

République Algérienne Démocratique Et Populaire

Université Abderrahmane Mira Bejaïa

Faculté De Technologie

Département De Génie Electrique

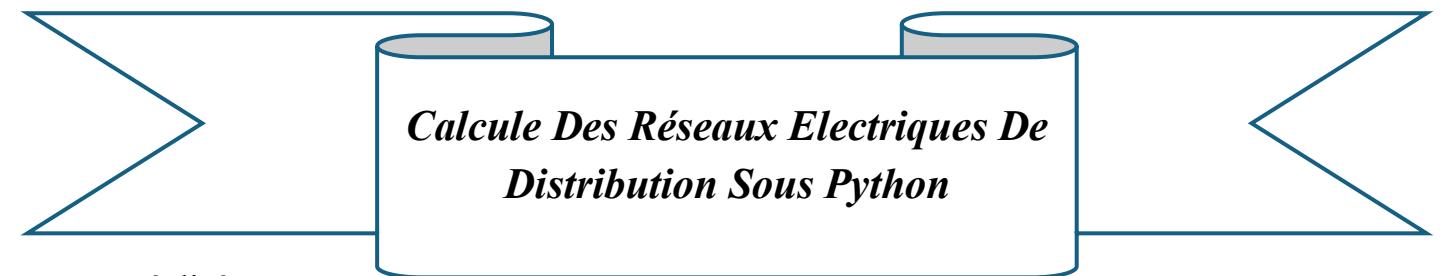
Spécialité : Réseau Electrique



Mémoire de fin d'Etude

En Vue De L'obtention Du Diplôme De Master En Electrotechnique

THEME



Réalisé par :

- LADDI Tarik
- YAHIAOUI Aris

Encadrées par :

- P_r BOUZIDI Athmane
- HAMMICHE Boubeker

Promotion 2025/2026

Populaire et Démocratique Algérienne République
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Déclaration sur l'honneur
Engagement pour respecter les règles d'authenticité scientifique dans
l'élaboration d'un travail de recherche

Arrêté ministériel n° 1082 du 27 décembre 2020 ()
fixant les règles relatives à la prévention et la lutte contre le plagiat*

Je soussigné,

Nom :

Laddi

Prénom :

Tarik

Matricule :

17 17 3300 52 16

Spécialité et/ou Option :

Réseaux électriques

Département :

Genie électrique

Faculté :

Technologie

Année universitaire :

24/25

et chargé de préparer un mémoire de (Licence, Master, Autres à préciser) :

Intitulé : Calcul des réseaux électriques de distribution sous Python

déclare sur l'honneur, m'engager à respecter les règles scientifiques, méthodologiques, et les normes de déontologie professionnelle et de l'authenticité académique requises dans l'élaboration du projet de fin de cycle cité ci-dessus.

Fait à Béjaïa le
10.10.2025

Signature de l'intéressé

(*) Lu et approuvé

Populaire et Démocratique Algérienne République
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Déclaration sur l'honneur
Engagement pour respecter les règles d'authenticité scientifique dans
l'élaboration d'un travail de recherche

Arrêté ministériel n° 1082 du 27 décembre 2020 ()
fixant les règles relatives à la prévention et la lutte contre le plagiat*

Je soussigné,

Nom : *Yattiaoui*

Prénom : *A.RRIS*

Matricule : *181833001008*

Spécialité et/ou Option : *Réseau électrique*

Département : *génie électrique*

Faculté : *Technologie*

Année universitaire : *2024/2025*

et chargé de préparer un mémoire de (*Licence, Master, Autres à préciser*) :

Intitulé: *Calcul des réseaux électrique de distribution sous python*

déclare sur l'honneur, m'engager à respecter les règles scientifiques, méthodologiques, et les normes de déontologie professionnelle et de l'authenticité académique requises dans l'élaboration du projet de fin de cycle cité ci-dessus.

Fait à Béjaïa le
10/01/2025

Signature de l'intéressé

(*) *Lu et approuvé*

Remercîment

Louange à Dieu, Le Tout-Puissant, Le Clément et Le Miséricordieux qui nous a donné la force, la santé et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à notre encadrant **Pr. BOUZIDI Athmane** et à notre co-encadrant **M. HAMMICHE Boubeker** pour leur disponibilité, leurs précieux conseils et leur accompagnement tout au long de la réalisation de ce mémoire. Leurs remarques, suggestions et orientations nous ont été d'une grande aide et ont grandement contribué à la qualité de ce travail

Un grand merci à nos familles respectives pour leur soutien moral, leurs encouragements constants et leurs sacrifices, qui nous ont permis d'arriver à ce stade de notre formation.

Nous remercions aussi nos amis et camarades pour leur aide, leur bonne humeur et les bons moments partagés tout au long de ces années universitaires.

Enfin, une pensée particulière à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Tarik & Aris



Dédicace

À ma merveilleuse mère, qui a toujours cru en moi et n'a cessé de m'encourager à poursuivre mes rêves.

À mon cher père, dont le soutien a été une lumière précieuse qui a éclairé mon chemin tout au long de ce parcours.

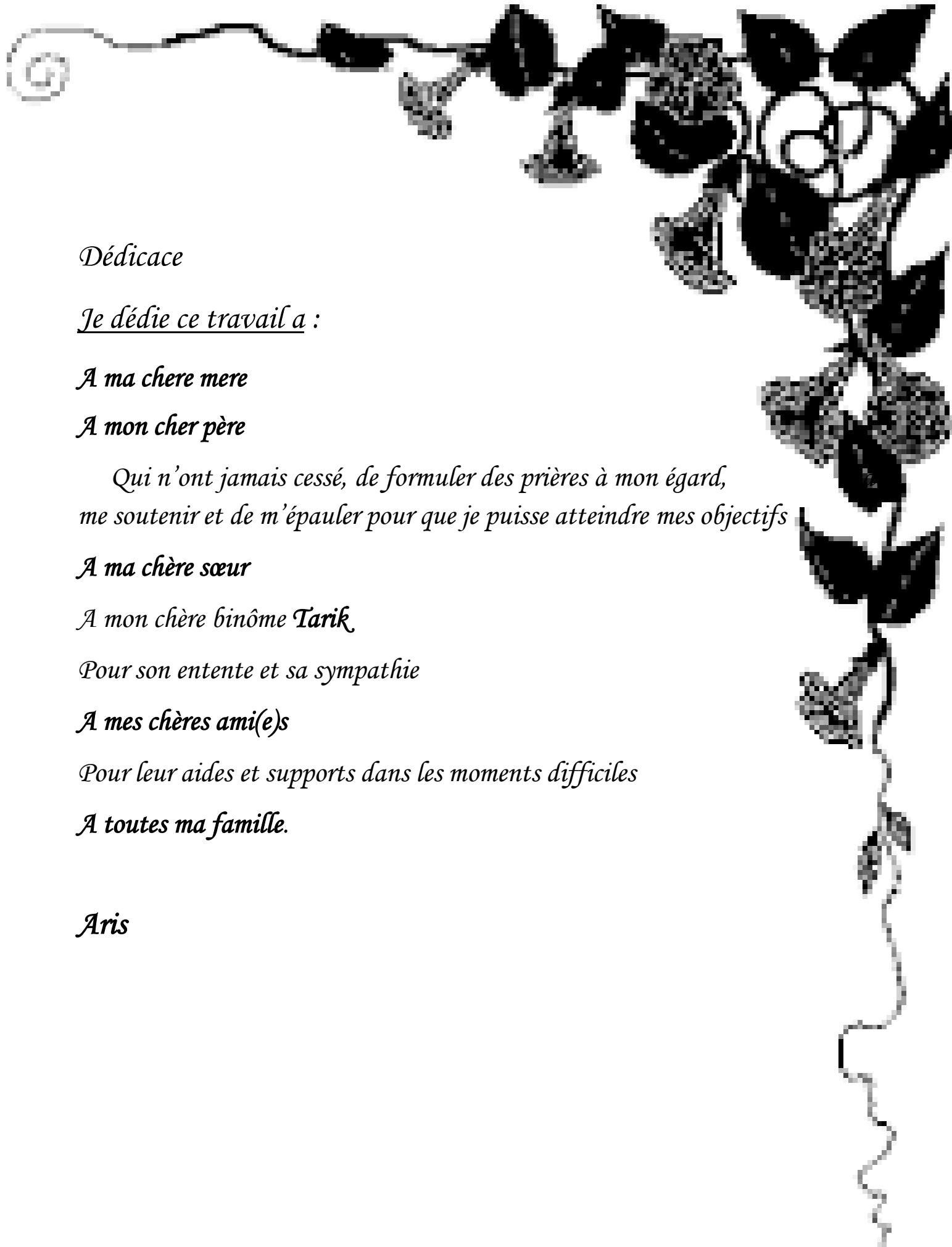
À mon frère, qui malgré la distance et les responsabilités, n'a jamais cessé de m'encourager et de croire en moi.

À mon adorable petite sœur, qui a partagé avec moi chaque moment d'émotion et de bonheur durant la réalisation de ce travail.

Et enfin, à mon binôme ARIS, pour son soutien moral, sa passion et sa compréhension tout au long de cette aventure.

Merci à vous tous, ce mémoire vous est dédié.

Tarik



Dédicace

Je dédie ce travail a :

A ma chere mere

A mon cher père

*Qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard,
me soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs*

A ma chère sœur

A mon chère binôme Tarik

Pour son entente et sa sympathie

A mes chères ami(e)s

Pour leur aides et supports dans les moments difficiles

A toutes ma famille.

Aris

Sommaire

introduction générale

Chapitre I :

Généralité sur le réseau électrique	
I.1 <i>Introduction</i>	1
I.2 <i>Définition d'un réseau électrique</i>	1
I.3 <i>Structure d'un réseau électrique</i>	1
I.3.1 Production	2
I.3.2 Réseau de transport.....	3
I.3.3 Réseau de répartition.....	3
I.3.4 Réseau de distribution	3
I.3.5 Usage et caractéristique de la consommation électrique.....	3
I.3.6 Supervision et régulation du system électrique	4
I.4 <i>Définition et rôle du réseau de distribution</i>	5
I.4.1 Classification des réseaux de distribution	5
I.5 <i>Consommation électrique dans un réseau de distribution.....</i>	6
I.6 <i>Caractéristiques techniques des réseaux de distribution</i>	6
I.6.1 Tension nominale	6
I.6.2 Fréquence	7
I.6.3 Facteur de puissance	7
I.6.4 Chute de tension.....	7
I.7 <i>Niveaux de tension</i>	8
I.7.1 Très Haute Tension (THT)	8
I.7.2 Haute Tension A (HTA)	8
I.7.3 Basse Tension (BT).....	9
I.8 <i>Structures générales d'un réseau de distribution</i>	9
I.8.1 Réseau radial.....	9
I.8.2 Réseau maillé	10
I.8.3 Réseau bouclé.....	10
I.9 <i>Postes de distribution</i>	11
I.9.1 Poste HTB/HTA.....	11
I.9.2 Poste HTA/BT	12
I.10 <i>Équipements principaux d'un poste (transformateurs, cellules, protections, etc.).....</i>	12
I.10.1 Transformateurs de distribution.....	12
I.10.2 Cellules HTA.....	12
I.10.3 Dispositifs de protection	13
I.10.4 Tableaux basse tension (TGBT)	13
I.10.5 Appareils de comptage et de télécommunication.....	13
I.11 <i>Concept général de l'écoulement de puissance</i>	13
I.11.1 But de l'étude de l'écoulement de puissance	13
I.12 <i>Analyse de la chute de tension dans le réseau</i>	13
I.12.1 Relation avec l'écoulement de puissance	14
I.12.2 Normes et limites admissibles	14

<i>I.13 Définition de court-circuit</i>	14
I.13.1 Différents types de court-circuit :	14
I.13.2 Nécessité d'évaluer les courants de court-circuit :	15
I.13.3 Causes des courts-circuits :	15
I.13.4 Conséquences des courts circuits	15
<i>I.14 Conclusion</i>	16

Chapitre II :.....

Étude de l'écoulement de puissance, chute de tension et calcul des courants de défaut dans le réseau de distribution

<i>II.1 Introduction</i>	17
<i>II.2 Modélisation des éléments d'un réseau électrique</i>	17
<i>II.3 Définition des types des jeux de barres.....</i>	17
II.3.1 Jeu de barres terminal.....	18
II.3.2 Jeu de barres commun.....	18
II.3.3 Jeu de barres intermédiaire	18
<i>II.4 Méthode de calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau radial</i>	18
II.4.1 Les équations de l'écoulement de puissance.....	19
II.4.2 Résolution dès équation de l'écoulement de puissance :	20
<i>II.5 Calcul des courants de défaut dans le réseau.....</i>	37
II.5.1 Méthodes de calcul.....	37
<i>II.6 Conclusion :</i>	46

Chapitre III :.....

Simulation et interprétation des résultats

<i>III.1 Introduction</i>	47
<i>III.2 Aperçu du Langage de Programmation Python.....</i>	47
<i>III.3 Présentation du réseau étudié</i>	48
<i>III.4 Plan de travail</i>	52
<i>III.5 Ecoulement de puissance et chute de tension du réseau IEEE33</i>	52
III.5.1 Courants transités dans les branches.....	53
III.5.2 Pertes actives et réactives dans les branches	55
III.5.3 Calcule des chutes de tension.....	58
III.5.4 Calcule des tensions dans les nœuds	61
<i>III.6 Calcul des courants de défaut</i>	63
III.6.1 Analyse du défaut au nœud 2	63
III.6.2 Analyse du défaut au nœud 16	64
<i>III.7 Conclusion</i>	66

Conclusion générale

Bibliographie.....

Liste des abréviations et symboles

THT : Très Haute Tension

HTB : Haute Tension B

HTA : Haute Tension A (Moyenne Tension)

BT : Basse Tension

BTA : Basse Tension Alternative

EP : Écoulement de Puissance

TGBT : Tableau Général Basse Tension

PU : Unité relative (Per Unit)

Ybus : Matrice d'admittance nodale

JB : Jeu de Barres

JB term : Jeu de Barres Terminal

JB com : Jeu de Barres Commun

JB inter : Jeu de Barres Intermédiaire

DLF : Direct Load Flow

SVC : Compensateur statique de puissance réactive (Static Var Compensator)

SCADA : Système de supervision et d'acquisition de données (Supervisory Control And Data Acquisition)

PD : Production Décentralisée

GED : Générateur d'Énergie Dispersée

LSF : Facteur de Sensibilité aux Pertes

kV : kilo Volt

BIBC : Matrice de passage des injections nодales aux courants de branches (Bus-injection to Branch-current matrix)

BCBV : Matrice de passage des courants de branches aux tensions nодales (Branch-current to Bus-voltage matrix)

RDN : Réseau de Distribution Radial

IVM : Méthode de Vecteur Index

VSI : Indice de Sensibilité à la Tension

IB : Courant de branche

Ich : Courant de charge

M : Nombre de branches

N : Nombre de nœuds ou d'accès

B_k : Branche numéro k

Z : Impédance de la ligne

R : Résistance de la ligne

X : Réactance de la ligne

Y : Admittance de la ligne

V_n : Tension nominale

ΔV : Chute de tension

P : Puissance active

Q : Puissance réactive

S : Puissance apparente

ΔS_{ij} : Erreur sur la puissance apparente entre les nœuds i et j

ΔP_{ij} : Erreur sur la puissance active entre les nœuds i et j

ΔQ_{ij} : Erreur sur la puissance réactive entre les nœuds i et j

TT : Théorème de Tellegen

α : Facteur d'accélération

ε : Seuil de convergence

λ : Constante de propagation

Liste Des Figures :

Figure I.1. Structure d'un réseau électrique	2
FigureI.2. Production d'électricité dans le monde par source en 2011	3
Figure I.3. Courbe de charge de la journée du 14 juin 2013, source OSE.....	4
Figure I.4. Réseau de distribution	5
Figure I.5. Réseau radiale	10
Figure I.6. Réseau maillé	10
Figure I.7. Réseau bouclé	11
Figure II.1. Représenter des types des jeux de barres	18
Figure II.2. Réseau de distribution à n noeuds	19
Figure II.3. Représentation de deux noeuds d'un réseau de distribution	27
Figure II.4. Réseau de distribution simple	Error! Bookmark not defined.
Figure II.5. Schéma unifilaire du réseau	38
Figure II.6. Schéma des impédances des éléments du réseau	38
Figure II.7. Schéma équivalente	38
Figure II.8. Composantes symétriques	39
Figure II.9. Court-circuit monophasé	41
Figure II.10. Court-circuit biphasé (b-c) non à la terre	42
Figure II.11. Court-circuit biphasé a la terre (b-c-T)	43
Figure II.12. Court-circuit triphasé	44
Figure III.1. Schéma unifilaire du réseau de distribution étudié	49
Figure III.2. Variation du module du courant transité dans les branches par méthode	55
Figure III.3. Comparaison des pertes de puissance active dans les branches par méthode	57
Figure III.4. Comparaison des pertes de puissance réactive dans les branches par méthode.....	57
Figure III.5. Chute de tension par segment pour chaque méthode	60
Figure III.6. Profil de tension nodale pour les trois méthodes	62

Liste Des Tableaux

Tableau II.1. Formules des courants pour les composantes symétriques	45
Tableau II.2. Formules des courants de phase	45
Tableau II.3. Formules des tensions des composante symétrique.....	45
Tableau II.4. Formules des tensions de phase.....	46
Tableau III.1. Données des lignes du réseau IEEE 33 noeuds	50
Tableau III.2. Donnée des charges du réseau IEEE 33 noeuds	51
Tableau III.3. Identification de la topologie de réseau IEEE33	53
Tableau III.4 : Courants transités dans les branches	54
Tableau III.5. Perte de puissance active et réactive dans les branches	56
Tableau III.6. Chute de tension dans les branches	59
Tableau III.7. Tensions dans les noeuds	61
Tableau III.8. Valeurs des Courants de Défaut Symétriques en composants (1,2 et 0) au Nœud 2 selon le Type de Défaut	63
Tableau III.9. Valeurs des Courants de Phase (a,b,c) au Nœud 2 selon le Type de Défaut	63
Tableau III.10. Valeurs des Tensions des Composantes Symétriques (1,2,0) au Nœud 2 (en pu) selon le Type de Défaut.....	64
Tableau III.11. Valeurs des Tensions de Phase (a,b,c) au Nœud 2 (en pu) selon le Type de Défaut ..	64

Introduction générale

Introduction générale

Afin de réaliser les objectifs de notre travail concernant l'écoulement de puissance, le calcul des chutes de tension et des courants de défaut, la connaissance et la maîtrise de tous les éléments constituant les réseaux, ainsi que leur architecture et leurs modes de fonctionnement, sont indispensables. Cette compréhension globale permet de mieux appréhender les phénomènes électriques se produisant dans les réseaux de distribution et d'optimiser leur exploitation et leur performance [1].

Dans le contexte actuel où les exigences en matière de qualité, de continuité et de sécurité de l'alimentation en énergie électrique sont de plus en plus élevées, les réseaux de distribution électrique jouent un rôle stratégique dans la chaîne de transport et de fourniture de l'énergie. Ces réseaux, en tant que dernier maillon entre les postes sources et les consommateurs finaux, doivent non seulement assurer un acheminement fiable de l'électricité, mais également s'adapter aux évolutions technologiques et aux nouvelles contraintes d'exploitation imposées par la croissance de la demande et l'intégration progressive des énergies renouvelables [2].

La gestion optimale d'un réseau de distribution nécessite une parfaite maîtrise de plusieurs paramètres électriques fondamentaux, parmi lesquels figurent l'écoulement de puissance, la chute de tension et les courants de défaut. Ces phénomènes influencent directement la qualité de l'alimentation électrique et la sécurité des équipements. En effet, une mauvaise répartition des puissances ou une chute de tension excessive peuvent compromettre le bon fonctionnement des installations, tandis qu'un courant de défaut non maîtrisé peut engendrer des dommages matériels importants et mettre en péril la stabilité du réseau [3].

Dès lors, une question essentielle se pose : comment analyser et maîtriser l'écoulement de puissance, la chute de tension et les courants de défaut dans un réseau de distribution électrique, afin de garantir sa performance, sa fiabilité et la qualité de l'énergie délivrée aux utilisateurs ? Cette problématique est d'autant plus importante dans le contexte actuel où les réseaux deviennent plus complexes et doivent intégrer de nouveaux moyens de production décentralisés [4].

Afin d'apporter des réponses à cette problématique, il est nécessaire de disposer d'outils de calcul performants et de méthodes d'analyse rigoureuses. Cela passe notamment par le calcul des matrices d'admittance et d'impédance du réseau, indispensables pour modéliser le comportement électrique des lignes et des composants. La résolution de l'écoulement de puissance repose sur des méthodes itératives telles que **Gauss-Seidel (GS)** et **Newton-Raphson (NR)**, tandis que les chutes de tension peuvent être calculées par des méthodes spécifiques adaptées aux structures radiales, comme la méthode **Backward/Forward Sweep** et la méthode **Direct Load Flow (DLF)**. Par ailleurs, l'analyse des courants de défaut permet de dimensionner les protections et d'assurer la sécurité du réseau en cas d'incident. L'intégration de ces techniques constitue un préalable indispensable à toute étude sérieuse sur les réseaux de distribution [5].

L'objectif de ce travail est donc d'étudier et de développer des outils d'analyse et de simulation des réseaux de distribution électrique, en se concentrant sur l'écoulement de puissance, la chute de tension et les courants de défaut. Plus précisément, il s'agit de proposer des solutions de modélisation et de calcul basées sur des méthodes analytiques et numériques adaptées aux réseaux radiaux. Pour répondre à cette problématique, des outils de calcul et de simulation ont été développés sous l'environnement **Python**, en exploitant ses bibliothèques scientifiques et ses modules spécialisés pour l'analyse des réseaux électriques [6].

I Chapitre I :

II Généralité sur le réseau électrique

I.1 Introduction

Au terme de ce chapitre, les principales notions relatives aux réseaux électriques et à leurs structures ont été présentées. La classification des réseaux, les caractéristiques techniques ainsi que les équipements de distribution ont été détaillés. Cette partie a permis de poser les bases nécessaires à l'étude approfondie de l'écoulement de puissance, de la chute de tension et des courants de défaut, qui feront l'objet des chapitres suivants

I.2 Définition d'un 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. [7]

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, voire 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

Un réseau électrique est un système maillé en boucle au en arborisent mettant en œuvre :

- Des nœuds (ou postes) où sont raccordés : les centrales (centre de production), les charges (consommation) et les lignes électrique (élément du réseau).
- Des branches (ou lignes électrique) : 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.

