solution pour stabiliser les tensions aux nœuds et réduire les pertes de puissance. Une approche possible consiste à redistribuer les charges, ce qui permettrait de mieux équilibrer la demande sur l'ensemble des nœuds et ainsi d'atténuer les chutes de tension. Cette répartition améliorée des charges pourrait renforcer la stabilité du réseau et contribuer à maintenir les tensions

dans les limites de tolérance requises par les normes, améliorant ainsi la performance globale du réseau et réduisant les problèmes actuels.

4.3. DESCRIPTION DU PROJET

Le présent projet vise à optimiser la gestion des charges pour améliorer la stabilité du réseau de distribution HTA du départ de Zè. Suite à une analyse détaillée, d'importantes perturbations ont été constatées aux heures de pointe, en particulier une instabilité généralisée sur le réseau. Le départ de Zè, qui couvre une longueur d'environ 218 km, comprend 403 nœuds, dont 395 présentent des déséquilibres. Cette instabilité est largement due à la croissance démographique et à la forte demande énergétique des consommateurs de Zè, provoquant un déséquilibre et une surcharge des lignes.

Pour remédier à ce problème, le projet se concentrera sur une répartition optimale des charges sur le réseau de Zè. Nous ferons une variation de la section du réseau de Zè entre 117 et 148 pour évaluer quelle section serait optimale pour le réseau. Cette approche permettra de réduire les chutes de tension et les pertes en ligne, tout en améliorant le profil de tension et en stabilisant la tension aux nœuds. Ainsi, les consommateurs de Zè pourront bénéficier d'une alimentation électrique plus stable et de meilleure qualité. Cette optimisation contribuera également à réduire les pertes énergétiques, permettant à la SBEE de mieux exploiter le réseau et d'en tirer un meilleur rendement économique.

4.3.1. Types de paramètre

4.3.1.1 Paramètre du NSGA-II

Tableau 7 : Paramètre du NSGA-II

NSGA-II	
Paramètres	Valeurs
Taille de population	100
Nombre de générations	200
Probabilité de croisement	0,9
Probabilité de mutation	0,2
Nombre de fonctions objectives	2
Nombre de variables	02 à 04
Nombre de contraintes	03 à 05

Notre optimisation de la répartition des charges consiste à ajuster les sections de câbles du réseau en utilisant des sections de 148 mm² ou 117 mm² sur l'artère principale, ou en uniformisant l'ensemble du réseau avec ces deux sections uniquement. Les paramètres des sections de câbles ont été définis pour servir de base à cette optimisation.

4.3.1.2 Paramètre des sections de câble

Tableau 8 : Paramètre des sections de câble

SVC		
Sections (mm ²)	Résistance (Ω/Km)	Réactance (Ω/Km)
117	0,261	0,372
148	0,209	0,368

4.4. PRÉSENTATION ET ANALYSE DES RÉSULTATS DE SIMULATION

Dans cette étude, nous avons procédé à une optimisation de la répartition des charges, consistant à analyser, vérifier et ajuster notre modèle matriciel afin de déterminer la section de câble optimale, comprise entre 11mm² et 148mm². L'objectif est d'améliorer les performances du réseau de Zè et de restaurer sa stabilité.

4.4.1. Optimisation par placement de la section de câble 117mm² sur l'altère principale

Dans un premier temps, nous avons optimisé les sections de câbles sur l'artère principale du réseau, qui constitue la chaîne la plus longue et la plus essentielle du système. Cette analyse a conduit aux résultats présentés ci-après.

Tableau 9 : Résultat de l'optimisation par placement de la section de câble 117mm² sur l'altère principale

Paramètres	Valeurs
Section (mm ²)	117
Résistance (Ω/Km)	0,261
Réactance (Ω/Km)	0,372
$V_{max}(p.u.)$	1
$V_{min}(p.u.)$	0,7524
Nombre de nœuds instables	388
$P_{Tloss,initiale}(kW)$	1400
$P_{Tloss}(kW)$	1375
Réduction des pertes actives (%)	1,785

$Q_{Tloss,initiale}(kVAr)$	873
$Q_{Tloss}(kVAr)$	858
Réduction des pertes réactives (%)	1,72

D'après ce tableau, il apparaît que l'optimisation basée sur l'utilisation de câbles de section 117 mm² sur les branches de l'artère principale n'a pas permis une réduction significative des pertes actives et réactives, avec des diminutions respectives de seulement **1,785 %** et **1,72 %**. Malgré l'optimisation, le réseau présente encore 386 nœuds instables, et seules 15 tensions se situent dans la plage des valeurs admissibles. La tension minimale atteinte après optimisation est de **0,7524 p.u.** Les détails des tensions obtenues sont présentés dans un tableau en annexe. Le profil de tension est présenté à la figure ci-dessous.

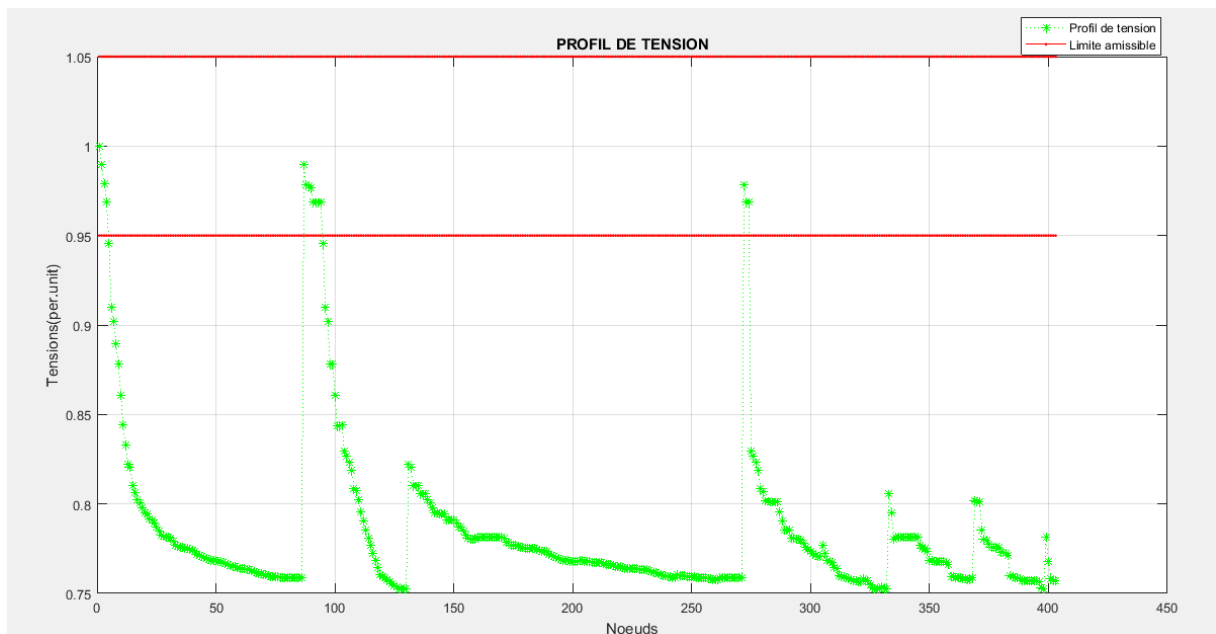


Figure 28 : Profil de tension pour l'optimisation de la section 117 sur l'altère principale

4.4.2. Optimisation par placement de la section de câble 148mm² sur l'altère principale

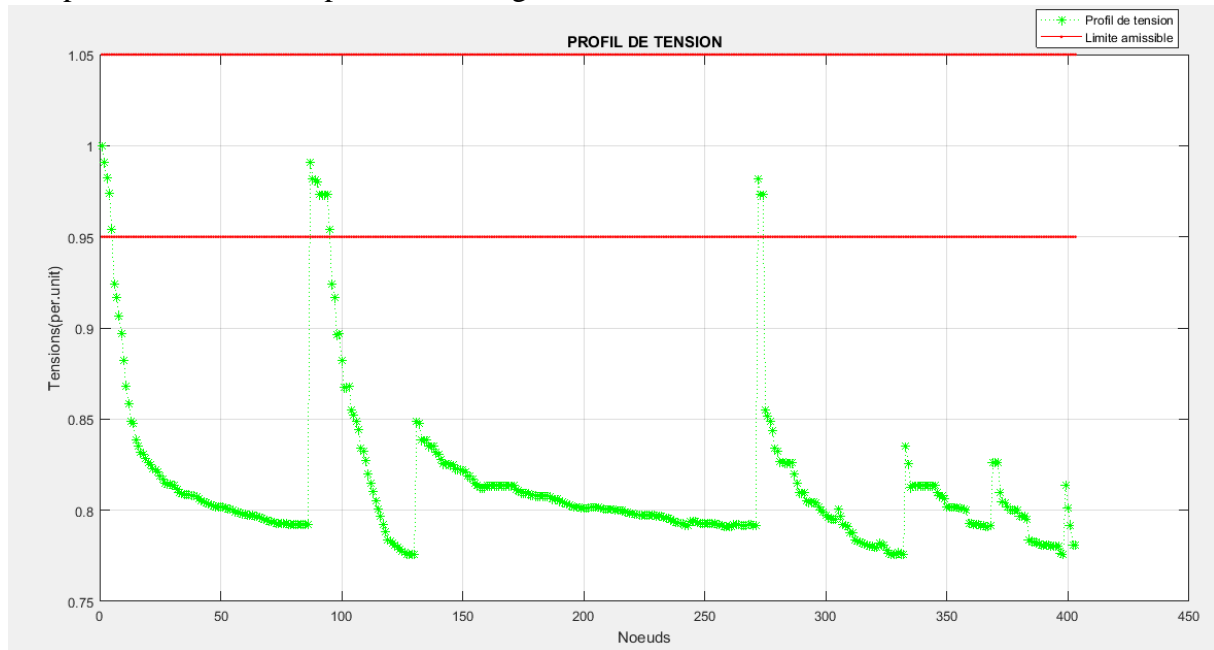
Dans un second temps, nous avons effectué une optimisation des sections de câbles sur l'artère principale du réseau, celle-ci représentant la chaîne la plus longue et la plus critique du système. Cette optimisation a permis d'obtenir les résultats détaillés ci-après.

Tableau 10 : Résultat de l'optimisation par placement de la section de câble 148 sur l'altère principale

Paramètres	Valeurs
Section (mm ²)	148
Résistance (Ω /Km)	0,209
Réactance (Ω /Km)	0,368
$V_{max}(p.u.)$	1
$V_{min}(p.u.)$	0,7755
Nombre de nœuds instables	386
$P_{Tloss,initiale}(kW)$	1400
$P_{Tloss}(kW)$	1368
Réduction des pertes actives (%)	2,28
$Q_{Tloss,initiale}(kVAr)$	873
$Q_{Tloss}(kVAr)$	853
Réduction des pertes réactives (%)	2,3

D'après ce tableau, il apparaît que l'optimisation basée sur l'utilisation de câbles de section 148 mm² sur les branches de l'artère principale n'a pas permis une réduction significative des pertes actives et réactives, avec des diminutions respectives de seulement **2,28 %** et **2,3 %**. Malgré l'optimisation, le réseau présente encore 386 nœuds instables, et seules 17 tensions se situent dans la plage des valeurs admissibles. La tension minimale atteinte après optimisation est de **0,7755 p.u.** Les détails des tensions obtenues sont présentés dans un tableau en annexe.

Le profil de tension est présenté à la figure ci-dessous :



4.4.3. Optimisation par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau de Zè

Cette optimisation consistera à sélectionner la section de câble optimale, choisie entre 117 mm² et 148 mm², pour chaque branche du réseau. Autrement dit, pour chaque branche, l'optimisation déterminera la section la plus appropriée afin d'améliorer la distribution du réseau, de ramener les tensions dans la plage admissible et de réduire les pertes. Les numéros des branches où les sections 117 et 148 ont été utilisés sont présentés à l'annexe. Cette optimisation a conduit aux résultats présentés ci-après.

Tableau 11 : Résultat de l'optimisation par placement des sections de câble 117 et 148 sur la topologie du réseau de Zè

Paramètres	Valeurs
Section 1 (mm ²)	117
Résistance (Ω/Km)	0,261
Réactance (Ω/Km)	0,372
Section 2 (mm ²)	148
Résistance (Ω/Km)	0,209
Réactance (Ω/Km)	0,368
Nombre de branche en 117mm ²	94

Nombre de branche en 148mm ²	308
$V_{max}(p.u.)$	0,96
$V_{min}(p.u.)$	1,01
Nombre de nœuds instables	0
$P_{Tloss,initiale}(kW)$	1400
$P_{Tloss}(kW)$	453
Réduction des pertes actives (%)	67,64
$Q_{Tloss,initiale}(kVAr)$	873
$Q_{Tloss}(kVAr)$	628
Réduction des pertes réactives (%)	52,33

D'après ce tableau, il ressort que l'optimisation par placement des sections 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau de Zè assure une bonne réduction de **67,64%** des pertes actives et de **52,33%** des pertes réactives.

Après optimisation, on note 0 nœuds instables et toutes les tensions sont dans la plage des valeurs admissible. La tension minimale obtenue après optimisation est **0,96 p.u** et la chute maximale de tension est de **4%**. Les valeurs des tensions obtenues après optimisation sont résumées dans un tableau à l'annexe.

Le profil de tension est présenté à la figure ci-dessous :