I.3 Structure d'un réseau électrique

L'énergie électrique, produite dans les centrales (dont la puissance varie généralement entre une centaine de MW et 1300 MW), doit être acheminée jusqu'aux consommateurs, c'est-à-dire aussi bien les particuliers que les entreprises réparties sur l'ensemble du territoire. En Algérie, ce rôle est assuré par le réseau de SO.N.EL.GAZ, dont les lignes, pratiquement toujours triphasées, assurent trois grandes fonctions essentielles : le transport, la répartition et la distribution de l'énergie électrique. [8]

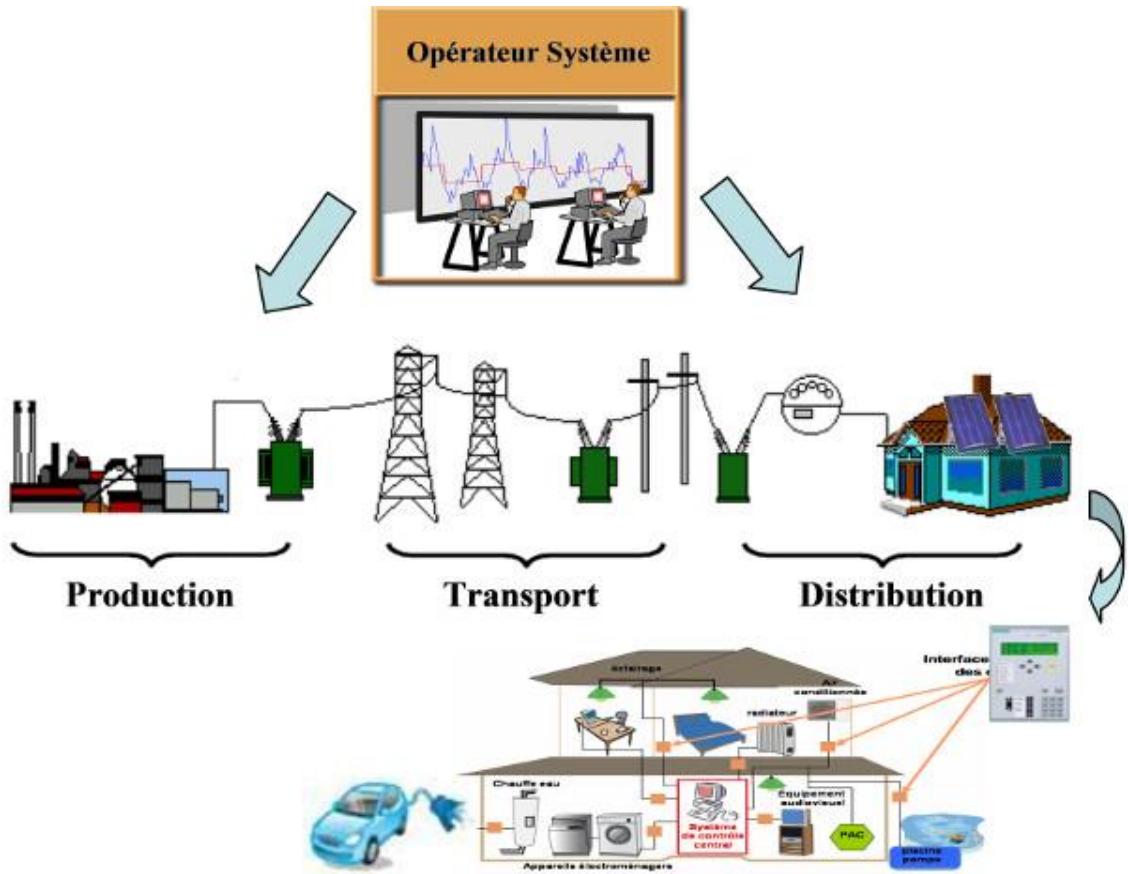


Figure I.1. Structure d'un réseau électrique

I.3.1 Production

Les grands groupes de production d'énergie électrique dans le monde sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité. [9]

La figure (I.2) représente la production d'électricité par source en 2011. En moyenne, 41% de la production d'électricité est réalisée à partir de charbon, suivie de 22% de la production à partir du gaz naturel. Les sources de production d'électricité varient d'un pays à l'autre prenant comme exemple, la Chine produisait 78,9% de son électricité à partir de charbon tandis que la France produisait 79,4% de son électricité à partir de combustible nucléaire. Les raisons de ces choix technologiques sont multiples : géostratégiques, économiques, politiques, etc.

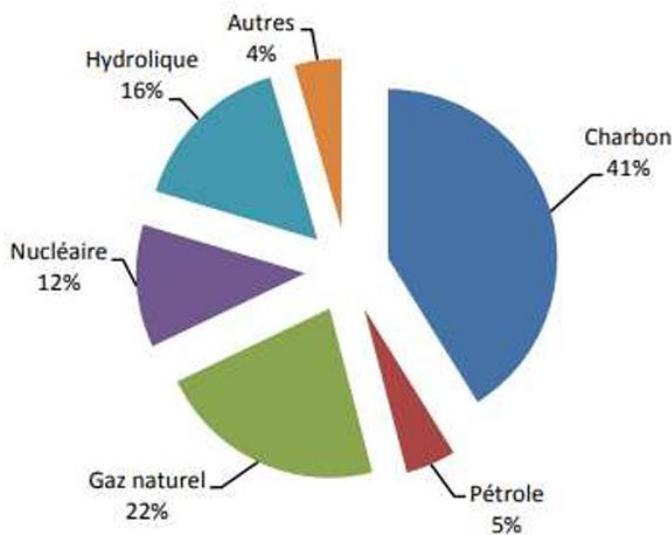


Figure I.2. Production d'électricité dans le monde par source en 2011

I.3.2 Réseau de transport

Il est constitué de lignes à très haute tension (THT), généralement en 400 kV et 220 kV, alimentées par les centrales électriques via des postes élévateurs de tension (de 10 à 25 kV vers 220 ou 400 kV). Ce réseau permet d'assurer à tout moment des échanges importants d'énergie entre les centres de production et les zones de consommation, et même avec des réseaux de pays voisins. [10]

I.3.3 Réseau de répartition

Il comporte des lignes en haute tension (HT 93 kV et 60 kV), alimentées par le réseau THT via des postes de transformation dits d'interconnexion. Leur rôle est de répartir l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire. Les mailles de ce réseau sont donc beaucoup plus serrées que celles du réseau de transport.

I.3.4 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique. Ils assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyen tension (MT) avec un niveau de 10 kV et 30 kV connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT) de tension de 400 V et 220 V

Le réseau BT constitue le dernier maillon du système électrique. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de transformation HTA/BT. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions.

I.3.5 Usage et caractéristique de la consommation électrique

La production d'énergie thermique, lumineuse et mécanique sont les trois usages classiques de l'énergie électrique. Elles se retrouvent aussi bien chez les consommateurs résidentiels qu'industriels.

Dans les réseaux, les consommateurs appelés charges sont caractérisées par leurs puissances active et réactive consommées. De ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps sont déduites les puissances maximales (de pointe) et moyennes. Par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation appelées courbes de charge sont tracées pour connaître l'évolution des charges au cours du temps. Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prédir l'évolution de la consommation sur les réseaux et donc, entre autres, de définir les plans prévisionnels de production. [11]

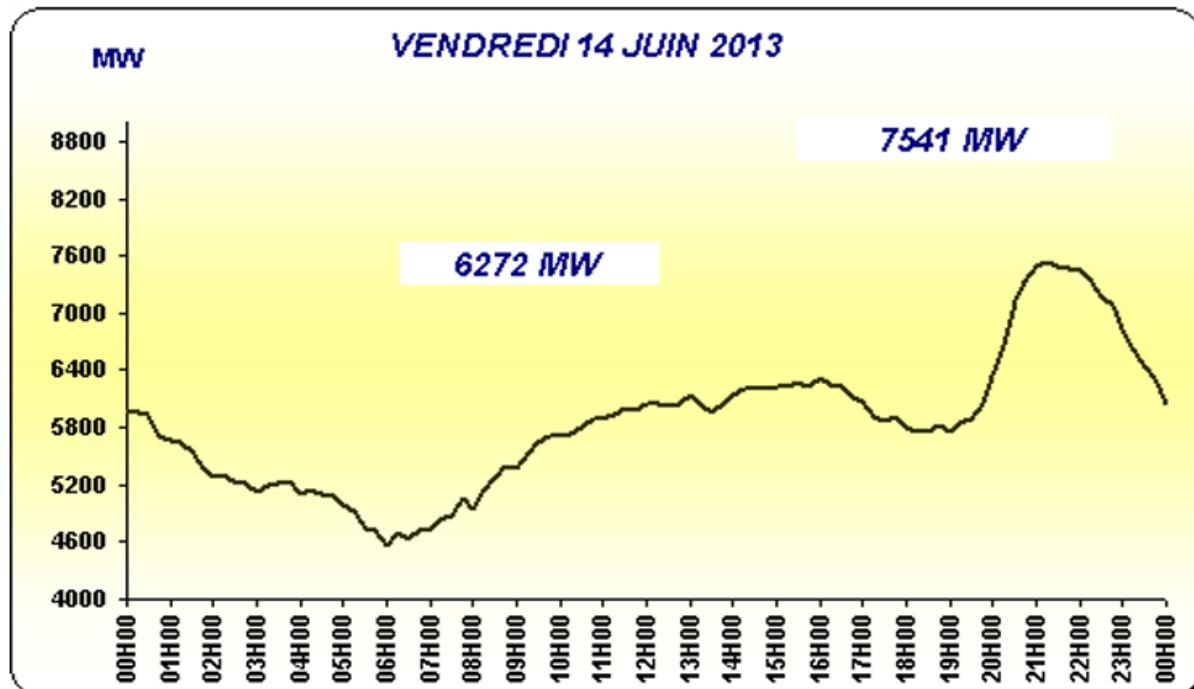


Figure I.3. Courbe de charge de la journée du 14 juin 2013, source OSE

I.3.6 Supervision et régulation du système électrique

Le système électrique est géré continuellement à différents niveaux. Deux gestionnaires de réseaux sont distingués : les gestionnaires de réseaux de transport électrique (GRTE) et les gestionnaires de réseaux de distribution électrique (GRDE) assurant le pilotage des réseaux dans des centres de dispatching répartis sur le territoire national dans une structure hiérarchique, depuis un dispatching national gérant le système électrique au niveau du pays vers des unités régionales puis locales gérant les réseaux de transport et de distribution. La supervision permet notamment de garantir un équilibre entre production et demande et donc d'assurer le réglage de fréquence et ainsi la stabilité globale du système électrique. Une autre fonction importante réalisée par les centres de dispatching est le réglage de la tension. La tension est réglée localement en modifiant les prises de transformateurs réglables et en modulant la production ou l'absorption de puissance réactive des différents dispositifs du réseau tels que les compensateurs synchrones ou statiques. [12]

I.4 Définition et rôle du réseau de distribution

Le réseau de distribution électrique est l'ensemble des infrastructures permettant le transport de l'énergie électrique depuis les postes de transformation HTB/HTA jusqu'aux utilisateurs finaux. En Algérie, ce réseau comprend deux niveaux de tension : la moyenne tension (HTA) avec des niveaux de 10 kV et 30 kV, et la basse tension (BT) à 400V et 220 V. Il est constitué de lignes HTA et BT, de postes de transformation HTA/BT, ainsi que de dispositifs de protection et de commande. [13]

Le rôle principal du réseau de distribution est d'alimenter l'ensemble de la clientèle connectée à ce réseau. Il doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite soit, à chaque instant, égale à la puissance consommée.

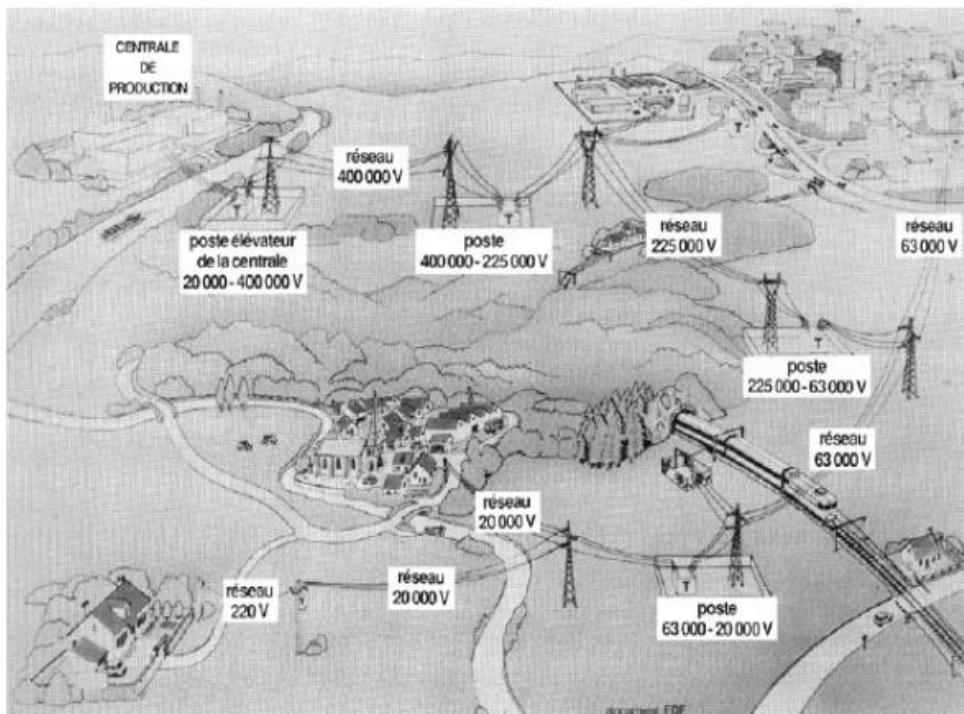


Figure I.4. Réseau de distribution

I.4.1 Classification des réseaux de distribution

La classification des réseaux de distribution peut se faire selon plusieurs critères, notamment le niveau de tension, la configuration topologique et le type de gestion. ci-dessous la classification selon le type de gestion. [14]

I.4.1.1 Réseaux de distribution publique

Les réseaux de distribution publique sont gérés par des entités telles que SONELGAZ, assurant l'alimentation en électricité des zones urbaines et rurales. Ces réseaux sont conçus pour répondre aux besoins de la population en respectant les normes de qualité et de sécurité.

I.4.1.2 Réseaux de distribution privée

Les réseaux de distribution privée sont exploités par des entités industrielles ou commerciales pour leurs propres besoins. Ils ne sont pas accessibles au grand public et sont conçus selon des spécifications adaptées aux exigences particulières de l'entité exploitante.

I.5 Consommation électrique dans un réseau de distribution

La consommation électrique dans un réseau de distribution est influencée par plusieurs facteurs, notamment le type de consommateurs (résidentiels, industriels, tertiaires), les habitudes de consommation et les conditions climatiques. Les courbes de charge permettent d'analyser la variation de la demande en électricité au cours du temps, facilitant ainsi la planification et la gestion du réseau. [15]

Tableau I.1. Facteur influençant la consommation

Facteur	Impact
Type de consommateur	Résidentiel, industriel, tertiaire
Saisonnalité	Variations hiver/été
Conditions climatiques	Forte chaleur ou froid
Habitudes	Usage domestique, horaires

I.6 Caractéristiques techniques des réseaux de distribution

Les réseaux de distribution électrique sont conçus et exploités en respectant des caractéristiques techniques normalisées afin de garantir un service sécurisé, fiable et de qualité. Ces caractéristiques influencent le choix des équipements, le dimensionnement des infrastructures et les modes d'exploitation.

Les principales caractéristiques à prendre en compte dans un réseau de distribution sont la tension nominale, la fréquence, le facteur de puissance et les chutes de tension admissibles.

I.6.1 Tension nominale

La tension nominale correspond à la valeur efficace de la tension pour laquelle les matériels et équipements électriques sont conçus pour fonctionner en permanence. Elle est choisie en fonction de la topologie du réseau, des distances à parcourir et de la densité de consommation. [16]

Les niveaux normalisés de tension dans les réseaux de distribution sont :

Haute Tension A (HTA) : de 1 kV à 50 kV.

Basse Tension (BT) : 400/230 V (triphasé/monophasé).

Le choix du niveau de tension permet de limiter les pertes en ligne, les chutes de tension et les coûts d'investissement. Plus la distance de transport est longue la puissance transportée élevée, plus la tension doit être importante pour réduire les intensités et les pertes par effet Joule.

I.6.2 Fréquence

La fréquence désigne le nombre de cycles complets de la tension alternative par seconde, exprimé en Hertz (Hz). Elle est normalisée dans la plupart des systèmes électriques à :

50 Hz dans la majorité des pays d'Europe, d'Asie et d'Afrique

60 Hz dans les Amériques et certains pays d'Asie.

Le maintien d'une fréquence stable est essentiel pour garantir le bon fonctionnement des équipements électromécaniques et électroniques connectés au réseau. Toute dérive de fréquence au-delà des plages tolérées peut générer :

- Une baisse de performance des moteurs synchrones et asynchrones.
- Des perturbations dans les systèmes électroniques et informatiques.
- Des risques de déclenchement intempestif des protections.

Les systèmes électriques modernes utilisent des régulateurs de fréquence et des systèmes de supervision pour garantir une stabilité optimale de ce paramètre. [17]

I.6.3 Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini comme le rapport entre la puissance active (P) et la puissance apparente (S), noté $\cos \phi$. Il mesure l'efficacité de l'utilisation de l'énergie électrique par les charges connectées au réseau. [18]

Un facteur de puissance élevé (proche de 1) signifie que la quasi-totalité de la puissance absorbée est utilisée sous forme de puissance active. À l'inverse, un faible facteur de puissance entraîne des surcharges de courant et des pertes supplémentaires dans le réseau.

Effets d'un mauvais facteur de puissance :

- Surcharge des transformateurs et des câbles.
- Pertes joules accrues.
- Chutes de tension importantes.
- Dégradation de la qualité de l'énergie.

Solution :

L'installation de batteries de condensateurs, de bobines d'inductance ou de filtres harmoniques permet de compenser la puissance réactive et d'améliorer le facteur de puissance.

I.6.4 Chute de tension

La chute de tension est la différence de potentiel mesurée entre le point de départ et le point d'arrivée d'une ligne électrique sous l'effet du passage du courant. Elle dépend :

- De l'intensité du courant.
- De la résistance et de la réactance de la ligne.
- Du facteur de puissance des charges.

Normes internationales :

- En Basse Tension (BT), la chute de tension admissible est généralement limitée à 5 % de la tension nominale.
- En Haute Tension A (HTA), elle est limitée à 3 %.

Ces seuils sont recommandés par les normes pour garantir la qualité de fourniture de l'énergie et le bon fonctionnement des équipements sensibles. [19]

Méthodes de réduction de la chute de tension :

- Utilisation de conducteurs de section adaptée.
- Réduction des distances entre sources et charges.
- Installation de transformateurs de distribution en proximité des consommateurs.
- Compensation de puissance réactive.

I.7 Niveaux de tension

Dans un réseau de distribution, les niveaux de tension sont normalisés pour assurer la compatibilité des équipements et garantir la sécurité du personnel et des installations

Le choix du niveau de tension dépend :

- De la distance de transport.
- De la puissance transportée
- Des contraintes économiques.
- De la topologie du réseau.

Plus la puissance transportée et la distance à parcourir sont élevées, plus la tension doit être importante afin de limiter les pertes par effet Joule et réduire les chutes de tension. [20]

On distingue généralement trois niveaux de tension dans les réseaux de distribution.

I.7.1 Très Haute Tension (THT)

La Très Haute Tension (THT) concerne les tensions supérieures à 220 kV, parfois atteignant 400 kV et plus selon les configurations nationales. Elle est utilisée principalement pour le transport de l'électricité sur de longues distances entre les centrales de production et les grands centres de consommation.

Caractéristiques :

- Permet de transporter des puissances élevées avec de faibles pertes.
- Nécessite des infrastructures lourdes (pylônes métalliques, isolateurs spéciaux).
- Alimente les postes de transformation THT/HTA.

I.7.2 Haute Tension A (HTA)

La Haute Tension A (HTA) regroupe les tensions comprises entre 1 kV et 50 kV . Ce niveau de tension est couramment utilisé pour la distribution d'électricité entre les postes sources et les transformateurs de distribution de proximité.

Utilisations :

- Distribution interurbaine ou en périphérie.
- Alimentation des sites industriels
- Raccordement des installations de production décentralisées.

I.7.3 Basse Tension (BT)

La Basse Tension concerne toutes les tensions inférieures ou égales à 1 000 V en courant alternatif. Les tensions normalisées sont généralement :

- **400 V triphasé**
- **220 V monophasé**

Applications :

- Alimentation des installations domestiques, tertiaires et artisanales.
- Raccordement des équipements électroménagers et informatiques.
- Utilisation dans les éclairages publics.

I.8 Structures générales d'un réseau de distribution

La structure d'un réseau de distribution correspond à la manière dont les lignes et les postes sont organisés pour acheminer l'énergie jusqu'aux consommateurs. Elle conditionne la qualité de service, la sécurité d'exploitation et le coût des infrastructures. Les réseaux peuvent être structurés selon plusieurs schémas, dont les plus courants sont le schéma radial, le schéma maillé et le schéma mixte.[21]

I.8.1 Réseau radial

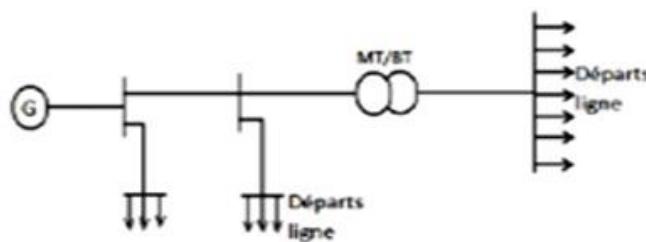
Dans un réseau radial, les lignes partent d'un poste source et desservent les consommateurs en série sur des départs distincts. Chaque point de consommation est alimenté par une seule direction.

Avantages :

- Simplicité d'exploitation et de protection.
- Coût d'investissement réduit.
- Localisation facile des défauts.

Inconvénients :

- Moindre sécurité d'alimentation : en cas de coupure, les clients situés en aval du défaut sont privés de courant.
- Risques de surcharge si mal dimensionné.

**Figure I.5.** Réseau radiale

I.8.2 Réseau maillé

Le réseau maillé est constitué de plusieurs lignes interconnectées en boucle, permettant de maintenir l'alimentation même en cas de défaut sur une partie du réseau. Chaque poste de distribution et chaque tronçon de ligne peuvent être alimentés par plusieurs directions.

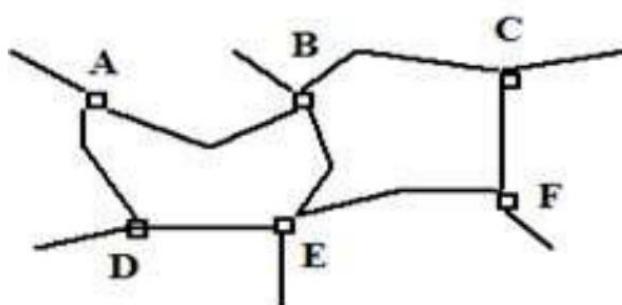
Avantages :

- Sécurité d'alimentation optimale.
- Réduction des coupures en cas de défaut.
- Répartition équilibrée des charges.

Inconvénients :

- Complexité de gestion et de protection.
- Investissement élevé.
- Nécessite une coordination parfaite des protections pour éviter les circulations de courants de boucle.

Ce type de réseau est surtout réservé aux centres urbains denses, aux installations industrielles critiques et aux infrastructures stratégiques.

**Figure I.6.** Réseau maillé

I.8.3 Réseau bouclé

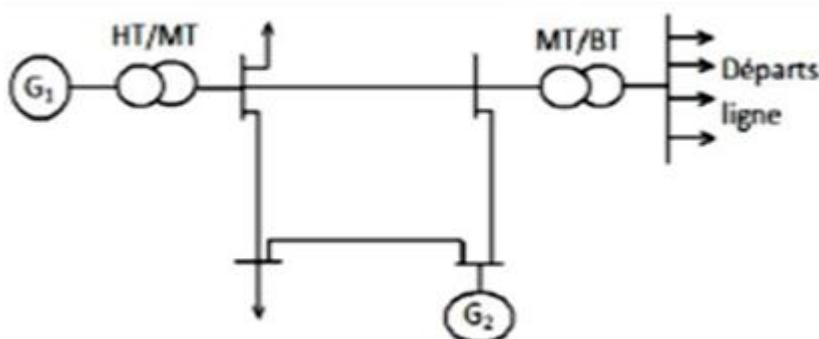
Un réseau bouclé (ou réseau en boucle) est une topologie de réseau électrique dans laquelle les lignes de distribution forment un circuit fermé. Cette configuration permet d'alimenter les consommateurs par au moins deux chemins distincts, ce qui augmente la fiabilité et la continuité de service.[22]

Avantages :

- Meilleure sécurité d'alimentation en cas de défaut ou coupure.
- Permet un rétablissement rapide du courant.
- Flexibilité dans l'exploitation du réseau.