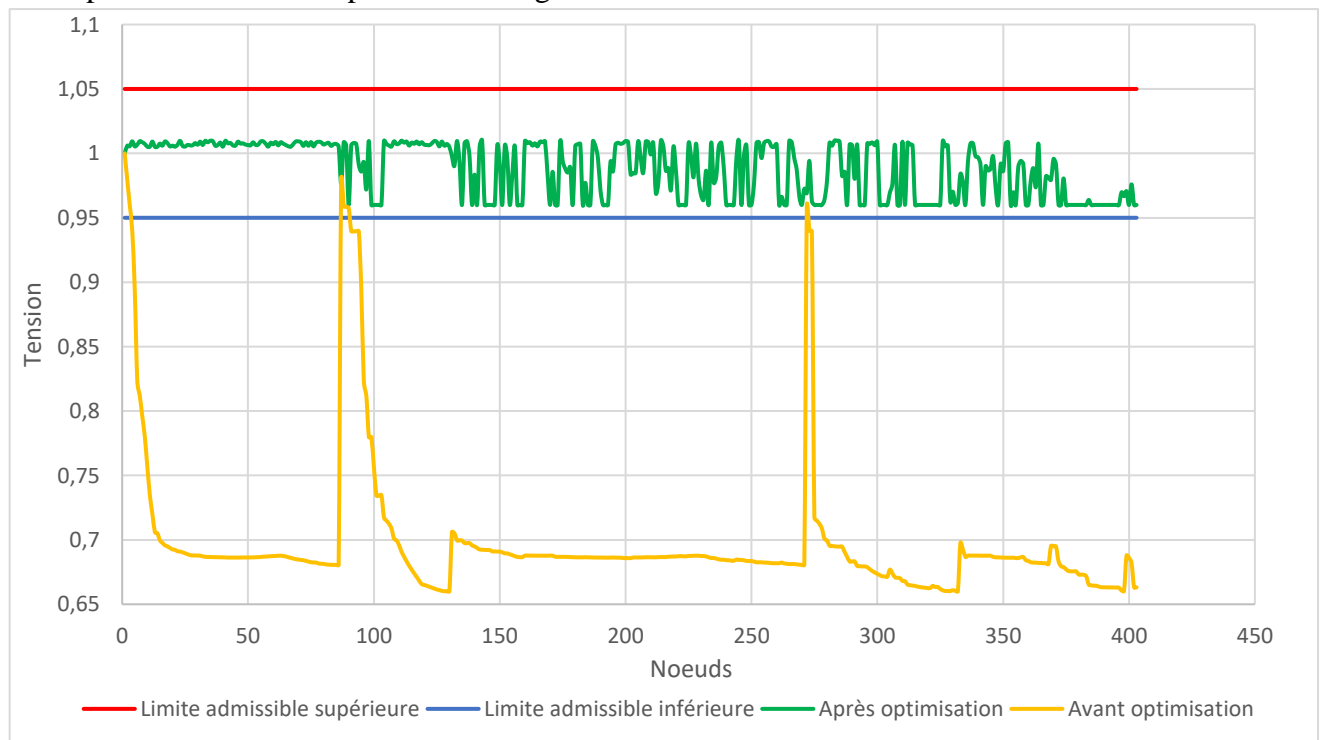


Figure 30 : Optimisation par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau

De cette optimisation, il faut noter que la chute de tension maximale du réseau initial de Zè est passée de **33,98%** à **4%** après Optimisation par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau. La figure ci-dessous montre cette réduction de chute de tension.

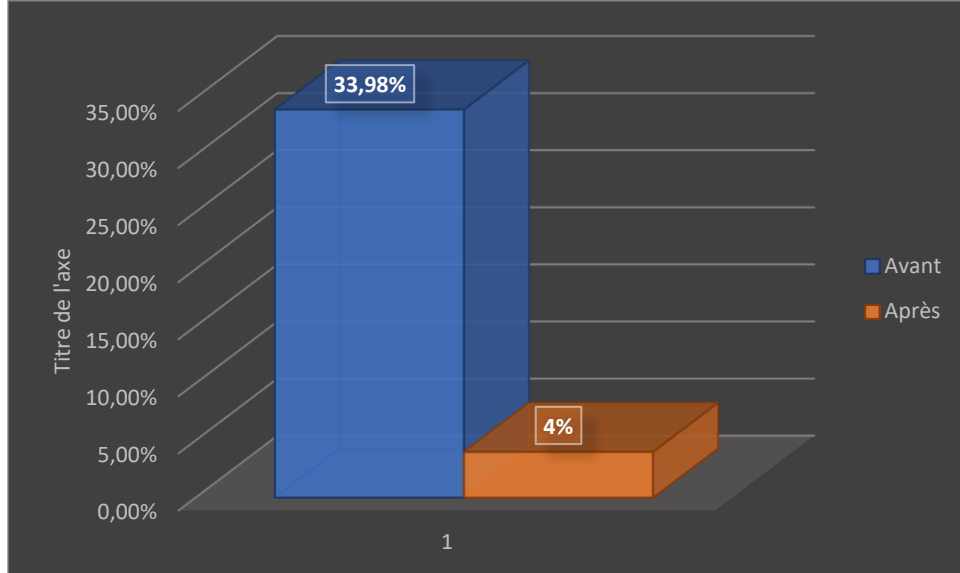


Figure 31 : Chute de tension maximale avant et après optimisation

Au vu des résultats présentés, la répartition optimale de charges par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau de distribution HTA de Zè, contribue à l'amélioration des performances techniques sur le réseau.

4.5. ANALYSE ÉCONOMIQUE

Cette partie est consacré à l'analyse économique du projet proposé à la SBEE.

Soit G_{an} le gain réalisé au bout d'un an après l'optimisation de la répartition des charges.

$$G_{an} = (Pertes_{av} - Pertes_{ap}) \times T_f \times K_E \quad (4-1)$$

Avec :

$Pertes_{av}$: Pertes actives avant optimisation (kW)

$Pertes_{ap}$: Pertes actives après optimisation (kW)

$T_f = 0,7 \times T$: Temps de fonctionnement (h)

$T = 8760$: Temps total annuel de fonctionnement (h)

$K_E = 125$: Coût moyen du KWh à la SBEE (FCFA)

Le temps de fonctionnement T_f est supposé égal à 70% du temps total annuel compte tenu des incidences imprévues c'est à dire les pannes ou travaux qui se produisent sur le réseau.

Soit C_{inv} le coût d'investissement du projet.

$$C_{inv} = (C_1 \times L_1) + (C_2 \times L_2) + K \times (L_1 + L_2) \quad (4-2)$$

Avec :

C_1 : Coût réseaux HTA avec section 117mm² (FCFA/km)

C_2 : Coût réseaux HTA avec section 148mm² (FCFA/km)

L_1 : Longueur en section 117mm² du réseau HTA (Km)

L_2 : Longueur en section 148mm² du réseau HTA (Km)

K : Coût de dépose du réseau HTA

Soit PRI la période de retour sur investissement.

$$PRI = \frac{C_{inv}}{G_{an}} \quad (4-3)$$

Tableau 12 : Analyse économique du projet

Projet	
Paramètres	Valeurs
$Pertes_{av}(kW)$	1400
$Pertes_{ap}(kW)$	453
$L_1(km)$	130,9
$L_2(km)$	300,65
$C_1 (FCFA/km)$	26 989 300
$C_2 (FCFA/km)$	28 550 842
$K(FCFA/km)$	658 476
G_{an}	725 875 500 FCFA/an
C_{inv}	12 400 875 335,1 FCFA
PRI	17ans

Le projet implique ainsi le passage en section 117mm² et 148mm² pour tout le réseau HTA de Zè ; ce qui permettra de bien répartir les charges sur le réseau et éviter les chutes de tension énormes et des pertes d'énergie. Ce projet nécessite un investissement de **12 400 875 335,1 FCFA**. Cet investissement sera récupéré au bout de **17ans** environs grâce à un gain annuel net de **725 875 500 FCFA/an**.

4.6. IMPACT DU PROJET

La réalisation de ce projet a engendré des impacts sur le réseau. Cette section se consacre à l'analyse de quelques impacts du projet.

➤ Impact sur les performances techniques

L'optimisation par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau conduit à une amélioration significative de ses performances.

En effet, cette optimisation permet une réduction des pertes actives de **67,64%**, passant de 1,4 MW (dans le cas de base) à **453 kW**. Les pertes réactives sont également réduites de **52,33%**. Cette diminution des pertes se traduit par une économie d'énergie annuelle substantielle de **5 807 004 kWh**. Ce projet a permis de maintenir les tensions nodales dans les limites prescrites par les normes, avec une tension minimale obtenue de **0,96p.u.**

➤ Impacts socio-économiques

Sur ce plan, on note d'abord une nette augmentation de la marge de profitabilité de la SBEE. En effet, la réduction des énergies perdues et de l'énergie non distribuée implique un gain financier pour la Société Béninoise d'Energie Électrique. Avec la réduction des pertes énergétiques, la SBEE fait un bénéfice annuel net **725 875 500 FCFA/an**. Aussi, plus le réseau se porte mieux, plus la clientèle aura confiance en la SBEE.

Conclusion

Ce chapitre présente et analyse les résultats obtenus dans notre travail. Les diverses analyses issues des diverses optimisations ont permis d'opter pour l'optimisation par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² pour les branches du réseau. Ce qui a conduit à l'amélioration du profil de tension, à la réduction des pertes et à l'augmentation des gains pour la SBEE. La mise en œuvre de ce projet nécessitera un investissement initial de **Douze milliards quatre cent millions huit cent soixante-quinze mille trois cent trente cinq virgule un francs CFA (12 400 875 335,1 FCFA)**. Le retour sur investissement est prévu dans environ **17 ans**, avec un gain annuel net estimé à de **Sept cent vingt-cinq millions huit cent soixante-quinze mille cinq cent francs CFA par an (725 875 500 FCFA/an)**.

CONCLUSION GÉNÉRALE

L'exploitation d'un réseau électrique consiste à produire, transporter et distribuer l'énergie demandée par les charges installées. Cette énergie doit être fournie sous tension et fréquence dans les limites acceptables pour garantir un bon fonctionnement des charges et des équipements du réseau. En ce qui concerne la tension, une variation de 5% autour de la valeur nominale (parfois 10%) est tolérée[24]. Dans notre cadre d'étude, nous avons donc fait une l'optimisation de la répartition des charges par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau pour améliorer les performances techniques. En effet, nous avons recueilli les données sur l'ensemble des éléments du départ Zè notamment : les informations des transformateurs, les informations sur les lignes et pour la charge à la pointe, les données ont été obtenues au poste. Avec ces données collectées nous avons fait le diagnostic de l'état du réseau de Zè. Cette étude diagnostique précède la modélisation matricielle du dit réseau dans le logiciel MATLAB suivie des simulations d'écoulement de puissance.

L'analyse a montré que le réseau de Zè est fortement dégradé. En effet, les pertes de puissance sont considérables et le profil de tension est très altéré. Les pertes actives et réactives s'élèvent respectivement à 1,4 MW et 0,4746 MVar. Parmi les 403 nœuds du réseau, 395 affichent des tensions inférieures à la limite acceptable (entre 0,95 et 1,05 p.u.), ce qui les rend instables. La tension la plus basse constatée est de 0,6601 p.u. au nœud 332. Cette instabilité est également confirmée par l'analyse du profil de tension du réseau de Zè.

Pour remédier à ces problèmes, nous avons fait l'optimisation de la répartition des charges par placement des sections de câble 117mm² et 148mm² pour tous les branches du réseau. Ce passage en section 117mm² et 148mm² sur la topologie du réseau de Zè permettra non seulement de réduire les pertes de puissance en ligne, mais également aidera à stabiliser la tension. Les résultats de l'optimisation par placement des sections 117mm² ou 148mm² confirme la nécessité de passer toutes les branches du réseau en 117mm² et 148mm². La mise en œuvre de cette optimisation de répartition de charges contribue à une réduction de 67,64% des pertes actives et de 52,33% des pertes réactives. Aussi, on note une amélioration du profil de tension ; la valeur minimale est de 0,96 p.u. Ce projet, à la fois rentable et performant sur le plan technique, nécessitera un investissement de 12 400 875 335,1 FCFA. Le retour sur investissement est prévu dans environ 17ans, avec un bénéfice net annuel estimé à 725 875 500 FCFA/an. Comme perspective, il serait souhaitable que la SBEE continue les études sur son réseau de distribution générale afin d'assurer la stabilité statique du réseau au fil des années.

RÉFÉRENCES

- [1] L. Boufenneche, « Réseaux Electriques, Centre Universitaire Nour El Bachir El Bayadh ». 2017.
- [2] L. Boufenneche, « Généralités sur les réseaux électriques », 2017.
- [3] « Généralités sur les réseaux électriques. »
- [4] D. J. NOUMONHESSI, « Amélioration de la tension du réseau électrique de distribution BT de la SBEE dans les zones résidentielles et commerciales confrontées à une baisse de tension (cas du départ d'IITA au poste source de Maria-Gléta : Womey-Sodo) ». 2023
- [5] C. Thinhinane et T. Zakia, « Etude de la Stabilité de tension dans les réseaux Année Électriques », 2021.
- [6] Mahmoud AMENACHE et Rachid HAMMICHE, « Amélioration du réseau basse tension d'IGUER N'SSAR ». 2022.
- [7] Mostefaoui Abdelkader, « Étude de la répartition optimale des puissances dans un réseau électrique par la Programmation non linéaire ». 2008.
- [8] HADJ-SAID Ahmed, « Etude des répartitions de charges dans un réseau de distribution – Application aux courts-circuits ». 2009.
- [9] A. HADJ-SAID, « Etude des répartitions de charges dans un réseau de distribution : Application aux courts-circuits ». 2009.
- [10] ELMAADI Réda, « Calcul de la Répartition de Puissance ». 2019.
- [11] W. R. ASMA ZAOUI, « Répartition Optimale des puissances Dans Un réseau électrique par l'intelligence artificielle ». 2020.
- [12] L. KELLOU, « <<Optimisation de la reconfiguration d'un réseau de distribution électrique>> ». 2017.
- [13] G. Youcef, S. Fares, et B. Haouari, « Minimisation des pertes actives dans un réseau électrique par l'algorithme d'optimisation par essaim de particules », 2018.
- [14] ALI SIDICK BAHAR et MIDIRGUE MBASSA, « Répartition économique des puissances dans les réseaux de transport de l'énergie électrique ». 2021.
- [15] Jen-Hao Teng, « A direct approach for distribution system load flow solutions IEEE transactions on power delivery ». 2000.
- [16] J. B. V., « Subra load flow solution of unbalanced radial distribution systems ». 2000.

- [17] SALOMAN Danaraj, « An algorithm for radial distribution power flow in complex mode including voltage controlled buses ».
- [18] R. Ranjan, « Power flow solution of three-phase unbalanced radial distribution network ».
- [19] M. Chabbia, « Intégration optimale d'une production décentralisée et d'un dispositif D-STATCOM dans un réseau de distribution », 2020.
- [20] Akouèmaho Richard DANSOU, « Optimisation de la taille et du positionnement multi-GED en présence du SVC dans un réseau de distribution : application au départ HTA de Ouidah ». 2018.
- [21] Ihsen Saad, Fatma Tantan Gour, « Métaheuristiques pour l'optimisation difficile - Application des algorithmes génétiques aux problèmes d'optimisation ». 2009.
- [22] Idir Belaidi, Kamal Mohammedi, Belaid Brachemi, « Mise en oeuvre de l'algorithme génétique de type NSGAII pour l'optimisation multi-objectif d'une opération de fraisage en bout ».
- [23] Mohsen Ejdaya et Lionel Fourment, « Optimisation multi-objectifs à base de métamodèle pour des applications en mise en forme des métaux ».
- [24] O. GBOSSOU, « Stabilité de la tension du réseau de distribution HTA de la SBEE : Cas du poste HT1-GBEGAMEY (DRL1) ».