Inconvénients :

- Coût plus élevé à cause du doublement des lignes.
- Complexité accrue dans la protection et la gestion du réseau.

**Figure I.7.** Réseau bouclé

I.9 Postes de distribution

Les postes de distribution sont des installations essentielles dans un réseau électrique, assurant la transformation des niveaux de tension et la répartition de l'énergie électrique aux différents points de consommation. Ils assurent également des fonctions de protection, de coupure et de comptage. Ces postes constituent les nœuds où s'effectuent les transitions entre les différents niveaux de tension et les structures de réseau.

On distingue principalement deux catégories de postes de distribution selon les niveaux de tension qu'ils interconnectent.[23]

I.9.1 Poste HTB/HTA

Le poste HTB/HTA (Haute Tension B vers Haute Tension A) est un poste de transformation où la tension est abaissée depuis le réseau de transport (généralement supérieur à 100 kV) vers le réseau de distribution moyenne tension (entre 1 kV et 50 kV).

Fonctions principales :

- Abaisser la tension afin de l'adapter aux lignes de distribution.
- Assurer la protection et le sectionnement des départs HTA.
- Permettre le comptage et le contrôle des puissances injectées vers les réseaux de distribution.

Caractéristiques :

- Équipé de transformateurs de puissance.
- Inclut des cellules HTB et HTA.
- Intègre des dispositifs de protection (disjoncteurs, relais).
- Poste généralement en extérieur ou abrité selon la configuration locale.

I.9.2 Poste HTA/BT

Le poste HTA/BT est un poste de transformation qui convertit la moyenne tension (1 à 50 kV) en basse tension (généralement 400/230 V). C'est le dernier niveau de transformation avant la consommation finale

Fonctions principales :

- Abaisser la tension pour l'usage domestique, tertiaire ou artisanal.
- Assurer la protection des départs BT.
- Permettre le comptage des clients BT dans certains cas.

Caractéristiques :

- Équipé de transformateurs de distribution.
- Cellules HTA avec interrupteurs et dispositifs de protection.
- Tableaux BT avec disjoncteurs de protection et jeux de barres.

Ces postes peuvent être :

Aériens (sur poteau) dans les zones rurales ou peu denses.

En cabine maçonnée ou préfabriquée en milieu urbain.

I.10 Équipements principaux d'un poste (transformateurs, cellules, protections, etc.)

Un poste de distribution, qu'il soit HTB/HTA ou HTA/BT, est constitué de plusieurs équipements essentiels permettant de réaliser les fonctions de transformation, de protection, de commande et de surveillance du réseau. Ces équipements doivent répondre aux exigences de sécurité, de fiabilité et de qualité de service fixées par les normes en vigueur.[24]

I.10.1 Transformateurs de distribution

Les transformateurs assurent la conversion de la tension d'un niveau supérieur (HTB ou HTA) vers un niveau inférieur (HTA ou BT) adapté à la consommation. En Algérie, les transformateurs HTA/BT les plus courants sont de puissance comprise entre 100 kVA et 1 MVA, avec une tension primaire de 30 kV ou 10 kV, et une tension secondaire de 400/230 V

I.10.2 Cellules HTA

Les cellules HTA (appelées aussi cellules moyenne tension) sont des dispositifs permettant la coupure, la protection et la manœuvre du réseau HTA. Elles peuvent être de plusieurs types : cellules interrupteurs, cellules sectionneurs, cellules disjoncteurs, etc. Elles assurent aussi la sélectivité et l'isolement des défauts en cas d'incident.

I.10.3 Dispositifs de protection

Ces dispositifs permettent de détecter les défauts (surcharge, court-circuit, défaut d'isolation) et de couper l'alimentation de la partie défectueuse pour éviter les dommages. Ils incluent :

- Les disjoncteurs HTA ou BT,
- Les relais de protection (thermique, différentiel, de surintensité),
- Les fusibles HTA ou BT.

I.10.4 Tableaux basse tension (TGBT)

Dans les postes HTA/BT, le TGBT (Tableau Général Basse Tension) distribue l'énergie aux différentes lignes BT. Il intègre également les protections BT (disjoncteurs divisionnaires, interrupteurs différentiels, etc.).

I.10.5 Appareils de comptage et de télécommunication

Les postes modernes sont souvent équipés de systèmes de télérelève, supervision SCADA, ou GPRS pour permettre la gestion à distance des données de consommation, des incidents et des opérations de maintenance.

I.11 Concept général de l'écoulement de puissance

Le calcul d'écoulement de puissance en régime permanent du réseau électrique consiste à déterminer, en premier lieu, à chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que les puissances active et réactive injectées. Connaissant les tensions (amplitude et phase) aux jeux de barres ainsi que les puissances injectées (active et réactive), nous pouvons calculer, en deuxième lieu, les courants et les puissances transitées dans les lignes et ceux générées par les sources. Un modèle mathématique doit être déterminé pour pouvoir résoudre le problème d'écoulement de puissance.[25]

I.11.1 But de l'étude de l'écoulement de puissance

Le but de l'écoulement de puissance se résume dans les points suivants :

- Assurer l'équilibre entre la production et la demande d'énergie électrique (L'amélioration de dépense de l'électricité, production d'énergie selon de besoin).
- Ne pas dépasser les valeurs limites (la stabilité théorique, selon bon la durée d'utilisation).
- Il faut conserver les tensions de jeu de barre entre les limites théoriques, en utilisant le contrôle de puissance.
- Planification de réseau (à partir de calcul de la charge). Augmenter la sécurité de fonctionnement des réseaux par une bonne stratégie d'EP avant les perturbations.[26]

I.12 Analyse de la chute de tension dans le réseau

La chute de tension correspond à la diminution de la tension électrique entre deux points d'un circuit, principalement due à la résistance et à l'impédance des conducteurs traversés par le courant. Ce phénomène est inévitable dans tout réseau électrique, mais il doit être maîtrisé pour garantir le bon fonctionnement des équipements et la qualité de l'alimentation.[27]

Une chute de tension excessive peut entraîner des dysfonctionnements des appareils, une réduction de leur durée de vie, voire des arrêts de production dans les installations industrielles. Elle est également un indicateur de pertes énergétiques dans le réseau, impactant l'efficacité globale du système.

I.12.1 Relation avec l'écoulement de puissance

La chute de tension est intrinsèquement liée à l'écoulement de puissance dans le réseau. Lorsque la demande en puissance active et réactive augmente, les courants circulant dans les conducteurs augmentent également, entraînant une élévation des pertes par effet Joule et des chutes de tension plus importantes.

Une gestion efficace de la puissance réactive est essentielle pour maintenir la tension dans les limites admissibles. Des dispositifs tels que les compensateurs statiques (SVC) ou les condensateurs peuvent être utilisés pour réguler la tension et améliorer la stabilité du réseau.[28]

I.12.2 Normes et limites admissibles

Dans les réseaux de distribution MT (généralement entre **1 kV et 36 kV**), les limites de chute de tension sont également encadrées, bien qu'elles dépendent plus fortement :

- Du type de réseau (urbain, rural, industriel)
- De la configuration (radial, bouclé)
- Et des exigences de qualité de service de l'opérateur.

Recommandations courantes :

- **Chute de tension maximale de 5 % en fonctionnement normal**
- **Tolérance jusqu'à 8 %** sur certains réseaux étendus en zone rurale ou en cas de surcharge temporaire.

I.13 Définition de court-circuit

Un courant de court-circuit se produit généralement lors de la fermeture d'un circuit électrique quelconque sur une impédance nulle ou de faible valeur, C'est le cas d'une mise à la terre accidentelle d'une ou plusieurs phases d'un réseau ou d'un matériel électrique, C'est le cas également d'une connexion accidentelle entre phases ayant une impédance négligeable pour la limitation du courant de course-circuit

On dit aussi que c'est un courant de défaut des locus. Cela représente un fonctionnement anormal du système et de ses équipements.

Le courant de défaut est caractérisé par des valeurs très élevées en fonction de l'impédance globale vue de point de défaut. Ce courant représente plusieurs fois le courant nominal.

I.13.1 Différents types de court-circuit :

Dans un réseau électrique, les courants de court-circuit se classent selon la manière dont les conducteurs ou les phases entrent en contact, qu'il soit direct ou via une impédance négligeable :

- Court-circuit triphasé (Trois phases en court-circuit)
- Court-circuit monophasé (Phase – Terre)
- Court-circuit biphasé (Phase – Phase)
- Court-circuit biphasé à la terre (Deux phases – Terre)

I.13.2 Nécessité d'évaluer les courants de court-circuit :

Il est impératif de connaître la valeur de courant de court-circuit à tous les endroits d'une installation où l'on veut placer un dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) chargé de l'interrompre. Il faut en effet s'assurer que le pouvoir de coupure de fusible ou disjoncteur est bien inférieur au courant de court-circuit à cet endroit. L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur d'interrompre à un courant de court-circuit peut conduire à des résultats catastrophiques.

En effet, deux valeurs de courant de court-circuit doivent être déterminées.

- Sa la valeur maximale quand le court-circuit se produit aux bornes même de l'organe de protection, et dans le cas le plus défavorable, (défaut triphasé).
- Sa valeur nominale quand le court-circuit se produit à l'extrémité de la liaison protégée, c'est-à-dire à l'entrée du prochain organe de protection, et dans le cas le plus favorable, défaut triphasé

I.13.3 Causes des courts-circuits :

Il existe plusieurs causes qui peuvent générer les courts-circuits, soit dans les lignes aériennes, soit dans les câbles souterrains.

a) Pour les lignes aériennes :

- Le balancement des conducteurs sous l'action du vent,
- Contact accidentel,
- Action humidité,
- Coup de foudre,
- Les nids des oiseaux.

b) Pour les câbles :

- Les ruptures de résolution sur l'action de mouvements de terrain,
- Contact accidentel, exemple coup de pioche

I.13.4 Conséquences des courts circuits

Ils sont variables selon la nature et la durée du défaut, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- Au point de défaut, la présence d'actes de défaut, avec :
 - Détérioration des isolants,
 - Fusion des conducteurs,
 - Incendie et danger pour les personnes,
- Pour les circuits défectueux :
 - ✓ Les efforts électrodynamiques, avec :
- Déformation du jeu de barre,
 - Arrachement des câbles,
- ✓ Surchauffement par augmentation des pertes joules avec risque de détérioration des isolants,

- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou du réseau situé à proximité,
 - ✓ Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes,
 - ✓ La mise au service d'une ou plus moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections,
 - ✓ L'instabilité dynamique et/ou la perte synchronisée des machines,
 - ✓ La perturbation dans les circuits de contrôle, etc

I.14 Conclusion

Au terme de ce chapitre, les principales notions relatives aux réseaux électriques et à leurs structures ont été présentées. La classification des réseaux, les caractéristiques techniques ainsi que les équipements de distribution ont été détaillés. Cette partie a permis de poser les bases nécessaires à l'étude approfondie de l'écoulement de puissance, de la chute de tension et des courants de défaut, qui feront l'objet des chapitres suivants.

V Chapitre II :

VI Étude de l'écoulement de puissance, chute de tension et calcul des courants de défaut dans le réseau de distribution

II.1 Introduction

Ce deuxième chapitre s'intéresse à l'étude théorique des phénomènes électriques dans les réseaux de distribution, notamment l'écoulement de puissance, la chute de tension et les courants de défaut. Il présente les différentes méthodes de calcul et de modélisation utilisées pour analyser ces grandeurs électriques, en insistant particulièrement sur les réseaux radiaux. Ce chapitre a pour but de développer les approches analytiques et numériques permettant de déterminer le comportement électrique du réseau dans différentes conditions de fonctionnement.

II.2 Modélisation des éléments d'un réseau électrique

Lorsqu'on veut calculer l'écoulement de puissance dans un réseau électrique utilisant un modèle mathématique, il n'est pas nécessaire de modéliser tous les éléments qui constituent ce réseau, mais on ne modélise que les éléments qui interviennent réellement, tels que les générateurs de puissance, les charges électriques, les lignes de transport, les transformateurs de puissance et les compensateurs statiques, pour calculer les différents paramètres du réseau. Le modèle doit être suffisamment simple tout en traduisant principalement la réalité du comportement. Dans cette section, on utilise des grandeurs réduites (en unité relative pu).[29]

II.3 Définition des types des jeux de barres

Réseau de distribution radial comme a été mentionné auparavant, la technique proposée pour le calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial, se base principalement sur la connaissance de la topologie ou l'architecture du réseau. Pour cela, cette technique nécessite uniquement la lecture des données du réseau : le nombre des jeux de barres et les charges branchées au niveau de chacun d'eux, ainsi que les branches qui le forment, jeux de barres de départ, jeux de barres d'arrivée et la caractéristique résistance et réactance de chaque branche.[30]

La connaissance de la topologie du réseau se fait par l'identification du type de chaque jeu de barres et de chaque ligne. Généralement, les réseaux de distribution qui ont une forme radiale, comportent un jeu de barres de référence qui est souvent le premier jeu de barres du réseau, et trois autres types de jeux de barres :

- Jeu de barres terminal (JB term)
- Jeu de barres commun (JB com)
- Jeu de barres intermédiaire (JB inter)

Tous ces jeux de barres se lient à travers des branches qui représentent des tronçons de lignes pour former un réseau de distribution radial. En plus et généralement aussi ces réseaux contiennent quatre types de lignes

- Ligne principale (main line).
- Ligne latérale (lateral line).
- Ligne sous-latérale (sub lateral line).
- Ligne mineure (minor line).

Donc par cette identification, on peut connaître la topologie du réseau quel que soit sa complexité et quel que soit sa taille.

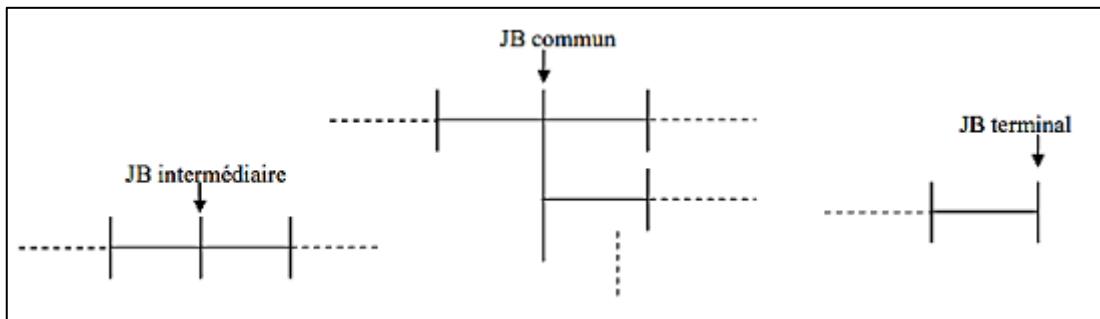


Figure II.1. Représentent des types des jeux de barres

II.3.1 Jeu de barres terminal

Un jeu de barre terminal est un jeu de barre qui est lié à une seule branche, on peut dire que c'est le bout des feeders et des ramifications.

II.3.2 Jeu de barres commun

Un jeu de barres commun est un jeu de barres qui lie trois branches ou plus du réseau.

II.3.3 Jeu de barres intermédiaire

Un jeu de barres intermédiaire est un jeu de barres qui lie uniquement deux branches du réseau. Il peut se situer entre :

- Un jeu de barres intermédiaire et un jeu de barres terminal.
- Un jeu de barres commun et un jeu de barres terminal.
- Deux jeux de barres communs.
- Un jeu de barres commun et un jeu de barres intermédiaire.
- Deux jeux de barres intermédiaires.

II.4 Méthode de calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau radial

L'analyse de l'écoulement de puissance constitue une étape fondamentale pour assurer la planification optimale du réseau électrique, le contrôle des échanges de puissance entre les différents centres de production, ainsi que la gestion économique du dispatching. Elle revêt également une importance capitale pour l'évaluation de la stabilité transitoire et dynamique du système électrique, la détermination de l'état instantané du réseau et la prise de décisions adaptées face à d'éventuelles perturbations. De plus, les résultats issus de cette étude servent de base essentielle pour la planification et la conception des futures extensions du réseau électrique.[31]

Dans cette optique, plusieurs méthodes ont été développées pour résoudre le problème du calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution, en particulier ceux de structure radiale. Les quatre principales techniques couramment utilisées dans ce domaine seront exposées dans la suite de ce travail, à savoir :

- Méthode de GAUSS – SEIDEL
- Méthode NWTON RAPHSON
- Méthode de balayage avant et arrière (Forward/Backward Sweep Method)
- Méthode DLF

II.4.1 Les équations de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres. Il est énoncé par la spécification des charges en MW et en MVar qui doivent être alimentées à certains jeux de barres et par les puissances générées et les modules de tension aux restes des jeux de barres. Une description totale de la topologie du système en utilisant leurs impédances (admittances) est nécessaire. Les tensions calculées sont utilisées pour déterminer toutes les autres grandeurs telles que les courants dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissances [32].

La formulation mathématique du problème de répartition de charges part des données du diagramme unifilaire du réseau et sa topologie Ainsi, en général Considère le schéma représentatif du réseau suivant :

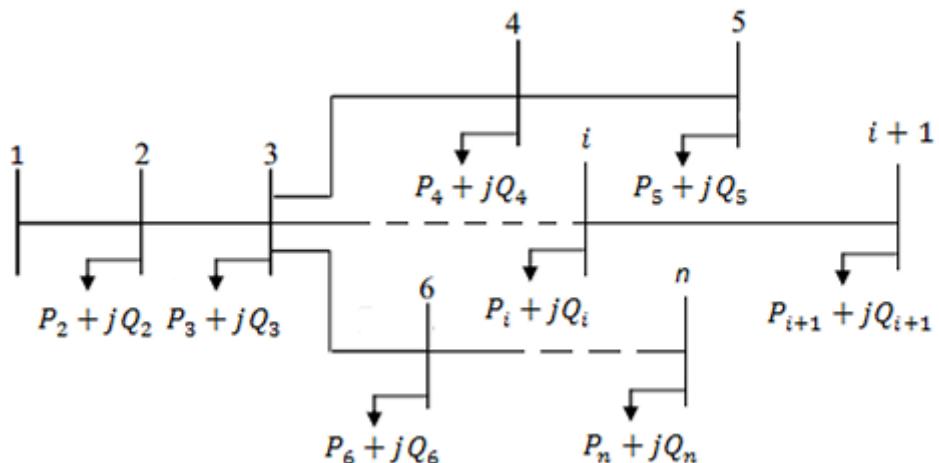


Figure II.2. Réseau de distribution à n nœuds

La puissance apparente au nœud « i » est donnée par la relation suivante :

$$S_i^* = V_i^* I_i \quad (\text{II.1})$$

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{II.2})$$

L'expression de la tension au nœud « i » et au nœud « j » sous sa forme trigonométrique est :

$$V_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (\text{II.3})$$

Le courant au nœud « i » est la somme du produit de ses admittances mutuelles avec les autres nœuds, et la tension en ces nœuds :

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle(\delta_j + \theta_{ij}) \quad (\text{II.4})$$

L'admittance de la branche « i-j » est donnée par l'expression

$$Y_{ij} = G_{ij} + j\beta_{ij} \quad (\text{II.5})$$

En remplaçant l'expression du courant, l'équation (II.1) peut d'écrire :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle (\delta_j + \theta_{ij}) \quad (\text{II.6})$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire de l'équation (II.6) on aura l'équation (II.7) des puissances actives et l'équation (II.8) des puissances réactives au jeu de barres « i »

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II.7})$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II.8})$$

Ce sont des équations non linéaires qui ne peuvent être résolues par des méthodes analytiques. La solution est obtenue par des méthodes numériques.

Les équations de circulation de puissances relient tension et puissance au lieu de tension et courant.

Dans les deux équations du système, le déphasage intervient par une différence de phases.

Si P_{Gj} et Q_{Gj} désignent respectivement les puissances actives et réactives générées par le nœud « j », et si P_{Dj} et Q_{Dj} désignent respectivement les puissances actives et réactives demandées par le nœud « m », nous définissons « les pertes de puissance active P_L et les pertes de puissance réactive Q_L » comme étant :

$$P_L = \sum_{i \neq j}^n [(P_{Gi} + P_{Gj}) - (P_{Di} + P_{Dj})] \quad (\text{II.9})$$

$$Q_L = \sum_{i \neq j}^n [(Q_{Gi} + Q_{Gj}) - (Q_{Di} + Q_{Dj})] \quad (\text{II.10})$$

Si $P_L = 0$, Q_L est maximal on a affaire alors à une ligne d'impédance purement réactive (inductive ou capacitive).

Quand les pertes de puissance réactive Q_L sont négatives, la ligne fournit de la puissance réactive au réseau.

II.4.2 Résolution dès équation de l'écoulement de puissance :

II.4.2.1 Méthode de Gauss Seidel :

La méthode de GAUSS-SEIDEL est l'une des plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance ou généralement pour la résolution d'un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires. Cette méthode consiste à enlever séquentiellement

chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres nœuds :

Pour un système à plusieurs variables, la méthode de Gauss-Seidel utilise, à chaque itération, la valeur la plus récente calculée.

Y_{ii} : est l'élément diagonal de la matrice admittance relatif au nœud « i », et est égal à la somme de toutes les admittances élémentaires et shunt aboutissant à ce nœud.

Y_{ij} : est l'élément non diagonal de la matrice admittance, relatif à la liaison « i-j », et est égal à l'admittance élémentaire de cette liaison précédée du signe (-)

y_{ij} " : Susceptance.

$$Y_{ii} = \sum_{i \neq j}^n y_{ij} + \sum_{j=1}^n \frac{y_{ij}''}{2} \quad (II. 11)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad i \neq j \quad (II. 12)$$

Ou encore le processus d'itération de Gauss Seidel :

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{(P_i - jQ_i)}{V_i^{*k}} + \sum_{i=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{k+1} + \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^k \right] \quad (II. 13)$$

Pour les expressions des puissances actives et réactives, elles sont calculées à partir des deux expressions ci-après respectivement.

$$P_i^{k+1} = \Re \left[V_i^{*k} \left[V_i^k Y_{ii} + \sum_{i=1, j \neq i}^{i-1} Y_{ij} V_j^k - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^k \right] \right] \quad (II. 14)$$

$$Q_i^{k+1} = -\Im \left[V_i^{*k} \left[V_i^k Y_{ii} + \sum_{i=1, j \neq i}^{i-1} Y_{ij} V_j^k - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^k \right] \right] \quad (II. 15)$$

II.4.2.1.1 Méthode de Gauss Seidel avec accélération :

La méthode de GAUSS-SEIDEL avec accélération utilise le même processus que celle de GAUSS-SEIDEL sans accélération sauf que la valeur calculée sera accélérée avant d'être introduite dans le calcul de la valeur suivante. La valeur accélérée est calculée à partir de l'expression suivante :

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \alpha \times \Delta V_i^{k+1} \quad (II. 16)$$

On calcule ΔV_i^{k+1} après chaque itération en utilisant l'expression suivante :

$$\Delta V_i^{k+1} = V_i^{k+1} - V_i^k \quad (II. 17)$$

Les calculs s'arrêtent lorsque la condition suivante est vérifiée :

$$|\Delta V_i^{k+1}| \leq \varepsilon \quad (II. 18)$$

Le coefficient α est dit « coefficient d'accélération de convergence », et prend généralement la valeur 1,7

Algorithme de Gauss Seidel [33] :

1^{ere} Etape :

Formation de la matrice admittance $[Y]$

2^{eme} Etape :

Estimation des valeurs initiales des tensions nodales $V_i(0) = 1$ avec $i = 1, \dots, n$

3^{eme} Etape :

Calcul itératif des tensions pour chaque nœud suivant la relation : (II.13).