TABLE DES MATIÈRES

Dédicace	i
Remerciements	ii
Résumé	iii
Abstract	iv
Nomenclature	v
Listes des sigles et abréviations	vi
Sommaire	vii
Liste des tableaux	viii
Listes des figures	ix
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralité sur les réseaux électriques et présentation du réseau électrique de Zè .	3
1.1. Généralité sur les réseaux électriques.....	3
1.1.1. Définition réseau électrique.....	3
1.1.2. Classification des réseaux électriques	4
1.1.2.1 Suivant les niveaux de tension	4
1.1.2.2 Suivant leur rôle	6
1.1.3. Différentes structures du réseau de distribution électrique [5]	6
1.1.3.1 Structure radiale	7
1.1.3.2 Structure en boucle	7
1.1.3.3 Structure en maille	8
1.1.3.4 Réseau arborescent.....	8
1.2. Présentation du réseau électrique au Bénin	9
1.3. Présentation du départ Zè	10
1.4. Revue de littérature sur la répartition des charges dans un réseau électrique	13

Chapitre 2 : Analyse des méthodes actuelles de répartition des charges	15
1.5. Collectes des données et matériels utilisés	15
1.5.1. Collectes des données.....	15
1.5.1.1 Types de données	15
1.5.2. Matériels.....	17
1.6. Modélisation des réseaux électriques	19
1.6.1. Constitution du réseau électrique [12]	19
1.6.2. Modélisation des composants du réseau électrique.....	20
1.6.2.1 Modélisation du générateur.....	21
1.6.2.2 Modélisation des branches	21
1.6.2.3 Modélisation des charges	22
1.6.2.4 Élément shunt.....	22
1.6.2.5 Les transformateurs à prise variable	23
1.7. Revue de littérature sur la méthode de répartition des charges	23
1.7.1. Méthode 1.....	23
1.7.1.1 Distribution de charges	23
1.7.1.2 Formulation de la méthode proposée pour les nœuds de charge (PQ).....	24
1.7.2. Méthode 2.....	26
1.7.2.1 La solution méthodologique.....	26
1.7.2.2 Modélisation de la charge	27
1.7.2.3 Ligne shunt modèle de charge	28
1.7.2.4 Calcul de courant de ligne.....	28
1.7.2.5 Les pertes de puissances	28
1.7.2.6 Algorithme	28
1.7.3. Méthode 3.....	29
1.7.3.1 Les courants triphasés sont équilibrés.....	29
1.7.3.2 Modèle de charge	30

1.7.3.3	Algorithme	31
1.7.4.	Méthode 4.....	31
1.7.4.1	Réseau de distribution équilibré.....	31
1.7.4.2	Construction des matrices BIBC et BCBV	32
1.7.4.3	La solution technique pour la distribution de charge.....	33
1.7.4.4	Traitement des réseaux faiblement maillés.....	34
1.7.4.5	Modification de la solution technique.....	35
1.7.4.6	Réseau de distribution déséquilibré	36
1.8.	Algorithme de calcul de la répartition des charges.....	38
1.8.1.	Méthode directe de l'écoulement de puissance.....	38
1.8.1.1	Formation de la matrice BIBC[19]	38
1.8.1.2	Formation de la matrice BCBV[19].....	38
1.9.	Algorithme de la méthode BIBC/BCBV	39
1.9.1.	Algorithme de la méthode directe d'écoulement de puissance[20]	39
1.9.2.	Organigramme de la méthode d'écoulement de puissance	40
Chapitre 3 : Méthode d'optimisation		42
3.1.	Méthodes d'optimisation pour la répartition des charges.....	42
3.2.	Les méthodes Métaheuristiques.....	44
3.2.1.	Classification des Méthodes Métaheuristiques	45
3.2.2.	Méthodes Métaheuristiques à Population	45
3.2.3.	Méthodes Métaheuristiques à solution unique (Parcours)	45
3.3.	Les Algorithmes Évolutionnaires	46
3.3.1.	Les Algorithmes Génétiques	46
3.3.2.	Algorithme NSGA-II.....	49
3.3.3.	Principe de fonctionnement du NSGA-II [23]	50
3.4.	Résolution du problème d'optimisation	51
3.4.1.	Formulation des objectifs	51

3.4.2.	Formulation mathématique	52
3.4.3.	Formulation de contrainte	53
3.4.3.1	Contraintes d'égalité	53
3.4.3.2	Contraintes d'inégalité	53
Chapitre 4 : Simulation du réseau de Zè et présentation des résultats		55
4.1.	Écoulement de puissance de la méthode BIBC/BCBV	55
4.1.1.	Objectif de l'écoulement de puissance	55
4.2.	Présentation des résultats après simulation	55
4.3.	Description du projet	57
4.3.1.	Types de paramètre	57
4.3.1.1	Paramètre du NSGA-II	57
4.3.1.2	Paramètre des sections de câble	58
4.4.	Présentation et analyse des résultats de simulation	58
4.4.1.	Optimisation par placement de la section de câble 117mm ² sur l'altère principale 58	
4.4.2.	Optimisation par placement de la section de câble 148mm ² sur l'altère principale 59	
4.4.3.	Optimisation par placement des sections de câble 117mm ² et 148mm ² sur la topologie du réseau de Zè.....	61
4.5.	Analyse économique.....	63
4.6.	Impact du projet.....	65
Conclusion générale		67
Références		68
Table des matières		x
Annexe		xiv

ANNEXE

Données, résultat de l'écoulement de puissance du réseau actuel de Zè et résultat de l'optimisation.

Nœuds	Ri(Ω /Km)	Xi(Ω /Km)	S(mm ²)	P(KW)	Q(KVAr)	Numéro des branches passées en 117mm ²	Numéro des branches passées en 148mm ²	Avant optimisation	Après optimisation
1	0,595	0,3699	54	0	0	89	1	1,000	1
2	0,595	0,3699	54	0	0	98	2	0,980	1,0059
3	0,595	0,3699	54	0	0	99	3	0,960	1,0055
4	0,595	0,3699	54	0	0	100	4	0,940	1,0094
5	0,595	0,3699	54	0	0	101	5	0,894	1,0054
6	0,416	0,3776	75	0	0	102	6	0,823	1,0068
7	0,416	0,3776	75	0	0	134	7	0,812	1,0095
8	0,416	0,3776	75	0	0	138	8	0,796	1,0086
9	0,416	0,3776	75	0	0	140	9	0,780	1,0073
10	0,416	0,3776	75	0	0	143	10	0,757	1,0052
11	0,416	0,3776	75	0	0	144	11	0,735	1,0052
12	0,416	0,3776	75	0	0	145	12	0,720	1,0092
13	0,261	0,372	117	0	0	146	13	0,706	1,0051
14	0,261	0,372	117	0	0	147	14	0,705	1,0052
15	0,261	0,372	117	0	0	150	15	0,700	1,0076
16	0,261	0,372	117	0	0	153	16	0,698	1,006
17	0,261	0,372	117	0	0	156	17	0,696	1,0093

18	0,261	0,372	117	0	0	157	18	0,695	1,0079
19	0,261	0,372	117	0	0	158	19	0,694	1,0054
20	0,261	0,372	117	0	0	169	20	0,693	1,006
21	0,261	0,372	117	0	0	171	21	0,692	1,0052
22	0,261	0,372	117	0	0	172	22	0,691	1,0067
23	0,261	0,372	117	0	0	178	23	0,691	1,0098
24	0,261	0,372	117	0	0	182	24	0,690	1,0058
25	0,261	0,372	117	0	0	184	25	0,690	1,0053
26	0,261	0,372	117	0	0	185	26	0,689	1,0066
27	0,261	0,372	117	0	0	190	27	0,688	1,0062
28	0,261	0,372	117	0	0	191	28	0,688	1,0063
29	0,261	0,372	117	0	0	192	29	0,688	1,008
30	0,261	0,372	117	0	0	220	30	0,688	1,0067
31	0,261	0,372	117	0	0	221	31	0,688	1,0091
32	0,261	0,372	117	0	0	222	32	0,687	1,0065
33	0,261	0,372	117	0	0	223	33	0,687	1,0098
34	0,261	0,372	117	0	0	232	34	0,687	1,0086
35	0,261	0,372	117	0	0	239	35	0,687	1,0098
36	0,261	0,372	117	0	0	241	36	0,687	1,0095
37	0,261	0,372	117	0	0	242	37	0,687	1,0059
38	0,261	0,372	117	0	0	245	38	0,687	1,0065
39	0,261	0,372	117	0	0	248	39	0,687	1,0084
40	0,261	0,372	117	0	0	249	40	0,686	1,0052
41	0,261	0,372	117	0	0	260	41	0,686	1,0098
42	0,261	0,372	117	0	0	262	42	0,686	1,0078

43	0,261	0,372	117	0	0	263	43	0,686	1,0081
44	0,261	0,372	117	0	0	269	44	0,686	1,0062
45	0,261	0,372	117	0	0	274	45	0,686	1,006
46	0,261	0,372	117	0	0	275	46	0,686	1,0091
47	0,261	0,372	117	0	0	276	47	0,686	1,0076
48	0,261	0,372	117	0	0	277	48	0,686	1,0078
49	0,261	0,372	117	0	0	287	49	0,686	1,0068
50	0,261	0,372	117	0	0	292	50	0,686	1,0065
51	0,261	0,372	117	0	0	294	51	0,686	1,0062
52	0,261	0,372	117	0	0	300	52	0,686	1,0086
53	0,261	0,372	117	0	0	301	53	0,687	1,0066
54	0,261	0,372	117	0	0	302	54	0,687	1,0067
55	0,261	0,372	117	0	0	303	55	0,687	1,0092
56	0,261	0,372	117	0	0	307	56	0,687	1,0094
57	0,261	0,372	117	0	0	308	57	0,687	1,0075
58	0,261	0,372	117	0	0	310	58	0,687	1,0052
59	0,261	0,372	117	0	0	314	59	0,687	1,0083
60	0,261	0,372	117	0	0	320	60	0,687	1,0071
61	0,261	0,372	117	0	0	321	61	0,688	1,0089
62	0,261	0,372	117	0	0	322	62	0,688	1,0062
63	0,416	0,3776	75	0	0	323	63	0,688	1,0087
64	0,417	0,3777	75	0	0	324	64	0,687	1,0075
65	0,418	0,3778	75	0	0	330	65	0,687	1,0065
66	0,419	0,3779	75	0	0	334	66	0,687	1,0055
67	0,42	0,378	75	0	0	341	67	0,686	1,0052

68	0,421	0,3781	75	0	0	347	68	0,685	1,0073
69	0,422	0,3782	75	0	0	352	69	0,685	1,0093
70	0,423	0,3783	75	0	0	354	70	0,685	1,0093
71	0,424	0,3784	75	0	0	358	71	0,684	1,0087
72	0,425	0,3785	75	0	0	359	72	0,684	1,0058
73	0,595	0,3699	54	0	0	364	73	0,684	1,0087
74	0,595	0,3699	54	0	0	365	74	0,683	1,0059
75	0,595	0,3699	54	0	0	371	75	0,683	1,0088
76	0,595	0,3699	54	0	0	372	76	0,682	1,0054
77	0,595	0,3699	54	0	0	374	77	0,682	1,0083
78	0,595	0,3699	54	0	0	375	78	0,682	1,009
79	0,595	0,3699	54	0	0	376	79	0,681	1,0087
80	0,595	0,3699	54	0	0	378	80	0,681	1,0069
81	0,595	0,3699	54	0	0	379	81	0,681	1,0076
82	0,595	0,3699	54	0	0	381	82	0,681	1,0082
83	0,595	0,3699	54	0	0	382	83	0,681	1,0058
84	0,595	0,3699	54	0	0	384	84	0,681	1,0071
85	0,595	0,3699	54	0	0	385	85	0,681	1,0073
86	0,416	0,3776	75	0	0	386	86	0,681	1,0054
87	0,261	0,372	117	22,545732	13,97259	387	87	0,980	0,9763
88	0,261	0,372	117	0	0	391	88	0,959	1,0086
89	0,595	0,3699	54	0	0	392	90	0,959	1,0062
90	0,595	0,3699	54	90,182927	55,890358	394	91	0,958	0,96
91	0,595	0,3699	54	0	0	395	92	0,940	1,0062
92	0,595	0,3699	54	0	0	399	93	0,940	1,0081

93	0,595	0,3699	54	0	0	401	94	0,940	1,0072
94	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143	402	95	0,940	0,9911
95	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		96	0,894	0,9859
96	0,13	0,115	54	22,545732	13,97259		97	0,823	0,9931
97	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		103	0,812	0,9721
98	0,595	0,3699	54	90,182927	55,890358		104	0,780	1,0096
99	0,595	0,3699	54	56,364329	34,931474		105	0,780	0,96
100	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		106	0,757	0,96
101	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		107	0,734	0,96
102	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		108	0,734	0,96
103	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		109	0,735	0,96
104	0,416	0,3776	75	0	0		110	0,717	1,0097
105	0,416	0,3776	75	0	0		111	0,715	1,0073
106	0,416	0,3776	75	0	0		112	0,713	1,0061
107	0,416	0,3776	75	0	0		113	0,709	1,0053
108	0,416	0,3776	75	0	0		114	0,701	1,0094
109	0,416	0,3776	75	0	0		115	0,700	1,0072
110	0,416	0,3776	75	0	0		116	0,696	1,0077
111	0,416	0,3776	75	0	0		117	0,691	1,0099
112	0,416	0,3776	75	0	0		118	0,687	1,0083
113	0,416	0,3776	75	0	0		119	0,683	1,0092
114	0,416	0,3776	75	0	0		120	0,680	1,006
115	0,416	0,3776	75	0	0		121	0,677	1,0084
116	0,416	0,3776	75	0	0		122	0,674	1,0074
117	0,416	0,3776	75	0	0		123	0,671	1,0092