On calcul l'écart entre les valeurs d'une même tension trouvé aux itérations suivantes la relation : (II.17)

On introduit le facteur d'accélération α pour réduire le nombre d'itérations la relation : (II.16).

4^{eme} Etape :

Une fois le test de convergence est vérifié ($\text{Max}|\Delta V_i^{k+1}| \leq \varepsilon$) les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues, on calcule :

Les puissances transitées :

$$S_{ij}^* = V_i^*(V_i - V_j)y_{ij} + V_i * V_i \frac{y_{ij}}{2} \quad (\text{II.19})$$

Les pertes dans les lignes :

$$S_{Lij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (\text{II.20})$$

Les pertes :

$$S_L = \sum_{i=1}^n S_{Lij} \quad (\text{II.21})$$

Si non aller à l'étape 3.

II.4.2.2 Méthode De Newton-Raphson :

Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul importantes.

Recopions les équations (II.1), (II.6) et (II.7) Nous savons que :

$$V_i = |V_i|(\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (\text{II.22})$$

Après développement de Piet Qien série de Taylor premier ordre (II.23) et (II.24) sont :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = p_i^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \right) \Delta \delta_2^{(0)} + \dots \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} + \Delta |\delta_n|^{(0)} + \dots \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \Delta |V_2|^{(0)} \end{array} \right. \quad (II.23)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_i = q_i^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \right) \Delta \delta_2^{(0)} + \dots \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} + \Delta |\delta_n|^{(0)} + \dots \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \Delta |V_2|^{(0)} \end{array} \right. \quad (II.24)$$

A partir de la relation de $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$:

Avec

$$\begin{cases} \Delta P_i^{(0)} = P_i - p_i^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} = Q_i - q_i^{(0)} \end{cases} \quad (II.25)$$

C'est un système d'équations non linéaires. La puissance active P_i et la puissance réactive Q_i sont connues et la tension V_i est inconnue pour tous les jeux de barres excepté le jeu de barre de référence, où la tension est spécifiée et fixée. Ainsi, ce sont $2(n-1)$ équations à résoudre pour trouver la solution de transfert de charges.

La méthode de Newton-Raphson exige que les équations non linéaires soient formées d'expressions liant les puissances et les composantes de la tension. Ceci se traduit par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \dots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \dots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \\ \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \dots \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta |V_2|^{(0)} \\ \dots \\ \Delta |V_n|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (II.26)$$

Où le dernier jeu de barre est le jeu de barre de référence. La forme de la matrice est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (II.27)$$

Ou encore :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (II.28)$$

On rappelle que :

$$\Delta \delta^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)} \quad (II.29)$$

$$|V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \quad (II.30)$$

L'adaptation (II.28) avec (II.30) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(k)} \\ |V_i|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (\text{II.31})$$

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(k)} \\ |V_i|^{(k)} \end{bmatrix} + |J^{(k)}|^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

En remplaçant l'expression de l'équation (II.28) dans l'équation ci-dessus on aura :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = |J| \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

Avec

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{II.34})$$

J1, J2, J3 et J4 Les éléments du Jacobéenne.

Le Jacobien J1 :

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|\bar{V}_i| \sum_{j=1, j \neq i}^n |\bar{V}_j| [B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{II.35})$$

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = -|\bar{V}_i| |\bar{V}_k| [-B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) - G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (\text{II.36})$$

Le Jacobien J2 :

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_i|} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |\bar{V}_j| [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] + 2|\bar{V}_i| G_{ii} \quad (\text{II.37})$$

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| [B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (\text{II.38})$$

Le Jacobien J3 :

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -|\bar{V}_i| \sum_{j=1, j \neq i}^n |\bar{V}_j| [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (\text{II.39})$$

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = |\bar{V}_i| |\bar{V}_k| [-B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (II.40)$$

Le Jacobien J4 :

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_j|} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |\bar{V}_j| [-B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] + 2|\bar{V}_i| B_{ij} \quad (II.41)$$

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_i|} = |\bar{V}_i| [-B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) - G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (II.42)$$

Le test de convergence de la méthode s'effectue comme suit :

ΔP_i et ΔQ_i sont les variations respectives des puissances actives et réactives du nœud (i) définies par :

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_{isp} - P_{ical} \\ \Delta Q_i = Q_{isp} - Q_{ical} \end{cases} \quad (II.43)$$

Avec :

P_{isp} : Puissance active spécifiée ;

P_{ical} : Puissance active calculée ;

Q_{isp} : Puissance réactive spécifiée ;

Q_{ical} : Puissance réactive calculée ;

Le passage d'une itération vers l'autre se fait à partir des ajustements suivants :

$$\begin{cases} \delta^{(k+1)} = \delta^{(k)} + \Delta \delta^{(k)} \\ |V^{(k+1)}| = |V^{(k)}| + \Delta |V^{(k)}| \end{cases} \quad (II.44)$$

Où :

k : est le nombre d'itérations.

- **Algorithme de Newton -Rafeson :**

1ere Etape :

Introduction des données du réseau ;

Détermination de la matrice admittance ;

Les puissances actives et réactives des charges du réseau sont données dans le tableau de planification.

2emeEtape :

Calcul des puissances actives P_i et réactives Q_i pour $i=1$ à $(n-1)$, à l'exception du nœud de référence.

3eme Etape :

Puisque les valeurs des puissances planifiées sont données par le tableau de planification, on peut calculer les variations de puissance telles que :

$$\left. \begin{array}{l} \Delta P_i^{(k)} = P_{isp} - P_{ical}^{(k)} \\ \Delta Q_i^{(k)} = Q_{isp} - Q_{ical}^{(k)} \end{array} \right\} \quad (\text{II.45})$$

Où :

(k) numéro d'itération,

P_{isp} Q_{isp} Puissances spécifiée.

P_{ical} Q_{ical} Puissances calculées.

4eme Etape :

On détermine la variation maximale pour les variations des puissances $\text{Max}\Delta P_{isp}$ et $\text{Max}\Delta Q_{isp}$

5eme Etape :

On procède à un test de convergence pour le max de variations des puissances. Si une de ces deux valeurs est supérieure à une certaine tolérance (ε) on passe au calcul du jacobien (J).

6eme Etape :

On se retrouve avec un système d'équations non linéaires dont la résolution peut être faite par la matrice inverse ou par des méthodes itératives. Les corrections sur les composantes des tensions sont déterminées pour chaque nœud.

$$\left. \begin{array}{l} \{\Delta\delta\} \\ \{\Delta|V|\} \end{array} \right\} = J^{-1} \left\{ \begin{array}{l} \{\Delta P\} \\ \{\Delta Q\} \end{array} \right\} \quad (\text{II.46})$$

7eme Etape :

Les corrections sur les tensions sont utilisées pour déterminer les nouvelles estimations des tensions nodales comme suit :

$$\left. \begin{array}{l} \delta^{(i+1)} = \delta^{(i)} + \Delta\delta^{(i)} \\ |V^{(i+1)}| = |V^{(i)}| + \Delta|V^{(i)}| \end{array} \right\} \quad (\text{II.47})$$

8eme Etape :

Les nouvelles valeurs des tensions V_i et θ_i sont remplacées dans les formules des puissances et on revient à l'étape (3) pour refaire le processus itératif. La fin du processus itératif se fait lorsque les variations des puissances à savoir : et deviennent inférieures à la précision ε .

II.4.2.3 Méthode de balayage avant et arrière (Forward/Backward Sweep Method)

Le déroulement des algorithmes de balayage avant et arrière se fait en deux phases :

— Un balayage arrière (Backward sweep) est essentiellement appliqué pour déterminer les courants et/ou les puissances transitées dans les branches ;

— Par contre, un balayage avant (Forward sweep) est effectué pour calculer les tensions des jeux de barre du réseau à partir de la tension du poste source ; situé généralement au nœud 1 jusqu'aux jeux de barres terminaux de toutes les lignes du réseau.[33]

Avantages de la méthode [34]

- Très bien adaptée aux réseaux radiaux et faiblement maillés.
- Convergence rapide même pour des réseaux de grande taille.
- Implémentation simple et peu gourmande en mémoire.
- Supporte facilement les charges variables et les configurations déséquilibrées.

II.4.2.3.1 Algorithme de la méthode

On considère deux nœuds i et $i + 1$ d'un réseau de distribution reliés par une branche i , de résistance R_i et d'une réactance X_i , comme illustré sur la figure II-2

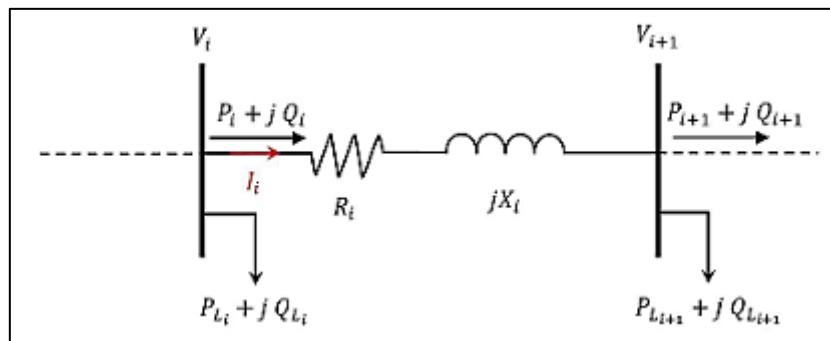


Figure II.3. Représentation de deux nœuds d'un réseau de distribution

a) Calcul des tensions des nœuds

Les puissances actives et réactives qui transitent du nœud i vers le nœud $i + 1$ dans la branche i peuvent être calculées par balayage arrière comme suit :

$$P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \quad (\text{II.48})$$

$$Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V^2_{i+1}} \quad (\text{II.49})$$

Avec :

- P_i, Q_i sont les puissances actives et réactive qui transitent dans la branche i ;
- P_{L_i}, Q_{L_i} sont les puissances active et réactive de la charge au nœud i.

Le courant qui circule dans la branche i vaut :

$$I_i = \frac{|V_i| \angle \delta_i - |V_{i+1}| \angle \delta_{i+1}}{R_i + j X_i} \quad (\text{II.50})$$

Ou encore :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - j Q_i}{|V_i| \angle -\delta_i} \quad (\text{II.51})$$

En égalisant les équations (II.50) et (II.51), on obtient :

$$\frac{|V_i| \angle \delta_i - |V_{i+1}| \angle \delta_{i+1}}{R_i + j X_i} = \frac{P_i + j Q_i}{|V_i| \angle \delta_i} \quad (\text{II.52})$$

$$|V_i|^2 - |V_i| |V_{i+1}| \angle (\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i R_i + Q_i X_i) - j(Q_i R_i - P_i X_i) \quad (\text{II.53})$$

En séparant les deux parties réelles et imaginaires, on obtient :

$$|V_i| |V_{i+1}| \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = |V_i|^2 - (P_i R_i + Q_i X_i) \quad (\text{II.54})$$

$$|V_i| |V_{i+1}| \sin(\delta_{i+1} - \delta_i) = Q_i R_i + P_i X_i + Q_i R_i - P_i X_i \quad (\text{II.55})$$

La somme des carrés des équations (II.54) et (II.55) donne :

$$|V^2_i| |V^2_{i+1}| = [|V^2_i| - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (\text{II.56})$$

$$|V^2_i| |V^2_{i+1}| = |V^4_i| - 2|V^2_i|(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i^2 + Q_i^2) + (R_i^2 + X_i^2) \quad (\text{II.57})$$

Donc, l'amplitude de la tension au nœud i + 1 vaut :

$$|V_{i+1}| = \sqrt{|V^2_i| - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{(P_i^2 + Q_i^2) + (R_i^2 + X_i^2)}{|V^2_i|}} \quad (\text{II.58})$$

L'angle δ_{i+1} de la tension V_{i+1} peut être obtenu en divisant l'équation (II.55) sur l'équation (II.54) :

$$\tan(\delta_{i+1} - \delta_i) = \frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{|V^2_i| - (P_i R_i + Q_i X_i)} \quad (\text{II.59})$$

Par conséquent :

$$\delta_{i+1} = \delta_i + \arctan \left[\frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{|V^2_i| - (P_i R_i + Q_i X_i)} \right] \quad (\text{II.60})$$

Autrement, la tension V_{i+1} peut être calculer à partir de la loi de Kirchhoff (loi de maille) comme suit :

$$|V_{i+1}| \angle \delta_{i+1} = V_i \angle \delta_i - (R_i + jX_i) I_i \angle \theta_i \quad (\text{II.61})$$

Les différents algorithmes de balayage avant et arrière peuvent être classés en deux groupes selon le calcul de la tension des nœuds :

- Les algorithmes basés sur les lois de Kirchhoff : les tensions de tous les nœuds du réseau se calculent en utilisant l'équation (II.61). Le courant de branche est calculé pendant la phase de balayage arrière ;
- Les algorithmes basés sur l'équation quadratique : dans ces cas les tensions se déduisent à partir de l'équation (II.58). Les puissances actives et réactives transitées dans les branches se calculent lors de la phase de balayage arrière.

b) Calcul des courants et des puissances transitées

Deux méthodes sont décrites pour identifier le type des nœuds :

-Méthode de comparaison : Pour identifier les différents types de nœuds, à partir des données du réseaux on procède à la comparaison des tous les nœuds d'arrivée aux nœuds de départ et en comptabilise ainsi le nombre d'égalité Neq . Si :

- $Neq = 0$: le nœud i est lié avec une seule branche et considéré comme un nœud terminal
- $Neq = 1$: le nœud i est lié avec un deux branches et constitue donc un nœud intermédiaire ;
- $Neq > 1$: le nœud i est un nœud commun et il est lié avec au moins trois branches.

Méthode de comparaison : Afin d'identifier le type des nœuds, une matrice M est conçue à partir de la configuration du réseau de distribution étudié.

Pour un réseau de distribution à $nbus$ nœuds, la matrice M est de dimensions $(nbus, nbus - 1)$.

Les lignes i de la matrice M correspondent aux nœuds de départ et les colonnes représentent les nœuds d'arrivés. Les éléments de la matrice sont soit 0 ou 1, tels que :

- Si une branche entre un nœud de départ i et un nœud d'arrivé j existe, donc :

$$M(i, j) = 1$$

- Sinon, dans le cas où la branche n'existe pas :

$$M(i, j) = 0$$

Le type du nœud i est défini selon le nombre d'éléments non nuls $N_{neqn}(i)$ (égales à 1) de la ligne i de la matrice M :

- Si $N_{neqn}(i) = 0$, le nœud i est un nœud terminal ;
- Si $N_{neqn}(i) = 1$, le nœud i représente un nœud intermédiaire ;
- Si $N_{neqn}(i) > 1$, dans ce cas le nœud i est un nœud commun.

A l'issu de procédure d'identification du type de nœuds, les trois vecteurs ci-dessous sont définis :

- Vecteur de nœuds terminaux ;
- Vecteur de nœuds intermédiaires ;
- Vecteur de nœuds communs.

c) Identification et formation des lignes

La procédure à suivre pour former les lignes du réseau est décrite selon le type de la ligne.

- **Ligne principale** : la ligne principale est constituée du premier nœud terminal et de tous les nœuds situés en aval de celui-ci et cela jusqu'au nœuds 1 qui est le nœud de référence.

- **Ligne latérale** : pour construire les lignes latérales, on procède comme suit :

- Déterminer les nœuds de la ligne principale qui appartiennent au vecteur des nœuds communs. Ce qui nous donne le nombre de lignes latérales Nll ;

- Chacun de ces nœuds représente un nœud de départ d'une ligne latérale. Tous les nœuds situés entre ce nœud de départ et le prochain nœud terminal sont les nœuds de la ligne latérale. Ainsi, toutes les lignes latérales sont formées.

- **Ligne sous-latérale** : on détermine d'abord les nœuds communs qui appartiennent aux lignes latérales que je j'appellerai nœuds commun latérale. Cela nous permettra d'avoir le nombre de lignes sous-latérales $Nlsl$. Ensuite, chaque ligne sous-latérale contient les nœuds compris entre le nœuds commun latérale et le prochain nœud terminal ;

- **Ligne mineure** : On définit les nœuds commun appartenant aux lignes sous-latérales. Le nombre de ces nœuds représente le nombre de lignes mineurs Nlm . Une ligne mineure est formée des nœuds compris entre le nœud commun sous- latérale et le nœud terminal qui suit.

d) Courants et puissances transitées dans des branches

- **Les branches de la ligne mineure** : le courant qui circule dans la branche i d'une ligne mineure j ainsi que les puissances active et réactive qui y transitent sont exprimés par :

Pour les Nlm lignes mineur et $\forall 1 \leq j \leq Nlm$

$$I_i \begin{cases} I_{Li+1}, & i = JBt_{lmj} \\ I_{i+1} + I_{Li+1}, & j b2_{lm} - 1 \leq i \leq JBt_{lmj} - 1 \end{cases} \quad (\text{II.62})$$

$$P_i = \begin{cases} P_{L_{i+1}} + R_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} & i = JBt_{lmj} \\ (P_{i+1} + P_{L_{i+1}}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})}{V_{i+1}^2} & j b2_{lm} - 1 \leq i \leq JBt_{lmj} - 1 \end{cases} \quad (\text{II.63})$$

$$Q_i = \begin{cases} Q_{L_{i+1}} + X_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} & i = JBt_{lmj} \\ (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})}{V_{i+1}^2} & j b2_{lm} - 1 \leq i \leq JBt_{lmj} - 1 \end{cases} \quad (\text{II.64})$$

Où :

- $JB2_{lmj}$ est le deuxième nœud de la ligne mineure j.
- JBt_{lmj} est le nœud terminale de la ligne mineure j.

Le courant qui circule dans la première branche de la ligne mineure j et les puissances qui y transitent (c'est à dire $i = JB2_{lmj} - 1$) sont posés égales à :

$$\begin{cases} I_i = I_{lmj} \\ P_i = P_{lmj} \quad 1 \leq j \leq N_{lm} \\ Q_i = Q_{lmj} \end{cases} \quad (\text{II.65})$$

- **Les branches de la ligne sous-latérale :** le courant qui circulent dans la branche i d'une ligne sous-latérale j ainsi que les puissances active et réactive qui y transitent sont exprimés par :

Pour les N_{lsl} lignes sous-latérales et $\forall 1 \leq j \leq N_{lsl}$

$$I_i = \begin{cases} I_{L_{i+1}} & i = JBt_{lslj} \\ I_{i+1} + I_{L_{i+1}} & JB2_{lslj} - 1 \leq JBt_{lslj} - 1, i \neq JBD_{lmk} - 1 \quad \forall 1 \leq k \leq N_{lm} \\ I_{i+1} + I_{L_{i+1}} + \sum I_{lmk} & JB2_{lslj} - 1 \leq JBt_{lslj} - 1, i \neq JBD_{lmk} - 1 \quad \forall 1 \leq k \leq N_{lm} \end{cases} \quad (\text{II.66})$$

Pour $i = JBt_{lslj}$:

$$\begin{cases} I_i = I_{L_{i+1}} \\ P_i = P_{L_{i+1}} + R_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = Q_{L_{i+1}} + X_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.67})$$

Pour $JB2_{lslj} - 1 \leq i \leq JBt_{lslj} - 1, i \neq JBD_{lmk} - 1 \quad \forall 1 \leq k \leq N_{lm}$:

$$\begin{cases} I_i = I_{i+1} + I_{L_{i+1}} \\ P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.68})$$

Pour $JB2_{lslj} - 1 \leq i \leq JBt_{lslj} - 1, i \neq JBD_{lmk} - 1 \quad \forall 1 \leq k \leq N_{lm}$:

$$\begin{cases} I_i = I_{i+1} + I_{L_{i+1}} + \sum I_{lmk} \\ P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lmk}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lmk})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lmk})^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lmk}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lmk})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lmk})^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.69})$$

Où :

- $JB2_{lslj}$ est le deuxième nœud de la ligne sous-latérale j ;
- JBt_{lslj} est le nœud terminale de la ligne mineure j.

- JBD_{lmk} est le nœud de départ de la ligne mineure k.

Le courant qui circule dans la première branche de la ligne sous-latérale j et les puissances qui y transitent

$$\begin{cases} I_i = I_{lst} \\ P_i = P_{lst} \quad 1 \leq j \leq N_{lsl} \\ Q_i = Q_{lst} \end{cases} \quad (\text{II.70})$$

- Les branches de la ligne latérale :

Pour les N_{ll} lignes latérales et $\forall 1 \leq j \leq N_{ll}$ Pour i = JBt_{lj} :

$$\begin{cases} I_i = I_{L_{i+1}} \\ P_i = P_{L_{i+1}} + R_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = Q_{L_{i+1}} + X_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.71})$$

Pour $JB2_{lj} - 1 \leq i \leq JBt_{lj} - 1$, i = $JBD_{lslk} - 1$ $\forall 1 \leq k \leq N_{lsl}$

$$\begin{cases} I_i = I_{i+1} + I_{L_{i+1}} \\ P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.72})$$

Pour $JB2_{lj} - 1 \leq i \leq JBt_{lj} - 1$, i = $JBD_{lslk} - 1$ $\forall 1 \leq k \leq N_{lsl}$

$$\begin{cases} I_i = I_{i+1} + I_{L_{i+1}} + \sum I_{lslk} \\ P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lmk}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lmk})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lslk})^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lslk}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lslk})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lslk})^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.73})$$

Où :

- $JB2_{lj}$ est le deuxième nœud de la ligne latérale j ;
- JBt_{lj} est le nœud terminale de la ligne latérale j.
- JBD_{lslk} est le nœud de départ de la ligne sous-latérale k.

Le courant qui circule dans la première branche de la ligne latérale j et les puissances qui y transitent.

$$\begin{cases} I_i = I_{uj} \\ P_i = P_{uj} \\ Q_i = Q_{uj} \end{cases} \quad 1 \leq j \leq N_u \quad (\text{II.74})$$

- Les branches de la ligne principale :

Pour $i = JBt_{lp}$:

$$\begin{cases} I_i = I_{L_{i+1}} \\ P_i = P_{L_{i+1}} + R_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = Q_{L_{i+1}} + X_i \frac{P_{L_{i+1}}^2 + Q_{L_{i+1}}^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.75})$$

Pour $1 \leq i \leq JBt_{lp} - 1, i \neq JBD_{lj} - 1 \forall 1 \leq j \leq N_{ll}$:

$$\begin{cases} I_i = I_{i+1} + I_{L_{i+1}} \\ P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.76})$$

Pour $1 \leq i \leq JBt_{lp} - 1, i \neq JBD_{lj} - 1 \forall 1 \leq j \leq N_{ll}$:

$$\begin{cases} I_i = I_{i+1} + I_{L_{i+1}} + \sum I_{lslk} \\ P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lmk}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lslk})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lslk})^2}{V_{i+1}^2} \\ Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lslk}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}} + \sum P_{lslk})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}} + \sum Q_{lslk})^2}{V_{i+1}^2} \end{cases} \quad (\text{II.77})$$

Où :

- JBt_{lp} est le nœud terminale de la ligne principale.
- JBD_{lj} est le nœud de départ de la ligne latérale j .

II.4.2.4 Méthode DLF de calcul d'écoulement de puissance

a) Principe de la méthode

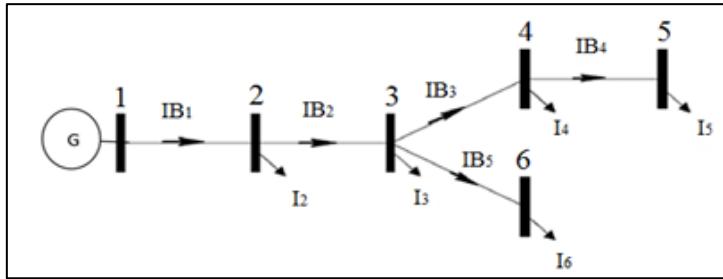
Cette méthode est basée sur la construction de deux matrices, la matrice [BIBC] qui représente le rapport entre les courants injectés à l'accès charge et les courants des branches et la matrice [BCBV] qui représente le rapport entre les courants des branches et les tensions d'accès [35]

Cette méthode exploite la structure topologique du réseau, son algorithme est basé sur la construction de deux matrices dérivées :

- La matrice BIBC.
- La matrice BCBV.

b) Construction de la matrice [BIBC]

Pour illustrer cette méthode, nous avons utilisé le réseau de distribution simple [37]



Les courants des branches peuvent être obtenus en appliquant les lois de Kirchhoff au réseau de distribution. Les courants des branches peuvent être exprimés en fonction des courants de charges

$$\begin{aligned}\overline{IB_1} &= \overline{I_2} + \overline{I_3} + \overline{I_4} + \overline{I_5} + \overline{I_6} \\ \overline{IB_2} &= \overline{I_3} + \overline{I_4} + \overline{I_5} \\ \overline{IB_3} &= \overline{I_4} \\ \overline{IB_4} &= \overline{I_5} \\ \overline{IB_5} &= \overline{I_6}\end{aligned}\quad (\text{II.78})$$

Par conséquent, le rapport entre les courants injectés aux nœuds et les courants des segments peuvent être exprimé comme suit :

$$\begin{bmatrix} \overline{IB_1} \\ \overline{IB_2} \\ \overline{IB_3} \\ \overline{IB_4} \\ \overline{IB_5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{I_2} \\ \overline{I_3} \\ \overline{I_4} \\ \overline{I_5} \\ \overline{I_6} \end{bmatrix} \quad (\text{II.79})$$

L'équation (II.79) peut être réécrite sous la forme générale :

$$[\overline{IB}] = [BIBC][\overline{I}] \quad (\text{II.80})$$

Où :

$[\overline{IB}]$: Vecteur des courants de segments de dimension m ;

$[\overline{I}]$: Vecteur des courants de charges (injectés) de dimension $(n - 1)$;

[BIBC]: Matrice reliant les courants de segments avec les courants de charges, elle est de dimension $(n-1) \times m$. m et n : représentent respectivement le nombre de segments et de nœuds. La matrice [BIBC] est une matrice triangulaire supérieure, qui contient que des zéros et des (+1) seulement. Elle est calculée comme suit :

- Étape 1a. Pour un réseau de distribution avec (m) segments et (n) nœuds, la dimension de la matrice [BIBC] est $((n-1) \times m)$;

- Étape 2a. Si une ligne (B_k) est située entre deux nœuds i et j, copier la colonne i de la matrice [BIBC] à la colonne j, et mettre (+1) en position de la ligne k dans la colonne j ;
- Étape 3a. Un procédé de répétition de l'étape (2a) jusqu'à inclure tous les segments dans la matrice[BIBC].

a) Construction de la matrice [BCBV]

C'est le rapport entre les courants des segments et les tensions aux nœuds. Par exemple, les tensions aux nœuds 3 et 4 sont :[36]

$$\begin{aligned}\bar{V}_3 &= \bar{V}_2 - \bar{IB}_2 \cdot \bar{Z}_{23} \\ \bar{V}_4 &= \bar{V}_3 - \bar{IB}_3 \cdot \bar{Z}_{34}\end{aligned}\quad (\text{II.81})$$

Avec,

\bar{V}_i : Tension au nœud i ;

Z_{ij} : Impédance de la ligne entre les nœuds i et j.

La tension au nœud 4 peut être exprimée en fonction des courants de segment comme écrite dans l'expression (II.82) tel que :

$$\bar{V}_4 = \bar{V}_1 - \bar{IB}_1 \cdot \bar{Z}_{12} - \bar{IB}_2 \cdot \bar{Z}_{23} - \bar{IB}_3 \cdot \bar{Z}_{34} \quad (\text{II.82})$$

Les mêmes procédures peuvent être appliquées sur d'autres nœuds, le rapport entre les courants de segments et les tensions aux nœuds peut être exprimé par

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \\ \bar{V}_6 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \\ \bar{V}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{34} & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{34} & \bar{Z}_{45} & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 & \bar{Z}_{36} & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 & \bar{Z}_{36} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{IB}_1 \\ \bar{IB}_2 \\ \bar{IB}_3 \\ \bar{IB}_4 \\ \bar{IB}_5 \end{bmatrix} \quad (\text{II.83})$$

L'équation (II.83) peut être réécrite sous la forme générale :

$$[\Delta \bar{V}] = [BCBV] [\bar{IB}] \quad (\text{II.84})$$

Où :

$[\Delta \bar{V}]$: Vecteur des chutes de tension, de dimension $(n - 1)$;

[BCBV] : Matrice qui relie les courants de segments et les chutes de tension, de dimension $(n-1) \times m$.

La matrice[BCBV] prend comme éléments les impédances des segments, pour la construire, on suit la procédure suivante :

→ Étape 1b. Pour un réseau de distribution avec (m) segments et (n) nœuds, la dimension de la matrice [BCBV] est $((n-1) \times m)$;

→ Étape 2b. Si une ligne (B_k) est située entre deux nœuds i et j, copier la ligne du nœud i de la matrice [BCBV] à la ligne du nœud j, et mettre l'impédance de ligne Z_{ij} en position de la ligne j et de la colonne k ;

→ Étape 3b. Un procédé de répétition de l'étape (2b) jusqu'à inclure tous les segments dans la matrice[BCBV].

b) Développement de la méthode

Le développement des matrices [BIBC] et [BCBV] est basé sur la structure topologique des réseaux de distribution. En combinant les expressions (II.80) et (II.84), la relation entre les courants injectés aux nœuds et les tensions des nœuds peut être exprimée comme suit :

$$[\Delta \bar{V}] = [BCBV][BIBC][\bar{I}] = [DLF][\bar{I}] \quad (\text{II.85})$$

La solution de l'écoulement de puissances du réseau de distribution peut être obtenue par les équations itératives (II.86), (II.87) et (II.88) :

$$\bar{I}_i^k = \left(\frac{P_i + jQ_i}{\bar{V}_i^k} \right)^* \quad (\text{II.86})$$

$$[\Delta \bar{V}^{k+1}] = [DLF][\bar{I}^k] \quad (\text{II.87})$$

$$[\bar{V}^{k+1}] = [\bar{V}_i] - [\Delta \bar{V}^{k+1}] \quad (\text{II.88})$$

c) Algorithme de la méthode

Étape 1. Introduire les données de réseau ;

Étape 2. Appliquer les procédures (1a), (2a), (3a) et l'équation (II.80) pour former la matrice [BIBC] ;

Étape 3. Appliquer les procédures (1b), (2b), (3b) et l'équation (II.83) pour former la matrice [BCBV];

Étape 4. Appliquer l'équation (II.88) pour former la matrice[DLF];

Étape 5. Mettre le compteur d'itération k à 0 ;

Étape 6. Calculer l'écoulement de puissances en employant les équations (II.86), (II.87), (II.88).

$$\Delta \bar{S}_{ij} = \Delta \bar{P}_{ij} + j \Delta \bar{Q}_{ij} = R_{ij} \cdot (I_{ij})^2 + j X_{ij} \cdot (I_{ij})^2 \quad (\text{II.89})$$

Étape 7. Tester la convergence pour le calcul de l'erreur max (I I) i distingue deux cas

➤ Si $\max_i (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|) > \xi$ (la tolérance), aller à l'étape (8)

➤ Si $i \max (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|) < \xi$; (la tolérance), aller à l'étape (9) ;

Étape 8. Itération k = k + 1, aller à l'étape 6 ;

Étape 9. Imprimer les résultats.

II.5 Calcul des courants de défaut dans le réseau

Le calcul des courants de défaut est une étape cruciale dans la conception des réseaux électriques. Il permet d'analyser les effets des différents types de défauts et de dimensionner les protections pour assurer la sécurité, la protection des équipements et la continuité de service

II.5.1 Méthodes de calcul

Le calcul des courts-circuits repose sur différentes méthodes permettant de déterminer les courants et tensions dans le réseau en cas de défaut. Parmi les principales approches, on trouve :

- Méthode des impédances
- Méthode des composants symétrique

II.5.1.1 Méthode des impédances

La méthode des impédances permet de calculer avec une bonne précision tous les courants de court-circuit triphasés. La méthodologie de calcul basé sur trouver l'impédance équivalente au point de défaut.[38]

❖ Impédance de transformateur ZT

En général l'impédance équivalente d'un transformateur de puissance est calculée par les formules suivantes :

$$\left. \begin{array}{l} Z_T = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T)^2} \\ R_T = \frac{\Delta P_{cc} \times U_n^2}{1000 \times S_n^2} \\ Z_T = \frac{\Delta U_{cc\%} \times U_n^2}{1000 \times S_n} \end{array} \right\} \quad (\text{II.90})$$

R_T : résistance de transformateur en Ω

X_T : réactance de transformateur en Ω .

ΔP_{cc} : les pertes de court-circuit.

❖ Impédance d'alternateur ZG

En général l'impédance équivalente d'un alternateur est calculée par les formules suivantes :

$$\left. \begin{array}{l} R_G = 0 \\ Z_G = X_G = \frac{\Delta U(\%) \times U_{nG}^2}{100 \times S_{nG}} \end{array} \right\} \quad (\text{II.91})$$

R_G : résistance d'alternateur en Ω

X_G : réactance d'alternateur en Ω

❖ Impédance d'une liaison électrique (ligne aérienne, câble)

En général l'impédance équivalente d'un système énergétique est calculée par les formules suivantes :

$$\left. \begin{array}{l} Z_R = \sqrt{R_R^2 + X_R^2} \\ R_R = R_0 \times L \\ X_R = X_0 \times L \end{array} \right\} \quad (\text{II.92})$$

R_R : Résistance de réseau en Ω .

X_R : Réactance de réseau en Ω .

R_0 : Résistance linéique en Ω / Km .

X_0 : Réactance linéique en Ω / Km .

L : Longueur de la ligne en Km

❖ Impédance d'un système énergétique

$$Z_{SY} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

S_{cc} : puissance de court-circuit à l'étage spécifié.

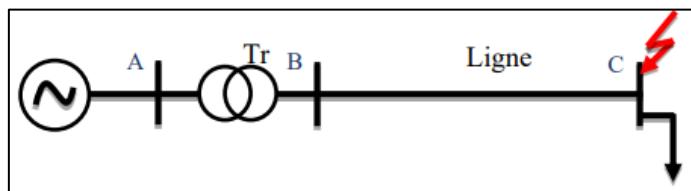


Figure II.4. Schéma unifilaire du réseau

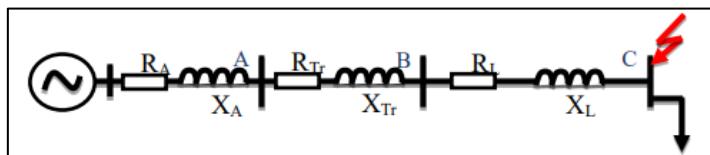


Figure II.5. Schéma des impédances des éléments du réseau

$$\left. \begin{array}{l} R_{eq} = R_A + R_T + R_L \\ X_{eq} = X_A + X_T + X_L \end{array} \right\} \quad (\text{II.93})$$

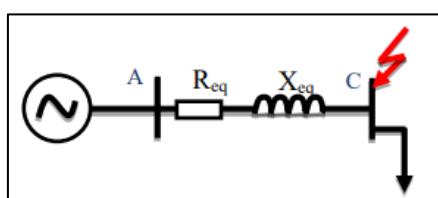


Figure II.6. Schéma équivalent

Le courant de court-circuit au point de défaut est calculé par la relation suivante

$$I_{cc} = \frac{Un}{\sqrt{3} * Z_{eq}} \quad (\text{II.94})$$

II.5.1.2 Méthode des composantes symétriques

Le calcul des courants de court-circuit se divise en deux catégories : le calcul des courants de court-circuit asymétrique et celui des courants de court-circuit symétrique. Dans le cas des courants asymétriques, il est difficile de déterminer directement le courant de court-circuit, car les paramètres du réseau (tension et courant) deviennent asymétriques dans ces conditions. La méthode couramment employée consiste alors à décomposer ce système asymétrique en s'appuyant sur le théorème de superposition, qui stipule que tout système asymétrique peut être remplacé par trois systèmes symétriques : le système direct, le système inverse et le système homopolaire.[39]

En revanche, pour le calcul des courants de court-circuit symétriques, aucune difficulté particulière n'est rencontrée. Le courant de court-circuit est simplement déterminé à partir du schéma équivalent de la composante du réseau.

II.5.1.2.1 Étude des courts-circuits dans un réseau électrique

Les équations basées sur les composantes symétriques lors d'un court-circuit sont établies à partir des valeurs de tension et de courant mesurées au point de défaut. Ces valeurs sont alors exprimées selon les composantes symétriques.

Les formules standards permettant de calculer les courants de court-circuit sont présentées ci-après. La phase (a) est choisie comme phase de référence. Les symboles V^1 , V^2 et V^0 représentent respectivement les tensions des trois composantes (positive, négative et homopolaire) au point de court-circuit. De même, les symboles I^1 , I^2 et I^0 désignent les courants correspondants de ces composantes. [40]

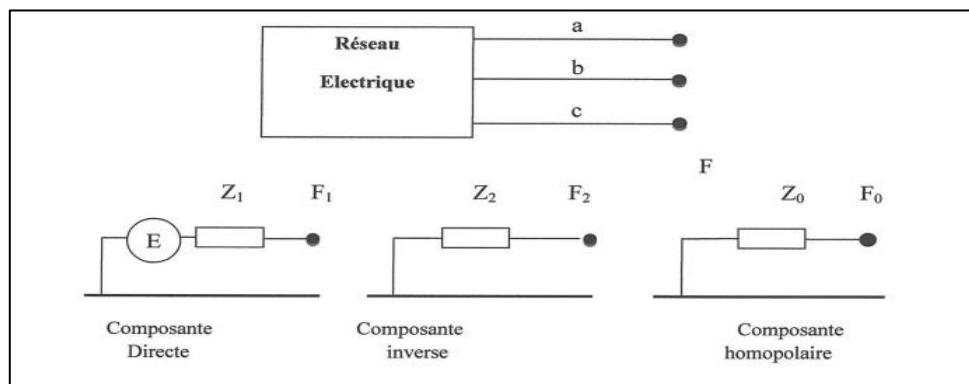


Figure II.7. Composantes symétriques

II.5.1.2.2 Expression des impédances des systèmes directe, inverse et homopolaire

1) Pour les lignes et câbles :

On adopte généralement les formules suivantes :

- Lignes de transport et de répartition :

$$Z^1 = j0.42/km \quad (\text{II.95})$$

- Lignes de distribution (section S en mm², supposée en almélec) :

$$Z^1 = \left(\frac{33}{S} + j0.36\right)/km \quad (\text{II.96})$$

- Et pour les deux cas :

$$\begin{cases} Z_2 = Z_1 \\ Z_0 = 3Z_1 \end{cases} \quad (\text{II.97})$$

- Câbles de moyenne tension (en aluminium, unipolaires ou tripolaire)

$$Z^1 = \left[\frac{30}{S} + j(0.2 \text{ à } 0.3)\right]/km \quad (\text{II.98})$$

$$Z^1 = Z_1; Z_0 \text{ de l'ordre de } 3 Z_1 \quad (\text{II.99})$$

Ces valeurs ne sont données qu'à titre d'ordre de grandeur, les formules exactes étant compliquées du fait de l'action des enveloppes des câbles, et des modes de fabrication et de pose.

2) Pour les transformateurs :

Les impédances directe et inverse sont égales et peuvent être considérées comme des réactances de fuites dont les valeurs relatives sont généralement comprises entre :

- 4% (transformateur MT/HT)
- Et 07 à 13 % (transformateur MT/HT) ou même 17% exceptionnellement.

Sachant que la valeur relative est rapportée à une impédance $Z(\text{pu})$ est égale à U_n^2/P_n , P_n étant la puissance du transformateur, et que l'on désigne aussi sous le nom de puissance de court-circuit puisque c'est en valeur relative la tension primaire qui fait circuler le courant nominal secondaire en court-circuit.

L'impédance homopolaire dépend de la position du neutre par rapport à la terre et du type d'enroulement, l'impédance homopolaire vue d'un des jeux de barre (primaire, secondaire ; tertiaire) est évidemment infinie si le neutre de l'enroulement correspondant est isolé.

3) Pour les charges :

Il est nécessaire de distinguer charge active et charge passive pour les charges actives ; dans les moteurs synchrones on prend :

- Pour inductance X(pu) directe la valeur U_n^2/P_n ou comme précédemment U_n est la tension nominale et P_n est la puissance nominale
- Pour inductance inverse le tiers environ de l'inductance directe.
- Pour inductance homopolaire une valeur infinie car le neutre synchrone est toujours isolé

Les charges passives peuvent être représentées par des impédances directe et inverse (Z^1 et Z^2) purement résistantes $r = U_n^2/P_n$

En général l'influence des charges sur les courants de court-circuit est toujours faible et même dans beaucoup de cas on la néglige totalement

II.5.1.2.3 Court-circuit monophasé ($\varphi - T$)

Prenons le cas d'un court-circuit monophasé (phase-terre), illustré par la figure II.9. Les conditions qui s'appliquent au point de défaut dans cette situation sont les suivantes :

$$\begin{cases} V_a = 0 \\ I_b = I_c = 0 \end{cases} \quad (\text{II.100})$$

Cela signifie que la tension de la phase en défaut devient nulle, tandis que les courants dans les deux autres phases restent inexistant au point de court-circuit.

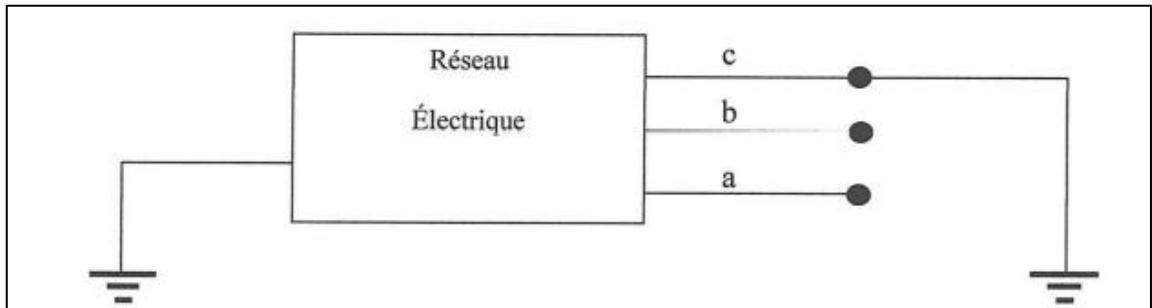


Figure II.8. Court-circuit monophasé

On a pour les I^{120} au point de défaut:

$$\begin{cases} I^1 = \frac{E}{Z^1 + Z^2 + Z^0} \\ I^2 = I^1 \\ I^0 = I^1 \end{cases} \quad (\text{II.101})$$

Et pour les courants de phase I^{abc} au point de défaut :

$$\begin{cases} I^{abc} = T * = I^{120} \\ I^a = I^1 + I^2 + I^0 = \frac{3E}{Z^1 + Z^2 + Z^0} \\ I^b = a^2 I^1 + a I^2 + I^0 = 0 \\ I^c = a I^1 + a^2 I^2 + I^0 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.102})$$

Et pour les tensions V^{120} au point de défaut :

$$\begin{cases} V^1 = E - Z^1 I^1 \\ V^2 = -Z^2 I^2 \\ V^0 = -Z^0 I^0 \end{cases} \quad (\text{II.103})$$

Et pour les tensions de phase V^{abc} au point de défaut:

$$\begin{cases} V^a = V^1 + V^2 + V^0 \\ V^b = a^2 V^1 + a V^2 + V^0 \\ V^c = a V^1 + a^2 V^2 + V^0 \end{cases} \quad (\text{II.104})$$

Avec :

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Ou $a = e^{j120^\circ} = e^{\frac{j2\pi}{3}}$

II.5.1.2.4 Court-circuit biphasé :

Considérons le cas d'un court-circuit biphasé entre les phases **b** et **c**, illustré par la figure II.10. Les conditions à respecter au point de défaut pour ce type de court-circuit sont les suivantes :

$$\begin{cases} I_a = 0 \\ I_b + I_c = 0 \\ V_b = V_c \end{cases} \quad (\text{II.105})$$

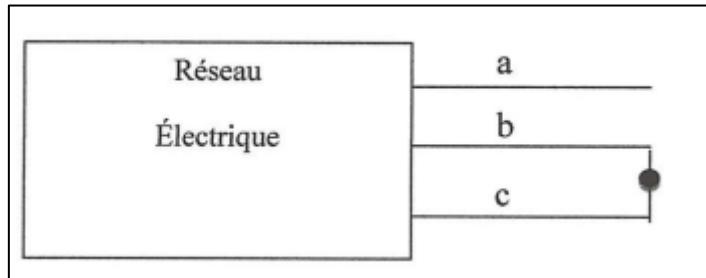


Figure II.9. Court-circuit biphasé (b-c) non à la terre

On a pour les I^{120° au point de défaut:

$$\begin{cases} I^1 = \frac{E}{Z^1 + Z^2} \\ I^2 = \frac{-E}{Z^2 + Z^0} \\ I^0 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.106})$$

Et pour les courants de phase I^{abc} au point de défaut :

$$\begin{cases} I^{abc} = T * I^{120^\circ} \\ I^a = I^1 + I^2 + I^0 = 0 \\ I^b = a^2 I^1 + a I^2 + I^0 = \frac{-j\sqrt{3}E}{Z_1 + Z_2} \\ I^c = a I^1 + a^2 I^2 + I^0 = \frac{j\sqrt{3}E}{Z_1 + Z_2} \end{cases} \quad (\text{II.107})$$

Car $a^2 - a = -j\sqrt{3}$

Et pour les tensions V^{120° au point de défaut :

$$\begin{cases} V^1 = E - Z^1 I^1 = \frac{Z_2 E}{Z_1 + Z_2} \\ V^2 = -Z^2 I^2 = \frac{Z_2 E}{Z_1 + Z_2} \\ V^0 = -Z^0 I^0 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.108})$$

Et pour les tensions de phase V^{abc} au point de défaut:

$$\begin{cases} V^{abc} = T * V^{120} \\ V^a = V^1 + V^2 + V^0 \\ V^b = a^2 V^1 + a V^2 + V^0 \\ V^c = a V^1 + a^2 V^2 + V^0 \end{cases} \quad (\text{II.109})$$