118	0,416	0,3776	75	0	0		124	0,668	1,007
119	0,416	0,3776	75	0	0		125	0,666	1,0087
120	0,416	0,3776	75	0	0		126	0,665	1,0067
121	0,416	0,3776	75	0	0		127	0,664	1,0066
122	0,416	0,3776	75	0	0		128	0,664	1,0063
123	0,416	0,3776	75	0	0		129	0,663	1,0077
124	0,416	0,3776	75	0	0		130	0,662	1,0096
125	0,416	0,3776	75	0	0		131	0,662	1,0089
126	0,595	0,3699	54	0	0		132	0,661	1,0054
127	0,595	0,3699	54	0	0		133	0,660	1,0092
128	0,595	0,3699	54	0	0		135	0,660	1,0059
129	0,595	0,3699	54	0	0		136	0,660	1,0073
130	0,595	0,3699	54	0	0		137	0,660	1,005
131	0,595	0,3699	54	11,272866	6,9862948		139	0,706	0,9978
132	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		141	0,705	0,9903
133	0,595	0,3699	54	0	0		142	0,700	1,0096
134	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		148	0,700	0,9936
135	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		149	0,700	0,96
136	0,595	0,3699	54	0	0		151	0,698	1,0078
137	0,595	0,3699	54	0	0		152	0,697	1,0095
138	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		154	0,697	0,9977
139	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		155	0,696	0,96
140	0,595	0,3699	54	11,272866	6,9862948		159	0,695	0,9835
141	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		160	0,694	0,96
142	0,595	0,3699	54	0	0		161	0,693	1,0052

143	0,595	0,3699	54	0	0		162	0,692	1,01
144	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		163	0,692	0,96
145	0,888	0,3844	34	36,073171	22,356143		164	0,692	0,96
146	0,261	0,372	117	22,545732	13,97259		165	0,692	0,96
147	0,261	0,372	117	36,073171	22,356143		166	0,691	0,96
148	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		167	0,691	0,96
149	0,595	0,3699	54	0	0		168	0,691	1,0061
150	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		170	0,691	0,9915
151	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		173	0,690	0,96
152	0,595	0,3699	54	0	0		174	0,690	1,0059
153	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		175	0,690	0,9963
154	0,595	0,3699	54	142,03811	88,027314		176	0,689	0,96
155	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		177	0,688	0,9836
156	0,595	0,3699	54	0	0		179	0,687	1,0057
157	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		180	0,687	0,96
158	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		181	0,687	0,96
159	0,261	0,372	75	22,545732	13,97259		183	0,687	0,96
160	0,261	0,372	75	0	0		186	0,688	1,0096
161	0,261	0,372	75	0	0		187	0,688	1,008
162	0,261	0,372	75	0	0		188	0,688	1,0087
163	0,261	0,372	75	0	0		189	0,688	1,006
164	0,261	0,372	75	0	0		193	0,688	1,0078
165	0,261	0,372	75	0	0		194	0,688	1,0054
166	0,261	0,372	75	0	0		195	0,688	1,0091
167	0,261	0,372	75	0	0		196	0,688	1,0087

168	0,261	0,372	75	0	0		197	0,688	1,0093
169	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		198	0,688	0,9834
170	0,416	0,3776	75	90,182927	55,890358		199	0,688	0,96
171	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		200	0,688	0,9857
172	0,595	0,3699	54	90,182927	55,890358		201	0,687	0,96
173	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		202	0,687	0,96
174	0,595	0,3699	54	0	0		203	0,687	1,0093
175	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		204	0,687	0,9941
176	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		205	0,687	0,9882
177	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		206	0,687	0,9851
178	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		207	0,687	0,9892
179	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		208	0,687	0,96
180	0,416	0,3776	75	0	0		209	0,686	1,0057
181	0,416	0,3776	75	0	0		210	0,686	1,0071
182	0,416	0,3776	75	0	0		211	0,686	1,0073
183	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		212	0,686	0,96
184	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		213	0,687	0,9772
185	0,595	0,3699	54	142,03811	88,027314		214	0,686	0,96
186	0,595	0,3699	54	142,03811	88,027314		215	0,686	0,96
187	0,595	0,3699	54	0	0		216	0,686	1,0093
188	0,595	0,3699	54	0	0		217	0,686	1,0057
189	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		218	0,686	0,9963
190	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		219	0,686	0,9717
191	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		224	0,686	0,96
192	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		225	0,686	0,96

193	0,595	0,3699	54	56,364329	34,931474		226	0,686	0,96
194	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		227	0,686	0,9935
195	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		228	0,686	0,986
196	0,595	0,3699	54	0	0		229	0,686	1,0069
197	0,595	0,3699	54	0	0		230	0,686	1,0082
198	0,595	0,3699	54	0	0		231	0,686	1,0074
199	0,595	0,3699	54	0	0		233	0,686	1,008
200	0,595	0,3699	54	0	0		234	0,686	1,0096
201	0,595	0,3699	54	0	0		235	0,686	1,0088
202	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		236	0,686	0,9836
203	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		237	0,686	0,9848
204	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		238	0,686	0,9848
205	0,595	0,3699	54	0	0		240	0,686	1,0094
206	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		243	0,686	0,9963
207	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		244	0,686	0,9848
208	0,416	0,3776	75	0	0		246	0,687	1,0091
209	0,13	0,115	177	0	0		247	0,687	1,0088
210	0,888	0,3844	54	36,073171	22,356143		250	0,687	0,9991
211	0,595	0,3699	54	0	0		251	0,686	1,0079
212	0,595	0,3699	54	56,364329	34,931474		252	0,686	0,9692
213	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		253	0,687	0,977
214	0,595	0,3699	54	0	0		254	0,687	1,0098
215	0,595	0,3699	54	0	0		255	0,687	1,0055
216	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		256	0,687	0,9865
217	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		257	0,687	0,9885

218	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		258	0,687	0,9714
219	0,595	0,3699	54	0	0		259	0,687	1,0053
220	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		261	0,687	0,9865
221	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		264	0,687	0,96
222	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		265	0,687	0,96
223	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		266	0,687	0,96
224	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		267	0,687	0,96
225	0,595	0,3699	54	0	0		268	0,688	1,0075
226	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		270	0,688	0,9977
227	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		271	0,688	0,9815
228	0,595	0,3699	54	0	0		272	0,688	1,0076
229	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		273	0,688	0,9799
230	0,888	0,3844	34	22,545732	13,97259		278	0,687	0,9674
231	0,888	0,3844	34	22,545732	13,97259		279	0,687	0,9641
232	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		280	0,687	0,9866
233	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		281	0,687	0,96
234	0,595	0,3699	54	0	0		282	0,686	1,0083
235	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		283	0,686	0,9774
236	0,595	0,3699	54	11,272866	6,9862948		284	0,685	0,9817
237	0,595	0,3699	54	0	0		285	0,685	1,0055
238	0,595	0,3699	54	0	0		286	0,685	1,0082
239	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		288	0,685	0,9889
240	0,13	0,115	117	36,073171	22,356143		289	0,684	0,96
241	0,595	0,3699	54	0	0		290	0,684	0,96
242	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		291	0,684	0,96