II.5.1.2.5 Court-circuit biphasé la terre

Considérons un court-circuit biphasé à la terre représentée par la figure II.11. condition de court-circuit au point de défaut sont :

$$\begin{cases} I^a = 0 \\ V^a = V^c = 0 \end{cases} \quad (\text{II.110})$$

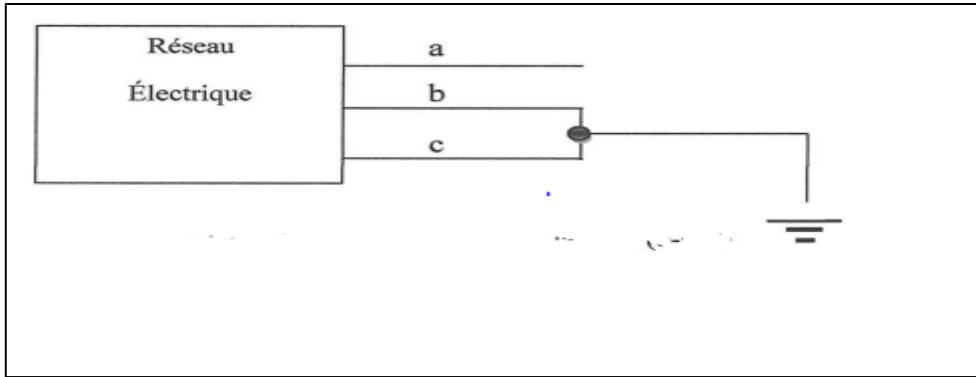


Figure II.10. Court-circuit biphasé a la terre (b-c-T)

On a pour les I^{120} au point de défaut:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta = Z^1 Z^2 + Z^1 Z^0 + Z^2 Z^0 \\ I^1 = \frac{Z^2 + Z^0}{\Delta} E \\ I^2 = \frac{-Z^0}{\Delta} E \\ I^0 = \frac{-Z^2}{\Delta} E \end{array} \right. \quad (\text{II.111})$$

Et pour les courants de phase I^{abc} au point de défaut :

$$\begin{cases} I^{abc} = T * I^{120} \\ I^a = I^1 + I^2 + I^0 \\ I^b = a^2 I^1 + a I^2 + I^0 \\ I^c = a I^1 + a^2 I^2 + I^0 \end{cases} \quad (\text{II.112})$$

Et pour les tensions V^{120} au point de défaut :

$$\begin{cases} V^1 = E - Z^1 I^1 \\ V^2 = -Z^2 I^2 \\ V^0 = -Z^0 I^0 \end{cases} \quad (\text{II.113})$$

Et pour les tensions de phase V^{abc} au point de défaut:

$$\begin{cases} V^{abc} = T * V^{120} \\ V^a = V^1 + V^2 + V^0 \\ V^b = a^2 V^1 + a V^2 + V^0 \\ V^c = a V^1 + a^2 V^2 + V^0 \end{cases} \quad (\text{II.114})$$

II.5.1.2.6 Court-circuit triphasé

Considérons premièrement un court-circuit triphasé nom à la terre représentée par la figure II.12 donc les conditions de court-circuit au point de défaut sont :

$$\begin{cases} V^1 = V^2 = V^0 = 0 \\ V^a + V^b + V^c = 0 \end{cases} \quad (\text{II.115})$$

On remplace dans (II.117) la composante symétrique aura :

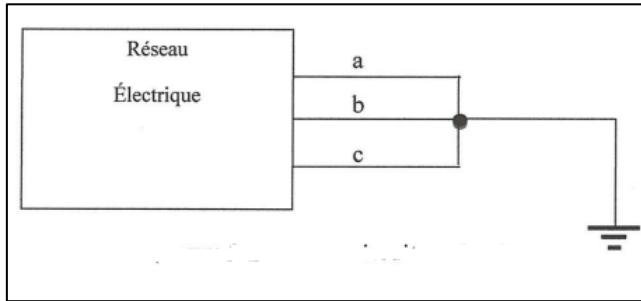


Figure II.11. Court-circuit triphasé

On a pour les I^{120} aux point de défaut :

$$\begin{cases} I^1 = \frac{E}{Z^1} \\ I^2 = 0 \\ I^0 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.116})$$

Et pour les courants de phase I^{abc} aux point de défaut :

$$\begin{cases} I^{abc} = T * I^{120} \\ I^a = I^1 \\ I^b = a^2 I^1 \\ I^c = a I^1 \end{cases} \quad (\text{II.117})$$

Et pour les tensions V^{120} aux point de défaut :

$$\begin{cases} V^1 = E - Z^1 I^1 \\ V^2 = -Z^2 I^2 \\ V^0 = Z^0 I^0 \end{cases} \quad (\text{II.118})$$

Et pour les tensions de phase V^{abc} au point de défaut :

$$\begin{cases} V^{abc} = T * V^{120} \\ V^a = V^1 + V^2 + V^0 \\ V^b = a^2 V^1 + a V^2 + V^0 \\ V^c = a V^1 + a^2 V^2 + V^0 \end{cases} \quad (\text{II.119})$$

II.5.1.2.7 Résumé des formules des composantes symétrique

Les composantes symétriques des courants de court-circuit pour quatre cas de court-circuit sont regroupées dans les tableaux (II-1), (II-2)

Pour les tensions les composantes symétriques aux points de défaut sont déterminées à partir de :

$$\begin{pmatrix} V_1 = E - I_1 Z^1 \\ V_2 = -I_2 Z^2 \\ V_0 = -I_0 Z^0 \end{pmatrix} \quad (\text{II.120})$$

Les résultats sont résumés dans les tableaux (II-3), (II-4)

Tableau II.1. Formules des courants pour les composantes symétriques

Type de défaut	I ¹	I ²	I ⁰
Monophasé terre (a-T)	$\frac{E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$	$\frac{E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$	$\frac{E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$
Biphasé(b-c)	$\frac{E}{Z^1 + Z^2}$	$\frac{-E}{Z^1 + Z^2}$	0
Biphasé a la terre(b-c-T)	$\frac{(Z^2 + Z^0)E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$	$\frac{-Z^0 E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$	$\frac{-Z^2 E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$
Triphasé (a-b-c ou a-b-c-T)	$\frac{E}{Z^1}$	0	0

Tableau II.2. Formules des courants de phase

Type de défaut	I ^a	I ^b	I ^c
Monophasé terre (a-T)	$\frac{3E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$	0	0
Biphasé(b-c)	0	$\frac{-j\sqrt{3}E}{Z^1 + Z^2}$	$\frac{j\sqrt{3}E}{Z^1 + Z^2}$
Biphasé a la terre(b-c-T)	0	$\frac{-j\sqrt{3}(Z^0 - aZ^2)E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$	$\frac{-j\sqrt{3}(Z^0 - a^2 Z^2)E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$
Triphasé (a-b-c ou a-b-c-T)	$\frac{E}{Z^1}$	$\frac{a^2 E}{Z^1}$	$\frac{aE}{Z^1}$

Tableau II.3. Formules des tensions des composante symétrique

Type de défaut	V ¹	V ²	V ⁰
Monophasé terre (a-T)	$\frac{E(Z^2 + Z^0)}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$	$\frac{-Z^2 E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$	$\frac{-Z^0 E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$
Biphasé(b-c)	$\frac{Z^2 E}{Z^1 + Z^2}$	$\frac{Z^2 E}{Z^1 + Z^2}$	0
Biphasé a la terre(b-c-T)	$\frac{Z^2 Z^0 E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$	$\frac{Z^2 Z^0 E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$	$\frac{Z^2 Z^0 E}{Z^1 Z^2 + Z^2 Z^0 + Z^1 Z^0}$
Triphasé (a-b-c ou a-b-c-T)	0	0	0

Tableau II.4. Formules des tensions de phase

Type de défaut	V ^a	V ^b	V ^c
Monophasé terre	0	$\frac{[(a^2 - a)Z^2 + (a^2 - 1)Z^0]E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$	$\frac{[(a - a^2)Z^2 + (a - 1)Z^0]E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$
Biphasé(b-c)	$\frac{2Z^2E}{Z^1 + Z^2 + Z^0}$	$\frac{-Z^2E}{Z^1 + Z^2}$	$\frac{-Z^2E}{Z^1 + Z^2}$
Biphasé terre	$\frac{3Z_2Z_0E}{Z^1Z^2 + Z^2Z^0 + Z^1Z^0}$	0	0
Triphasé	0	0	0

II.6 Conclusion :

Dans ce chapitre, les méthodes d'analyse de l'écoulement de puissance et de calcul des courants de défaut ont été exposées. Les différentes approches appliquées aux réseaux radiaux de distribution ont été détaillées et comparées. Ces études théoriques constituent une étape indispensable avant de passer à la simulation numérique qui permettra, dans le chapitre suivant, de vérifier et de valider les résultats obtenus par calcul.

Chapitre III :

Simulation et interprétation des résultats

III.1 Introduction

Ce dernier chapitre est consacré à la mise en œuvre pratique des méthodes d'analyse théorique développées dans les chapitres précédents, à travers des simulations numériques et la réalisation d'outils de calcul spécifiques. En complément des simulations classiques, des programmes ont été développés sous **Python**, qui s'impose ces dernières années comme l'un des langages les plus utilisés dans le domaine du calcul scientifique et de la modélisation des systèmes électriques, grâce à sa souplesse, sa richesse bibliothécaire et sa facilité d'intégration avec des outils d'analyse de données et de visualisation.

Ces outils ont permis d'implémenter et de comparer quatre méthodes de calcul de l'écoulement de puissance, d'évaluer les chutes de tension et de déterminer les courants de défaut dans un réseau de distribution électrique.

Après une présentation détaillée du réseau étudié et du plan de travail adopté, ce chapitre expose les différentes simulations et calculs réalisés. L'objectif principal est d'interpréter et de comparer les résultats obtenus, d'évaluer la performance et la précision des différentes méthodes de calcul, et d'analyser le comportement du réseau face à diverses situations de fonctionnement normal et en conditions de défaut.

Par ailleurs, ce travail permet de démontrer l'intérêt et la pertinence des outils développés sous Python pour le diagnostic et la gestion des réseaux de distribution. Les résultats issus de ces analyses seront discutés et exploités afin de dégager les principales tendances et de valider les approches proposées

III.2 Aperçu du Langage de Programmation Python

Le Python est un langage de programmation de haut niveau, interprété et à usage général, créé à la fin des années 1980 par **Guido van Rossum** et dont la première version officielle a été publiée en 1991. Python est reconnu pour sa **syntaxe claire, concise et proche du langage humain**, ce qui facilite sa lecture, son écriture et sa maintenance, même pour les débutants.[41]

Python est un langage **multi-paradigme**, prenant en charge plusieurs styles de programmation, notamment la **programmation impérative, orientée objet, et fonctionnelle**. Il est également extensible et permet une intégration aisée avec d'autres langages tels que C, C++, Java ou encore Fortran.[42]

Doté d'une riche **bibliothèque standard** et de nombreux modules externes disponibles via le gestionnaire de paquets **pip**, Python est largement utilisé dans divers domaines tels que :

- Le développement web (avec des frameworks comme Django et Flask),
- La simulation et le calcul scientifique (avec des bibliothèques telles que NumPy, SciPy et Matplotlib),
- L'analyse et le traitement de données (pandas, seaborn),
- L'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique (TensorFlow, PyTorch, scikit-learn),

- L'automatisation et le scripting système.

Sa **portabilité** (présent sur Windows, Linux et macOS) et la vitalité de sa **communauté open source** contribuent également à sa popularité mondiale.[41]

Aujourd'hui, Python est classé parmi les langages de programmation les plus utilisés dans le monde, aussi bien dans l'industrie que dans le milieu académique et la recherche scientifique, notamment pour le développement d'applications numériques et la simulation dans les réseaux électriques et systèmes complexes.[42]

III.3 Présentation du réseau étudié

Le réseau choisi dans ce travail est un réseau de distribution IEEE 33 nœuds présenté dans la figure (III.1).

a) Caractéristiques du réseau :

Les caractéristiques du réseau sont données comme suit :

- Nombre de nœud : 33 ;
- Nombre de segments : 32 ;
- Nœud de référence : Nœud N°1 ;
- Tension de base : 12.66 kV
- Puissance de base : 10MVA
- Impédance de transformateur : $Z_t=0.016 + j0.080 \Omega$

b. Les données du réseau IEEE 33 :

Les données du réseau (lignes et charges) sont résumées dans les tableaux (III.1) et (III.2).

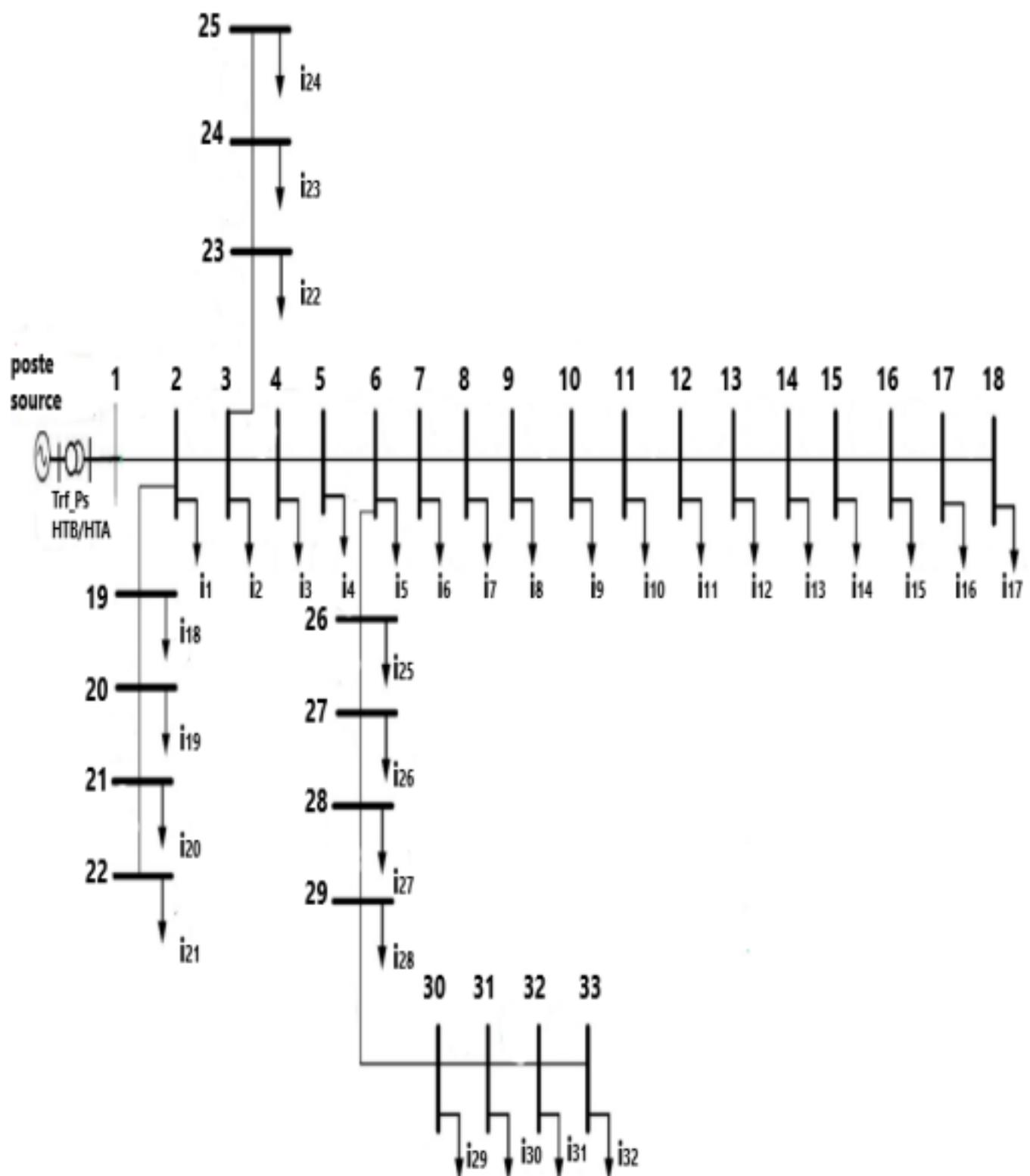


Figure III.1. Schéma unifilaire du réseau de distribution étudié

Tableau III.1. Données des lignes du réseau IEEE 33 noeuds

Branche N°	Nœud de Départ	Départ Nœud d'arrivée)	Resistance (Ω)	Réactance (Ω)
1	1	2	0.0922	0.0470
2	2	3	0.4930	0.2511
3	3	4	0.3660	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7114	0.2351
8	8	9	1.0300	0.7400
9	9	10	1.0440	0.7400
10	10	11	0.1966	0.0650
11	11	12	0.3744	0.1238
12	12	13	1.4680	1.1550
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5910	0.5260
15	15	16	0.7463	0.5450
16	16	17	1.2890	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5740
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3554
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3083
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8960	0.7011
25	6	26	0.2030	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0590	0.9337
28	28	29	0.8042	0.7006
29	29	30	0.5075	0.2585
30	30	31	0.9744	0.9630
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3410	0.5302

Tableau III.2. Donnée des charges du réseau IEEE 33 nœuds

Nœud d'arrivée N°	Puissances actives (kW)	Puissances réactives (kVAr)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

III.4 Plan de travail

Cette étude sur le réseau de distribution électrique est structurée en trois étapes principales : **L'ensemble des outils de calcul a été réalisé sous Python :**

1. **Simulation de l'écoulement de puissance et de chute de tension** : les programmes ont été réalisées sous python et la simulation en régime permanent pour analyser la répartition des puissances et les niveaux de tension aux différents points du réseau a été appliquée au réseau IEEE33. Trois méthodes de calcul ont été utilisées et comparées :
 - o **Méthode de Newton-Raphson**
 - o **Méthode de balayage avant-arrière (Forward/Backward Sweep)**
 - o **Méthode DLF (Direct Load Flow)**
2. **Simulation des scénarios de défaut** : La simulation de courts-circuits triphasés, biphasés et monophasés à la terre ont été effectué sur les nœuds 2 et 16 du réseau. La simulation permet de calculer des courants de défaut et analyse de leur impact sur les tensions et les intensités.
3. **Analyse et validation des résultats** : les résultats des simulations ont été comparés entre les modèles en même et avec les calculs théoriques afin de valider la fiabilité des modèles et la précision des méthodes appliquées.

III.5 Ecoulement de puissance et chute de tension du réseau IEEE33

Un calcul d'écoulement de puissance a été réalisé sur le réseau test IEEE à 33 nœuds (figure III.1) en utilisant trois méthodes distinctes :

- **La méthode de Newton-Raphson (NR)** : cette méthode nécessite au préalable le calcul de la matrice d'admittance nodale **Ybus** du réseau.
- **La méthode de Balayage Avant et Arrière (BAA)** : pour son application, il est impératif d'identifier la topologie du réseau ainsi que les relations entre les nœuds et les branches, informations organisées dans le tableau III.3.
- **La méthode basée sur la matrice DLF (Distribution Load Flow)** : elle nécessite dans un premier temps le calcul des matrices **BIBC** (Bus Injection to Branch Current) et **BCBV** (Branch Current to Bus Voltage), indispensables à la résolution du système.

Les résultats obtenus pour les trois méthodes sont présentés et comparés dans les figures III.2 à III.6.

Tableau III.3. Identification de la topologie de réseau IEEE33

JB de référence	1
JB terminaux	18 ,22 ,25 ,33
JB intermédiaire	1 ,4 ,5 ,6 ,7 ,8 ,9 ,10 ,11 ,12 ,13 ,14 ,15 ,16 ,17 ,19 ,20 ,21 23 ,24 ,26 ,27 ,28 ,29 ,30 ,31 ,32
JB communs	2 ,3 ,6
Ligne principale	1 ,2 ,3 ,4 ,5 ,6 ,7 ,8 ,9 ,10 ,11 ,12 ,13 ,14 ,15 ,16 ,17
Lignes latérales	2 ,19 ,20 ,21 ,22
	3 ,23 ,24 ,25
	6 ,26 ,27 ,28 ,29 ,30 ,31 ,32 ,33

III.5.1 Courants transités dans les branches

Les Courants transités calculées par les trois méthodes (Newton-Raphson) (balayage avant-arrière) (Méthode DLF (Direct Load Flow) sont représentés dans le tableau III-4 et la figure III-2

Tableau III.4 : Courants transités dans les branches

			Méthode de NEWTON RAPHSON	Méthode de balayage avant et arrière	Méthode de DLF
N° du branche	Nœud de départ	Nœud d'arrivée	Courant transité(pu)	Courant transité(pu)	Courant transité(pu)
1	1	2	0.4054-0.1502j	0.3715-0.23j	0.3672-0.2281j
2	2	3	0.3570-0.1267j	0.3255-0.208j	0.3235-0.2072j
3	3	4	0.2481-0.1775j	0.2235-0.159j	0.2249-0.1598j
4	4	5	0.2352-0.1689j	0.2115-0.151j	0.2133-0.1521j
5	5	6	0.2288-0.1657j	0.2055-0.148j	0.2075-0.1492j
6	6	7	0.1190-0.05755j	0.1075-0.051j	0.1079-0.0517j
7	7	8	0.0972-0.04649j	0.0875-0.041j	0.0881-0.0417j
8	8	9	0.0753—0.0354j	0.0675-0.031j	0.0683-0.0318j
9	9	10	0.0686-0.0331j	0.0615-0.029j	0.0623-0.0297j
10	10	11	0.0620-0.0308j	0.0555-0.027j	0.0517-0.0247j
11	11	12	0.0570-0.0275j	0.051-0.024j	0.0517-0.0247j
12	12	13	0.0504-0.0235j	0.045-0.0205j	0.0457-0.021j
13	13	14	0.0437-0.0196j	0.039-0.017j	0.0396-0.017j
14	14	15	0.0303-0.0104j	0.027-0.009j	0.0275-0.009j
15	15	16	0.0236-0.0093j	0.021-0.008j	0.0214-0.008j
16	16	17	0.0168-0.0069j	0.015-0.006j	0.0153-0.006j
17	17	18	0.0101-0.0046j	0.009-0.004j	0.0092-0.0042j
18	2	19	0.0377-0.0169j	0.036-0.016j	0.0342-0.015j
19	19	20	0.0283-0.0127j	0.027-0.012j	0.0256-0.011j
20	20	21	0.0188-0.0084j	0.018-0.008j	0.0171-0.007j
21	21	22	0.0094-0.0042j	0.009-0.004j	0.0086-0.0038j
22	3	23	0.0990-0.0552j	0.093-0.045j	0.09-0.043j
23	24	24	0.0895-0.0606j	0.084-0.04j	0.0813-0.038j
24	25	25	0.0444-0.0217j	0.042-0.02j	0.0407-0.0195j
25	6	26	0.1032-0.1095j	0.092-0.095j	0.0936-0.0956j
26	26	27	0.0966-0.1032j	0.086-0.0925j	0.0877-0.0931j
27	27	28	0.0900-0.1005j	0.08-0.09j	0.0817-0.0907j
28	28	29	0.0834-0.0983j	0.074-0.088j	0.0757-0.0887j
29	29	30	0.0700-0.0905j	0.062-0.081j	0.0636-0.0817j
30	30	31	0.0473-0.0234j	0.042-0.021j	0.0428-0.0211j
31	31	32	0.0304-0.0156j	0.027-0.014j	0.0276-0.0141j
32	32	33	0.0067-0.0044j	0.006-0.004j	0.0061-0.004j

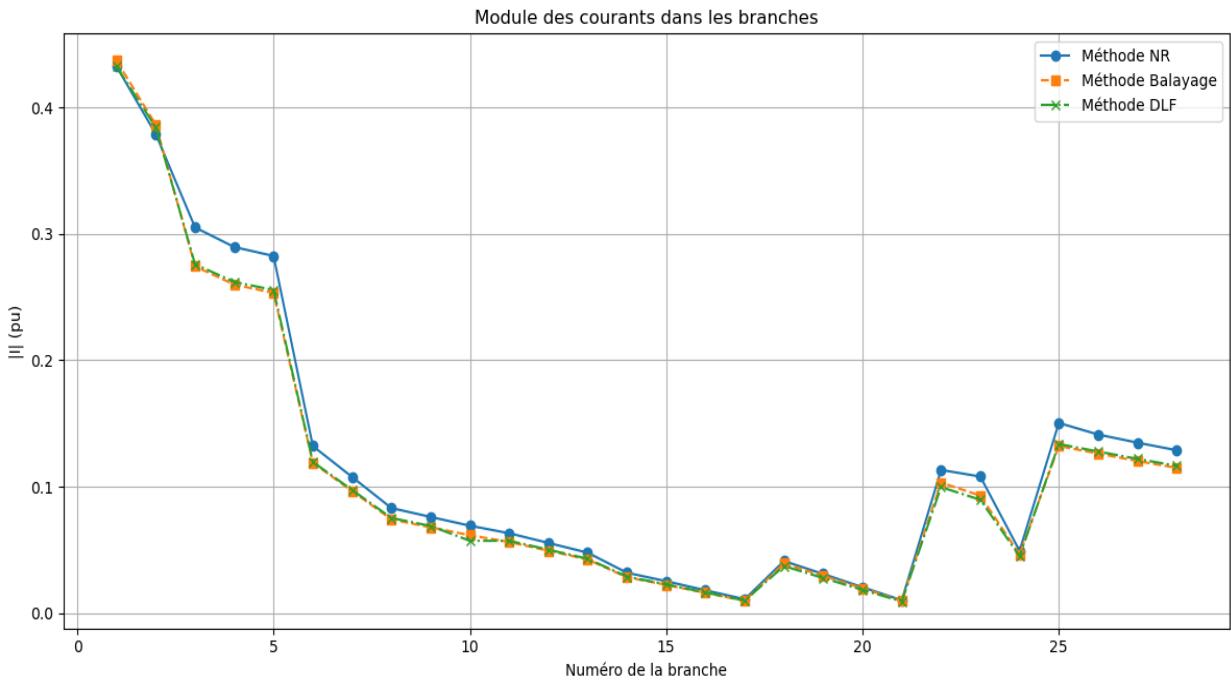


Figure III.2. Variation du module du courant transité dans les branches par méthode

➤ Commentaire sur les courants transité dans les branches

La courbe illustre la variation du courant dans les différentes branches du réseau pour trois méthodes : Newton-Raphson, Balayage Avant/Arrière et DLF.