243	0,595	0,3699	54	142,03811	88,027314		293	0,684	0,96
244	0,595	0,3699	54	11,272866	6,9862948		295	0,685	0,9956
245	0,595	0,3699	54	0	0		296	0,684	1,0094
246	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		297	0,684	0,96
247	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		298	0,684	0,9977
248	0,595	0,3699	54	0	0		299	0,684	1,0061
249	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		304	0,684	0,96
250	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		305	0,684	0,96
251	0,595	0,3699	54	11,272866	6,9862948		306	0,683	0,9762
252	0,595	0,3699	54	0	0		309	0,683	1,0081
253	0,595	0,3699	54	0	0		311	0,683	1,0088
254	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		312	0,683	0,9963
255	0,595	0,3699	54	0	0		313	0,682	1,008
256	0,595	0,3699	54	0	0		315	0,682	1,0095
257	0,595	0,3699	54	0	0		316	0,682	1,0093
258	0,595	0,3699	75	0	0		317	0,682	1,0053
259	0,416	0,3776	54	0	0		318	0,682	1,0052
260	0,595	0,3699	54	0	0		319	0,682	1,0071
261	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		325	0,682	0,96
262	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		326	0,682	0,9663
263	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		327	0,682	0,96
264	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		328	0,681	0,96
265	0,595	0,3699	54	0	0		329	0,681	1,0097
266	0,595	0,3699	54	0	0		331	0,681	1,0088
267	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		332	0,681	0,9963

268	0,595	0,3699	54	11,272866	6,9862948		333	0,681	0,987
269	0,595	0,3699	54	11,272866	6,9862948		335	0,681	0,9667
270	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		336	0,681	0,96
271	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		337	0,681	0,9726
272	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		338	0,959	0,9692
273	0,595	0,3699	54	56,364329	34,931474		339	0,940	0,9942
274	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		340	0,939	0,963
275	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		342	0,717	0,96
276	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		343	0,715	0,96
277	0,417	0,3777	54	36,073171	22,356143		344	0,712	0,96
278	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		345	0,709	0,96
279	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		346	0,701	0,964
280	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		348	0,700	0,9784
281	0,595	0,3699	54	0	0		349	0,696	1,0082
282	0,595	0,3699	54	0	0		350	0,695	1,0059
283	0,595	0,3699	54	0	0		351	0,695	1,0099
284	0,595	0,3699	54	0	0		353	0,695	1,0098
285	0,595	0,3699	54	0	0		355	0,695	1,0092
286	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		356	0,695	0,9825
287	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		357	0,691	0,9856
288	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		360	0,687	0,96
289	0,416	0,3776	75	0	0		361	0,683	1,0068
290	0,416	0,3776	75	0	0		362	0,683	1,0063
291	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		363	0,683	0,9802
292	0,595	0,3699	54	0	0		366	0,680	1,0068

293	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		367	0,680	0,96
294	0,595	0,3699	54	0	0		368	0,679	0,96
295	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		369	0,679	0,96
296	0,595	0,3699	54	0	0		370	0,679	1,0077
297	0,595	0,3699	54	0	0		373	0,677	1,0073
298	0,595	0,3699	54	0	0		377	0,676	1,0085
299	0,595	0,3699	54	0	0		380	0,675	1,0063
300	0,595	0,3699	54	0	0		383	0,674	1,0091
301	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		388	0,673	0,96
302	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143		389	0,672	0,96
303	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		390	0,672	0,96
304	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		393	0,671	0,96
305	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		396	0,677	0,9696
306	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259		397	0,674	0,9764
307	0,595	0,3699	54	0	0		398	0,671	1,0066
308	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143		400	0,671	0,96
309	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,670	0,96
310	0,595	0,3699	54	0	0			0,668	1,0091
311	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,668	0,96
312	0,595	0,3699	54	0	0			0,665	1,0082
313	0,595	0,3699	54	0	0			0,665	1,0069
314	0,595	0,3699	54	0	0			0,665	1,0061
315	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,664	0,96
316	0,595	0,3699	54	0	0			0,664	0,96
317	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96

318	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96
319	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96
320	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96
321	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259			0,663	0,96
322	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,664	0,96
323	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,663	0,96
324	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,663	0,96
325	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,662	0,96
326	0,595	0,3699	54	0	0			0,661	1,0096
327	0,595	0,3699	54	0	0			0,660	1,0054
328	0,595	0,3699	54	0	0			0,660	1,0061
329	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,660	0,9625
330	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,661	0,9703
331	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,660	0,96
332	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,660	0,9616
333	0,261	0,372	117	22,545732	13,97259			0,698	0,9839
334	0,261	0,372	117	90,182927	55,890358			0,693	0,9779
335	0,261	0,372	117	36,073171	22,356143			0,687	0,96
336	0,261	0,372	117	22,545732	13,97259			0,688	0,9935
337	0,261	0,372	117	0	0			0,688	1,0076
338	0,261	0,372	117	0	0			0,688	1,0078
339	0,13	0,115	117	36,073171	22,356143			0,688	0,9978
340	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259			0,688	0,997
341	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259			0,688	0,9914
342	0,595	0,3699	54	90,182927	55,890358			0,688	0,96

343	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259			0,688	0,9899
344	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259			0,688	0,9867
345	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259			0,688	0,9881
346	0,416	0,3776	75	22,545732	13,97259			0,687	0,9977
347	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143			0,686	0,9734
348	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143			0,686	0,96
349	0,13	0,115	117	36,073171	22,356143			0,686	0,9917
350	0,13	0,115	117	142,03811	88,027314			0,686	0,9862
351	0,13	0,115	117	0	0			0,686	1,0078
352	0,595	0,3699	54	0	0			0,686	1,0085
353	0,595	0,3699	54	90,182927	55,890358			0,686	0,96
354	0,416	0,3776	75	36,073171	22,356143			0,686	0,9699
355	0,595	0,3699	54	22,545732	13,97259			0,686	0,96
356	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,686	0,9895
357	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,687	0,9942
358	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,687	0,9916
359	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,684	0,96
360	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,684	0,96
361	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,683	0,9794
362	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,682	0,9885
363	0,595	0,3699	54	36,073171	22,356143			0,682	0,974
364	0,595	0,3699	54	0	0			0,682	1,0075
365	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,682	0,96
366	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,682	0,96
367	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,682	0,9822

368	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,681	0,9813
369	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,695	0,9795
370	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,695	0,9957
371	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,695	0,9912
372	0,416	0,3776	75	36,0731707	22,3561433			0,683	0,96
373	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,680	0,96
374	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,679	0,9806
375	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,677	0,96
376	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,676	0,96
377	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,676	0,96
378	0,595	0,3699	54	0	0			0,676	0,96
379	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,676	0,96
380	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,673	0,96
381	0,595	0,3699	54	0	0			0,673	0,96
382	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,673	0,96
383	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,672	0,96
384	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,665	0,9639
385	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,665	0,96
386	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,664	0,96
387	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,664	0,96
388	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,664	0,96
389	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96
390	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96
391	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96
392	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,663	0,96

393	0,595	0,3699	54	36,0731707	13,9725896			0,663	0,96
394	0,595	0,3699	54	0	0			0,663	0,96
395	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,663	0,96
396	0,595	0,3699	54	22,5457317	13,9725896			0,663	0,96
397	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,661	0,9697
398	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,660	0,9668
399	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,688	0,9706
400	0,595	0,3699	54	90,182927	55,890358			0,686	0,96
401	0,595	0,3699	54	36,0731707	22,3561433			0,682	0,976
402	0,595	0,3699	54	36,0731708	22,3561434			0,663	0,96
403				22,5457317	13,9725896			0,663	0,96