Les premiers segments (branches 1 à 6) présentent des courants élevés, ce qui est cohérent avec leur position en amont et les charges importantes qu'ils alimentent. Au fur et à mesure que l'on progresse vers les branches aval, on observe une décroissance progressive du courant, reflétant la distribution radiale du réseau.

Des pics locaux apparaissent à partir de la branche 18, en lien avec les charges concentrées sur certaines branches latérales. Cela confirme que la topologie du réseau (structure en arbre) et la répartition des charges influencent fortement les profils de courant.

Les trois méthodes donnent des résultats très proches, avec des écarts minimes. Newton-Raphson tend à légèrement surestimer les courants sur certains segments, tandis que DLF et le Balayage Avant/Arrière montrent une excellente concordance. Cette cohérence confirme la validité des méthodes utilisées pour l'analyse des flux dans les réseaux de distribution.

III.5.2 Pertes actives et réactives dans les branches

Les pertes actives et réactives calculées par les trois méthodes sont représentées dans le tableau III-5 et les figures III-3 et III-4

Tableau III.5. Perte de puissance active et réactive dans les branches

		Méthode de NEWTON RAPHSO		Méthode de balayage avant et arrière		Méthode DLF	
Nœud de départ	Nœud d'arrivée	Perte de puissance active (10^{-3} Pu)	Perte de puissance réactive (10^{-3} Pu)	Perte de puissance active (10^{-3} Pu)	Perte de puissance réactive (10^{-3} Pu)	Perte de puissance active (10^{-3} Pu)	Perte de puissance réactive (10^{-3} Pu)
1	2	1.084	0.542	1.0982	0.5598	1.08	0.57
2	3	4.420	2.253	4.5897	2.3377	4.57	2.33
3	4	2.122	1.080	1.7180	0.8749	1.73	0.88
4	5	1.997	1.010	1.6057	0.8178	1.62	0.82
5	6	4.080	3.521	3.2772	2.8290	3.31	2.85
6	7	0.204	0.674	0.1653	0.5465	0.16	0.55
7	8	0.515	0.170	0.4144	0.1369	0.42	0.14
8	9	0.445	0.319	0.3545	0.2547	0.36	0.26
9	10	0.379	0.268	0.3011	0.2134	0.30	0.22
10	11	0.059	0.019	0.0467	0.0154	0.05	0.02
11	12	0.093	0.030	0.0742	0.0245	0.08	0.03
12	13	0.283	0.223	0.2239	0.1762	0.23	0.18
13	14	0.077	0.102	0.0611	0.0805	0.06	0.08
14	15	0.038	0.0337	0.0298	0.0265	0.03	0.03
15	16	0.029	0.021	0.0235	0.0171	0.02	0.02
16	17	0.026	0.035	0.0209	0.0280	0.02	0.03
17	18	0.056	0.0044	0.0044	0.0034	0.004	0.003
2	19	0.017	0.016	0.015	0.015	0.02	0.01
19	20	0.090	0.081	0.0819	0.0738	0.08	0.07
20	21	0.010	0.012	0.0099	0.0115	0.001	0.01
21	22	0.0047	0.0062	0.0042	0.0056	0.004	0.01
3	23	0.362	0.247	0.3004	0.2053	0.29	0.20
24	24	0.451	0.387	0.4849	0.3829	0.47	0.37
25	25	0.136	0.107	0.1209	0.0946	0.12	0.09
6	26	0.277	0.142	0.2215	0.1128	0.23	0.11
26	27	0.353	0.179	0.2828	0.1440	0.29	0.14
27	28	1.204	1.062	0.9580	0.8447	0.98	0.85
28	29	0.834	0.726	0.6633	0.5778	0.68	0.58
29	30	0.415	0.211	0.3294	0.1678	0.34	0.17
30	31	0.169	0.167	0.1340	0.1324	0.14	0.13
31	32	0.022	0.026	0.0179	0.0208	0.02	0.02
32	33	0.0014	0.0021	0.0011	0.0017	0.001	0.001

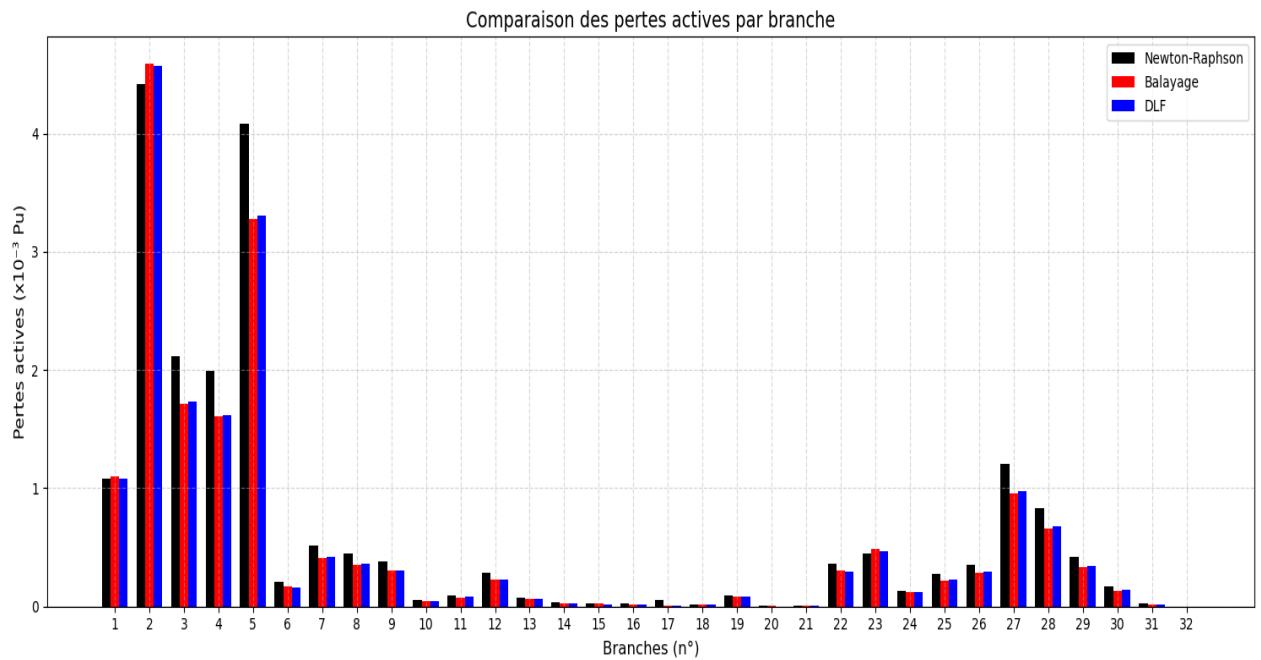


Figure III.3. Comparaison des pertes de puissance active dans les branches par méthode

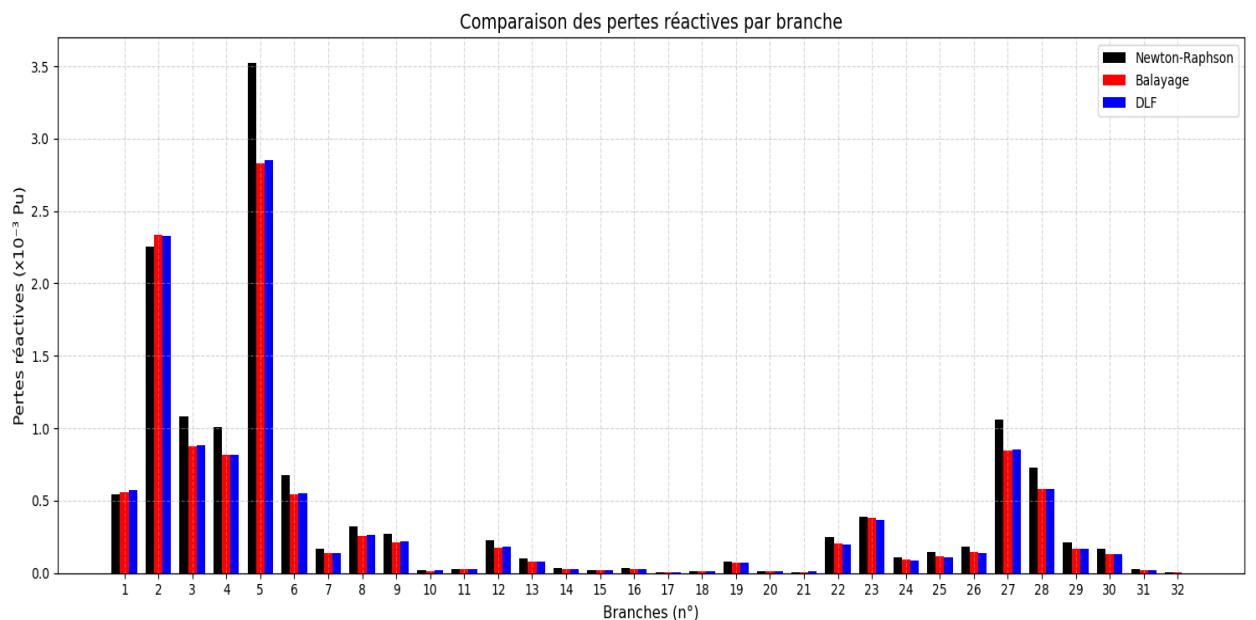


Figure III.4. Comparaison des pertes de puissance réactive dans les branches par méthode

➤ Observations générales :

1. Répartition des pertes actives

- Les pertes actives (figure III.3) sont **concentrées dans les premières branches** (branches 2 à 5), proches de la source, ce qui est **physiquement cohérent** car ces lignes supportent la **somme des charges aval** et donc des **courants plus élevés**.
- À partir de la branche 6, les pertes diminuent nettement, signe d'une **répartition normale des charges** dans le réseau radial.

- On remarque également un second groupe de pertes non négligeables autour des branches **26 à 29**, probablement en raison de la structure radiale du réseau et de la présence de charges localisées en bout de ligne.

2. Répartition des pertes réactives

- On constate que, comme pour les pertes actives, les pertes réactives sont principalement concentrées dans les branches situées en début de réseau, notamment les branches **1, 2, 3, 4 et 5**. La branche **5** en particulier présente les pertes réactives les plus élevées.
 - À partir de la branche **6**, les pertes diminuent progressivement, atteignant des valeurs très faibles à partir de la branche **10**, ce qui est cohérent avec la diminution du flux de puissance au fur et à mesure de l'éloignement de la source. Toutefois, on observe un second regroupement notable de pertes réactives aux alentours des branches **26 à 29**, ce qui traduit à nouveau l'effet de charges concentrées ou de branches fortement sollicitées dans cette partie terminale du réseau.

3. Analyse critique et interprétation :

- La concentration des pertes en amont (branches 2 à 5) s'explique par la **loi de Joule ($P = I^2R$)** : les **courants élevés** y provoquent mécaniquement plus de pertes.
- L'**effet capacitif est négligé**, ce qui est raisonnable dans un réseau de distribution **basse ou moyenne tension**.
- L'écart entre les méthodes est **plus marqué** là où les courants sont élevés, car c'est là que les **modèles de calcul divergents** impactent plus les résultats.

III.5.3 Calcule des chutes de tension

Les chutes de tensions calculées par les trois méthodes sont représentés dans le tableau III-6 et la figure III-5

Tableau III.6. Chute de tension dans les branches

N° du branches	Nœud de départ	Nœud d'arrivée	Méthode de NEWTON RAPHSON	Méthode de balayage avant et arrière	Méthode DLF
			Chute de tension (Pu)	Chute de tension (Pu)	Chute de tension (Pu)
1	1	2	0.0027	0.0028	0.0027
2	2	3	0.0157	0.0133	0.0159
3	3	4	0.0234	0.0231	0.02
4	4	5	0.0311	0.03	0.0298
5	5	6	0.0501	0.0471	0.0503
6	6	7	0.0537	0.0519	0.0503
7	7	8	0.0587	0.0564	0.0548
8	8	9	0.0652	0.0623	0.0607
9	9	10	0.0712	0.0677	0.0661
10	10	11	0.0721	0.0685	0.0669
11	11	12	0.0736	0.0699	0.0683
12	12	13	0.0800	0.0757	0.0740
13	13	14	0.0823	0.0781	0.0761
14	14	15	0.0838	0.0795	0.0775
15	15	16	0.0852	0.0808	0.0787
16	16	17	0.0873	0.083	0.0806
17	17	18	0.0879	0.0836	0.0812
18	2	19	0.0033	0.0034	0.0032
19	19	20	0.0070	0.0071	0.0056
20	20	21	0.0078	0.0079	0.0073
21	21	22	0.0084	0.0086	0.0079
22	3	23	0.0175	0.0194	0.0193
23	23	24	0.0221	0.026	0.0256
24	24	25	0.0255	0.0293	0.0287
25	6	26	0.0521	0.049	0.0488
26	26	27	0.0547	0.0515	0.0512
27	27	28	0.0665	0.0621	0.0619
28	28	29	0.0750	0.0698	0.0696
29	29	30	0.0787	0.0734	0.0729
30	30	31	0.0830	0.0774	0.0768
31	31	32	0.0839	0.0783	0.0776
32	32	33	0.0842	0.0786	0.0779

Le graphique représente l'évolution des chutes de tension par segment dans le réseau de distribution, pour trois méthodes de calcul de l'écoulement de puissance :

- **Méthode de Newton-Raphson**
- **Méthode de Balayage Avant-Arrière**
- **Méthode DLF (Direct Load Flow)**

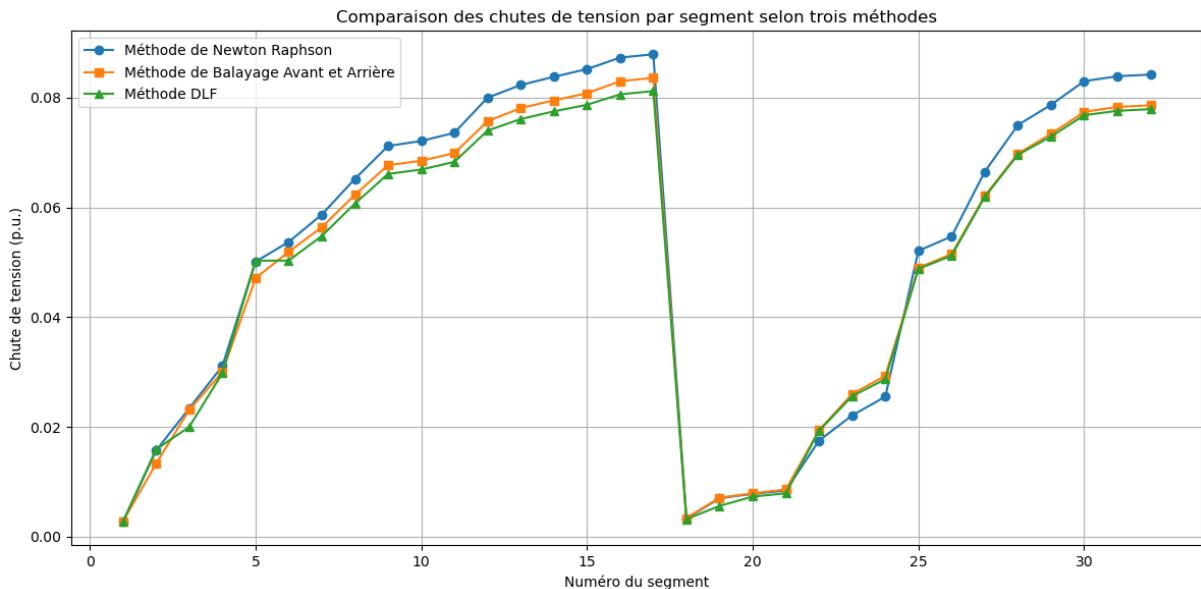


Figure III.5. Chute de tension par segment pour chaque méthode

Dans un premier temps (branches 1 à 17), on observe une **augmentation progressive** de la chute de tension. Cette évolution est conforme au comportement attendu dans une **branche principale** : la tension décroît progressivement au fur et à mesure que l'on s'éloigne du point d'alimentation principal, en raison des **pertes en ligne** (effet Joule) causées par la circulation du courant dans les conducteurs.

À partir du **segment 18**, on remarque une **baisse brutale de la chute de tension**, suivie d'une **nouvelle croissance progressive**. Cette discontinuité correspond au **passage de la branche principale vers une branche latérale**. En effet, dans un réseau arborescent, chaque branche latérale est **alimentée à partir d'un nœud intermédiaire**, et la chute de tension y est **calculée à partir de ce point de dérivation**. Ainsi, la chute de tension est **réinitialisée** localement, ce qui explique la **reprise à une valeur faible**, puis sa croissance à mesure que l'on progresse sur la branche.

Les **deux autres branches latérales** apparaissent plus loin dans la courbe (segments 23 à 25 et 26 à 33), chacune montrant un profil similaire : **redémarrage à une faible chute de tension**, puis **augmentation progressive**. Cela reflète fidèlement la structure arborescente du réseau, où chaque sous-branche suit une dynamique propre selon sa **longueur**, son **niveau de charge**, et sa **position de raccordement** sur la branche principale.

Enfin, on constate que les trois méthodes de calcul représentées (Newton-Raphson, Balayage Avant-Arrière, et DLF) donnent des **résultats très proches**, confirmant la **convergence des solutions** et la **validité des approximations** employées, notamment pour les branches latérales peu chargées.

III.5.4 Calcule des tensions dans les nœuds

Les chutes de tensions calculées par les trois méthodes (Newton-Raphson, Balayage Avant/Arrière et DLF) sont représentés dans le tableau III-7 et la figure III-6

Tableau III.7. Tensions dans les nœuds

	Méthode de NEWTON RAPHSON	Méthode de balayage avant et arrière	Méthode DLF
N° du nœud	Tension \angle angle (Pu \angle°)	Tension \angle angle (Pu \angle°)	Tension \angle angle (Pu \angle°)
1	1.06 \angle 0.00	1.06 \angle 0.00	1.06 \angle 0.00
2	1.0572 \angle -0.0003	1.0572 \angle 0.1	1.0572 \angle 0.1
3	1.0442 \angle -0.0019	1.0439 \angle 0.08	1.0439 \angle 0.08
4	1.0365 \angle -0.0008	1.0370 \angle 0.14	1.0370 \angle 0.14
5	1.0289 \angle -0.0003	1.0301 \angle 0.20	1.0301 \angle 0.20
6	1.0099 \angle -0.0013	1.0131 \angle 0.12	1.0131 \angle 0.12
7	1.0063 \angle -0.0052	1.0099 \angle --0.08	1.0098 \angle --0.08
8	1.0013 \angle -0.0046	1.0054 \angle --0.05	1.0054 \angle --0.05
9	0.9948 \angle -0.0058	0.9996 \angle --0.12	0.9996 \angle --0.12
10	0.9888 \angle -0.0069	0.9943 \angle -0.17	0.9942 \angle -0.17
11	0.9879 \angle -0.0067	0.9935 \angle -0.17	0.9934 \angle -0.17
12	0.9863 \angle -0.0065	0.9921 \angle -0.16	0.9921 \angle -0.16
13	0.98 \angle -0.0081	0.9865 \angle -0.24	0.9865 \angle -0.24
14	0.9777 \angle -0.0094	0.9844 \angle -0.31	0.9844 \angle -0.31
15	0.9762 \angle -0.0101	0.9831 \angle -0.34	0.9831 \angle -0.34
16	0.9748 \angle -0.0105	0.9819 \angle -0.36	0.9800 \angle -0.36
17	0.9727 \angle -0.0118	0.9800 \angle -0.43	0.9795 \angle -0.43
18	0.9721 \angle -0.0119	0.9795 \angle -0.43	0.9795 \angle -0.44
19	1.0567 \angle -0.0005	1.0567 \angle 0.00	1.0567 \angle 0.00
20	1.0529 \angle -0.0016	1.0531 \angle -0.06	1.0531 \angle -0.06
21	1.0522 \angle -0.0019	1.0524 \angle -0.08	1.0524 \angle -0.08
22	1.0515 \angle -0.0023	1.0518 \angle -0.10	1.0518 \angle -0.10
23	1.0425 \angle -0.0052	1.0350 \angle -0.06	1.0404 \angle 0.05
24	1.0379 \angle -0.0095	1.0286 \angle -0.14	1.0339 \angle -0.03
25	1.0345 \angle -0.0103	1.0253 \angle -0.18	1.0307 \angle -0.07
26	1.0079 \angle -0.0006	0.9927 \angle -0.12	1.0113 \angle 0.15
27	1.0052 \angle 0.0003	0.9904 \angle -0.07	1.0089 \angle 0.20
28	0.9934 \angle 0.0017	0.9798 \angle 0.01	0.9984 \angle 0.28
29	0.9849 \angle 0.0031	0.9723 \angle 0.08	0.9909 \angle 0.35
30	0.9813 \angle 0.0049	0.9690 \angle 0.17	0.9876 \angle 0.44
31	0.977 \angle 0.0034	0.9652 \angle 0.10	0.9838 \angle 0.37
32	0.9760 \angle 0.0030	0.9643 \angle 0.10	0.9829 \angle -0.35
33	0.9757 \angle 0.0029	0.9641 \angle 0.10	0.9827 \angle -0.34

La courbe représente l'évolution de la tension efficace (en pu) aux différents nœuds du réseau de distribution, calculée par les trois méthodes :

- **Méthode de Newton-Raphson**
- **Méthode de Balayage Avant-Arrière**
- **Méthode DLF (Direct Load Flow)**

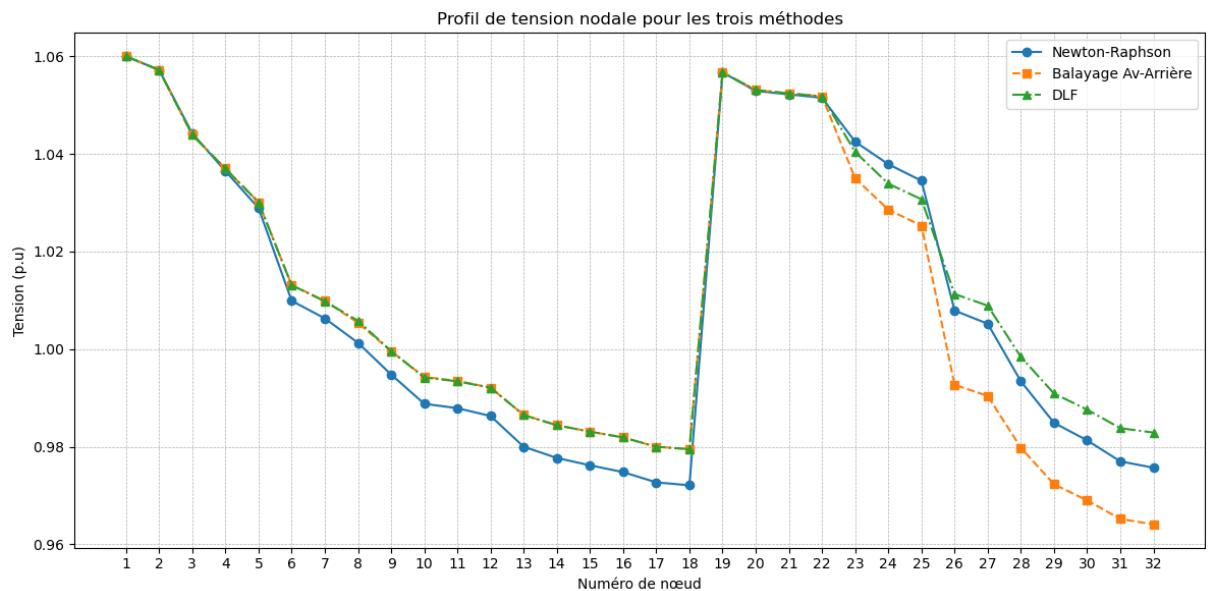


Figure III.6. Profil de tension nodale pour les trois méthodes

➤ Analyse du profil de tension nodale

Le profil de tension nodale obtenu met en évidence le comportement typique d'un réseau de distribution radial arborisant, composé d'une branche principale et de trois branches latérales. Comme attendu, la tension diminue progressivement au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la source, traduisant les effets cumulatifs des chutes de tension dues aux charges réparties sur le réseau.

La première portion de la courbe (nœuds 1 à 18) reflète la branche principale, avec une chute de tension relativement régulière. Une variation marquée de la pente entre les nœuds 18 et 19 indique le point de bifurcation vers une branche latérale, à partir duquel la tension repart légèrement à la hausse, avant de redescendre sur les extrémités. Cette rupture de profil est caractéristique des structures arborées, où plusieurs départs secondaires sont alimentés depuis un tronc principal.

La comparaison entre les trois méthodes de calcul – Newton-Raphson, Balayage Avant-Arrière et DLF (Direct Load Flow) – montre une bonne concordance générale, surtout sur la branche principale. Toutefois, des écarts apparaissent en fin de réseau, notamment pour la méthode de Balayage Avant-Arrière, qui tend à sous-estimer les tensions dans les zones les plus éloignées. En revanche, la méthode DLF présente des résultats très proches de Newton-Raphson, tout en étant mieux adaptée aux réseaux radiaux grâce à sa rapidité de convergence.

III.6 Calcul des courants de défaut

Dans le cadre de cette étude, un calcul des courants de défaut a été réalisé sur le réseau de distribution de test IEEE 33 nœuds en appliquant le programme en python utilisant la **méthode des composants symétriques**. Cette méthode permet de décomposer tout système déséquilibré en trois systèmes équilibrés fictifs : **direct, inverse** et **homopolaire**, facilitant ainsi l'analyse des différents types de défauts électriques dans un réseau.

Les défauts suivants ont été simulés et analysés :

- Défaut triphasé franc
- Défaut monophasé (phase-à-terre)
- Défaut biphasé (entre deux phases)
- Défaut biphasé-terre (entre deux phases et la terre)

Les résultats détaillés des courants et tensions pour chaque type de défaut, aux nœuds 2 et 16 du réseau, sont présentés ci-après.

III.6.1 Analyse du défaut au nœud 2

Les courants de défaut ont été calculés sur le réseau IEEE 33 nœuds en appliquant la méthode des composants symétriques. Les résultats obtenus pour les quatre types de défauts étudiés (triphasé, monophasé, biphasé et biphasé-terre) aux nœuds 2 sont présentés dans les tableaux suivants :

- Les valeurs des impédances cumulées jusqu'au nœud de défaut (2) seront :

$$Z^1=0.0068+0.0079j \text{ (pu)}$$

$$Z^2=0.0068+0.0079j \text{ (pu)}$$

$$Z^0=0.0183+0.0138j \text{ (pu)}$$

Tableau III.8. Valeurs des Courants de Défaut Symétriques en composants (1,2 et 0) au Nœud 2 selon le Type de Défaut

Type de défaut	I ¹ (réel)	I ² (réel)	I ⁰ (réel)
Défaut triphasé franc	43809.6 A $\angle -49,57^\circ$	0	0
Défaut monophasé	10498.66 A $\angle -43,02^\circ$	10498.66 A $\angle -43,02^\circ$	10498.66 A $\angle -43,02^\circ$
Défaut biphasé	21904.72A $\angle -49.57^\circ$	21904.72A $\angle 130.72^\circ$	0
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	25924.79 A $\angle -47.98^\circ$	17909.24 A $\angle 128.12^\circ$	8148.78 A $\angle 128.12^\circ$

Tableau III.9. Valeurs des Courants de Phase (a,b,c) au Nœud 2 selon le Type de Défaut

Type de défaut	I ^a (réel)	I ^b (réel)	I ^c (réel)
Défaut triphasé franc	43809.6 A $\angle -49,57^\circ$	43809.6 A $\angle -49,57^\circ$	43809.6 A $\angle -49,57^\circ$
Défaut monophasé	31495.98A $\angle -43,02^\circ$	0	0
Défaut biphasé	0	37940 A $\angle -19.57^\circ$	37940 A $\angle 50.57^\circ$
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	0	41869 A $\angle -36.27$	37744.46 A $\angle -60.98$

Tableau III.10. Valeurs des Tensions des Composantes Symétriques (1,2,0) au Nœud 2 (en pu) selon le Type de Défaut

Type de défaut	V ¹ (KV)	V ² (KV)	V ⁰ (KV)
Défaut triphasé franc	0	0	0
Défaut monophasé	9.593∠ -1.81°	3.0004∠ -174.36°	6.5477∠ 174.36°
Défaut biphasé	6.7098∠ 0.00°	6.7098∠ 0.00°	0
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	5.1754∠ -2.31°	5.1754∠ -2.31°	5.1754∠ -2.31°

Tableau III.11. Valeurs des Tensions de Phase (a,b,c) au Nœud 2 (en pu) selon le Type de Défaut

Type de défaut	V ^a (KV)	V ^b (KV)	V ^c (KV)
Défaut triphasé franc	0	0	0
Défaut monophasé	0	14.026∠ -14.20°	15.3819∠ 9.48°
Défaut biphasé	12.66∠ 0.00°	6.33∠ -60.00°	6.33∠ 60.00°
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	15.526∠ -2.31°	0	0

III.6.2 Analyse du défaut au nœud 16

Dans cette partie, les courants de défaut ont été calculés sur le réseau IEEE 33 nœuds en appliquant la méthode des composants symétriques. Les résultats obtenus pour les quatre types de défauts étudiés (triphasé, monophasé, biphasé et biphasé-terre) aux nœuds 16 sont présentés dans les tableaux suivants :

- On a les valeurs des impédances cumulées jusqu'au nœud de défaut 16 seront :

$$Z^1=0.5791+0.5021j \text{ (pu)}$$

$$Z^2=0.5791+0.5021j \text{ (pu)}$$

$$Z^0=1.7074+1.3565j \text{ (pu)}$$

Tableau III.12. Valeurs des Courants de Défaut Symétriques (1,2,0) au Nœud 16 selon le Type de Défaut

Type de défaut	I ¹ (réel)	I ² (réel)	I ⁰ (réel)
Défaut triphasé franc	595 A∠ -40.92°	0	0
Défaut monophasé	122.83 A∠ -39.48°	122.83 A∠ -39.48	122.83 A∠ -39.48
Défaut biphasé	297.50 A∠ -40.92°	297.50 A∠ 139.08°	0
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	341.95 A∠ -40.65°	253.06 A∠ 138.71°	88.95 A∠ 141.17°

Tableau III.13. Valeurs des Courants de Phase (a,b,c) au Nœud 16 selon le Type de Défaut

Type de défaut	I ^a (réel)	I ^b (réel)	I ^c (réel)
Défaut triphasé franc	595 A∠ -40.92°	595 A∠ -40.92°	595 A∠ -40.92°
Défaut monophasé	368.49 A∠ -39.48 °	0	0
Défaut biphasé	0	515.28 A∠ -10.92°	515.28 A∠ 70.92°
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	0	536.97 A∠ -25.30	527.54 A∠ 56.29°

Tableau III.14. Valeurs des Tensions des Composantes Symétriques (1,2,3) au Nœud 16 (en pu) selon le Type de Défaut

Type de défaut	V ¹ (KV)	V ² (KV)	V ⁰ (KV)
Défaut triphasé franc	0	0	0
Défaut monophasé	10.047 ∠ -0.38°	2.613 ∠ -178.56°	7.435 ∠ 178.99°
Défaut biphasé	6.33 ∠ 0.00°	0.53 ∠ 0.00°	0.00 ∠ 0.00°
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	5.384 ∠ -0.37°	5.384 ∠ -0.37°	5.384 ∠ -0.37°

Tableau III.15. Valeurs des Tensions de Phase (a,b,c) au Nœud 16 (en pu) selon le Type de Défaut

Type de défaut	V ^a (KV)	V ^b (KV)	V ^c (KV)
Défaut triphasé franc	0	0	0
Défaut monophasé	0	12.1528 ∠ -16.01°	12.1528 ∠ 14.98°
Défaut biphasé	12.66 ∠ 0.00°	6.33 ∠ -60.00°	6.33 ∠ 60.00°
Défaut biphasé terre ($\varphi - T$)	12.1528 ∠ -0.37°	0	0

➤ Commentaire sur les résultats des courants de défaut

L'étude des courants de défaut réalisée sur le réseau de test IEEE 33 nœuds à l'aide de la méthode des composants symétriques a permis de mettre en évidence le comportement du réseau face aux différents types de défauts électriques possibles : défaut triphasé franc, défaut monophasé, défaut biphasé et défaut biphasé-terre.

De manière globale, les résultats obtenus sont cohérents avec les principes théoriques de l'analyse des défauts en régime symétrique et déséquilibré, ainsi qu'avec la nature du réseau étudié.

1. Comportement des courants de défaut

- Les **courants de défaut les plus élevés** sont observés pour les défauts triphasés francs, ce qui est normal car dans ce type de défaut, l'impédance vue depuis le point de défaut est minimale.
- Les **courants de défaut diminuent progressivement lorsqu'on s'éloigne de la source**, du nœud 2 vers le nœud 16, à cause de l'impédance des lignes qui atténue les courants de court-circuit.
- La répartition des composantes symétriques est conforme aux prévisions théoriques :
 - **Défaut triphasé** : uniquement la composante directe.
 - **Défaut monophasé** : les trois composantes égales.
 - **Défaut biphasé** : composantes directe et inverse égales, homopolaire nulle.
 - **Défaut biphasé-terre** : présence d'une composante homopolaire significative.

2. Comportement des tensions

- En cas de **défaut triphasé franc**, les tensions s'effondrent à zéro au point de défaut.
- Pour les défauts asymétriques (monophasé et biphasé), la chute de tension est localisée et affecte différemment les phases, ce qui traduit bien le déséquilibre du réseau lors de ces incidents.

- Les **tensions composantes symétriques** suivent également les schémas théoriques :
 - En défaut monophasé, les trois composantes sont présentes.
 - En défaut biphasé, la composante homopolaire reste nulle sauf en présence de mise à la terre.

➤ Conclusion

En résumé, cette simulation démontre de manière fiable et cohérente l'évolution des courants et tensions en cas de défaut dans un réseau de distribution électrique. Elle confirme la pertinence de la méthode des composants symétriques pour ce type d'analyse et met en évidence l'importance de l'emplacement du défaut et du type de court-circuit sur l'intensité des courants et des déséquilibres de tension générés dans le réseau.

III.7 Conclusion

À l'issue de ce chapitre, les résultats issus à la fois des **simulations numériques** et des **outils de calcul développés sous Python** ont été présentés, analysés et comparés. Les performances du réseau de distribution ont été évaluées dans des conditions de fonctionnement normal ainsi qu'en situation de défaut, en appliquant plusieurs méthodes de calcul de l'écoulement de puissance, du courant de défaut et de la chute de tension.

Cette étude a permis de confirmer la pertinence des méthodes théoriques étudiées, de valider leur mise en œuvre numérique, et de mieux appréhender l'influence des paramètres électriques et topologiques sur le comportement global du réseau. Les résultats obtenus témoignent de l'efficacité des outils développés et de leur capacité à fournir des analyses fiables et précises.

Enfin, ce travail ouvre des perspectives intéressantes pour l'optimisation et l'automatisation de l'analyse des réseaux de distribution, notamment à travers l'intégration de fonctionnalités supplémentaires et l'adaptation de ces outils à des réseaux plus complexes et aux exigences des réseaux intelligents.

Conclusion générale

Conclusions générale

Au terme de ce travail, il ressort que la maîtrise des paramètres électriques dans les réseaux de distribution, notamment l'écoulement de puissance, la chute de tension et les courants de défaut, constitue un enjeu fondamental pour assurer la fiabilité, la continuité et la sécurité de l'alimentation électrique. Ces phénomènes, inhérents au fonctionnement des réseaux, doivent être parfaitement analysés et contrôlés afin d'éviter les déséquilibres, les surcharges et les incidents susceptibles de compromettre la qualité du service et d'endommager les équipements.

Dans la première partie de ce mémoire, nous avons rappelé les notions générales relatives aux réseaux électriques et plus particulièrement aux réseaux de distribution, en détaillant leur structure, leurs caractéristiques techniques et les principaux équipements qui les composent. La deuxième partie a été consacrée à l'étude théorique et aux différentes méthodes de calcul de l'écoulement de puissance, de la chute de tension et des courants de défaut dans un réseau de distribution, en mettant en évidence les avantages et les limites de chaque approche. Enfin, la dernière partie a permis de simuler un cas pratique de réseau de distribution et d'analyser les résultats obtenus dans diverses situations de fonctionnement et de défaut, confirmant ainsi l'importance de ces analyses pour la prise de décision et la gestion technique des réseaux.

Il convient également de souligner que la réalisation du programme de calcul sous **Python** n'a pas été une tâche facile. Elle a nécessité une compréhension approfondie des concepts théoriques abordés, une adaptation rigoureuse des méthodes de calcul aux contraintes de programmation, ainsi qu'une gestion précise des données et des structures algorithmiques. Ce travail de développement a représenté un défi technique important, notamment dans la traduction des équations et des modèles mathématiques en instructions informatiques fiables et performantes. Cependant, cette démarche s'est avérée particulièrement enrichissante, car elle a permis de mieux appréhender le comportement réel des réseaux de distribution à travers des simulations numériques personnalisées et flexibles.

Les résultats obtenus à travers cette étude démontrent qu'une bonne connaissance du comportement électrique des réseaux de distribution et l'application de méthodes d'analyse adaptées permettent d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique, de limiter les pertes d'énergie et de renforcer la sécurité des installations. Ce travail constitue ainsi une contribution utile à l'optimisation de l'exploitation des réseaux de distribution et ouvre des perspectives intéressantes pour des travaux futurs, notamment en ce qui concerne l'intégration des énergies renouvelables, la modernisation des dispositifs de protection et la mise en place de systèmes intelligents de supervision et de gestion en temps réel.

Bibliographie

1. Glover, J. D., Sarma, M. S. et Overbye, T. J., *Power System Analysis and Design*, Mémoire de fin d'études, Cengage Learning, 2011
2. Kundur, P., *Power System Stability and Control*, Mémoire de fin d'études, McGraw-Hill, 1994.
3. Grainger, J. J. et Stevenson, W. D., *Power System Analysis*, Mémoire de fin d'études, McGraw-Hill, 1994.
4. Hossain, M. J., Pota, H. R. et Akter, T., *Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards*, Mémoire de fin d'études, Springer, 2016.
5. Zimmerman, R. D., Murillo-Sánchez, C. E. et Thomas, R. J., *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*, Mémoire de fin d'études, IEEE, 2011
6. Pignati, M. et al., *Real-Time State Estimation of Active Distribution Networks: Exploiting the Modeling Flexibility of Python and Open-Source Tools*, Mémoire de fin d'études, IEEE PES ISGT, 2015.
7. Pr. ADJABI Mohamed, "Réseaux électriques", Université Badji Mokhtar Annaba, 2020.
8. Bekri, A., "Réseaux électriques", Polycopie de cours, Université de Béchar, 2023.
9. Berseneff, B., "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur", Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
10. Kouadria, S., Allaoui, T. & Belabbas, B., "Réseaux électriques", Polycopie de cours, Université Ibn Khaldoun – Tiaret, 2023.
11. Bekraoui,A .et Bellaoui, " Amélioration de la qualité d'énergie électrique du réseau BT", Mémoire de fin d'études ,Université Kasdi Merbah Ouargla, 2023.
12. Kazouz, H. & Lamri, " Simulation Et Etude De L'écoulement De Puissance Optimal Dans Un Réseau Electrique Avec L'intégration Des Sources A Energies Renouvelables ",Mémoire de fin d'études, Université de Naâma, 2024.
13. Soutou, Y., Chabane, M. & Guezoui, F., "Etude Des Protections D'un Depart Moyenne Tension", Mémoire de fin d'études, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2013.
14. Soutou, Y., Chabane, M. & Guezoui, F., "Etude Des Protections D'un Depart Moyenne Tension", Mémoire de fin d'études, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2013.
15. Hammou, A., "Optimisation de la gestion des réseaux de distribution d'électricité intégrant les énergies renouvelables", Mémoire de Magister, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB), 2019.
- 16.. Thomas, B., Adéquation Algorithme Architecture pour la gestion des réseaux électriques, Mémoire de fin d'études, Université Paris-Saclay, 2024.

17. IEC, "Shunt power capacitors of the self-healing type for a.c. systems having a rated voltage up to and including 1000 V", 2014.
18. IEC, "Electrical installations of buildings — Selection and erection of electrical equipment — Wiring systems", 2015.
19. Zellagui, M., "Chapitre 1 – Les systèmes triphasés", Université de Batna 2, (s.d.), 2023 .
20. Kazouz, H. & Lamri, "Étude et modélisation d'un réseau de distribution HTA/BT", Mémoire de fin d'études, Université de Naâma, 2024.
21. Leclercq, J., "Réseaux de distribution électrique", Cours, ENSTA Paris, (s.d.), 2008.
22. IEC, "High-voltage switchgear and controlgear", 2016.
23. Kazouz, H. & Lamri, "Étude et modélisation d'un réseau de distribution HTA/BT", Mémoire de fin d'études, Université de Naâma, 2024.
24. Draidi, A., "Répartition optimale des puissances utilisant les techniques de l'intelligence artificielle", Thèse de doctorat, Université Frères Mentouri Constantine, 2016.
25. Ould Nagi, A., "Optimisation de l'écoulement de puissance par algorithmes : AG et PSO-TVAC", Mémoire Master, Université Mohamed Khider Biskra, 2014.
26. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, "Mémoire de fin d'études", 2022.
27. Université Kasdi Merbah Ouargla, "Modèles des lignes dans le problème d'écoulement de puissance, comparaison du modèle à paramètres concentrés et du modèle à paramètres distribués", Mémoire de fin d'études, 2021.
28. Slimani, L., "Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode de colonie de fourmis", Mémoire Magister, Université de Sétif, 2006.
29. Sivanagaraju, S., Viswanatha Rao, J. & Giridhar, M., "A loop based load flow method for weakly meshed distribution network", APRN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 3, N°4, pp. 55-59, 2008.
30. Murty, P. S. R., "Power System Analysis", BS Publications, 2007.
31. Université Badji Mokhtar Annaba, "Écoulement de puissance", 2023.
32. Rahli, M., "Contribution à l'étude de la répartition optimale des puissances actives dans un réseau d'énergie électrique", Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies d'Oran (USTO), Département d'Électrotechnique, 1996.
33. Allaoua Boumediene, M., "Méthodes numériques avec MATLAB : Rappels de cours, Exemples Corrigés et Applications avec MATLAB", Université de Béchar, 2017.
34. Tinney, W. F. & Hart, C. E., "Power Flow Solution by Newton's Method", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, N°11, 1967.
35. Baran, M. E. & Wu, F. F., "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system", IEEE Transactions on Power Delivery, 1989.

36. R. M.Crici , A.P. Feltrin & I. F.Ochoa . "Power flow in four wire distribution networks, general approach ", IEEE Transactions on power systems, Vol. 18, No. 3,pp. 1283-1290, November 2003.
37. JEN-HAO TENG. " A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions " IEEE Transactions on power delivery, Vol. 18, No. 3,pp. 882-887, July 2003.
38. Crăci, R. M., Feltrin, A. P. & Ochoa, L. F., "Power flow in four wire distribution networks: general approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N°3, pp. 1283-1290, 2003.
39. Gahmousse, Y., "Planification optimale de la protection des réseaux de transport à base des relais à maximum de courant directionnel", Mémoire de fin d'études, Université Mohamed Khider Biskra, 2018.
40. Mahdad, B., "Protection des réseaux électriques", Cours, Université Mohamed Khider de Biskra, 2019.
41. Guido van Rossum et Fred L. Drake, The Python Language Reference Manual, Manuel, Network Theory Ltd, 2009.
42. Mark Lutz, Learning Python (5th Edition), Livre, O'Reilly Media, 2013.

ملخص :

تتناول هذه الأطروحة دراسة شبكات توزيع الكهرباء من خلال التركيز على ثلاثة جوانب أساسية: تدفق الطاقة، انخفاض الجهد، وتيارات الأعطال. باستخدام أدوات الحساب التي تم تطويرها في بايثون، قام المؤلفون بنمذجة السلوك الكهربائي للشبكة، استناداً بشكل خاص إلى المعايير الشعاعية.

تعرض الأطروحة الأسس النظرية وطرق الحساب (غاوس سايدل، نيوتن رافسون، المسح الأمامي الخلفي...)، بالإضافة إلى محاكاة الشبكة ونتائج التحليل التي تم الحصول عليها بفهم أفضل لتوزيع الحمل وخسائر الطاقة وتأثيرات الدائرة القصيرة، من أجل (IEEE33) القياسية تحسين أداء الشبكة وموثقتها.

الكلمات المفتاحية :

شبكات التوزيع الكهربائية، تدفق القدرة، انخفاض الجهد، تيارات الأعطال، طرق الحساب، بايثون، الشبكات الشعاعية، فقد الطاقة، طريقة حساب الأعطال (DLF) جاوس-سايدل، طريقة نيوتن-رافسون، طريقة المسح الأمامي-الخلفي، التدفق المباشر

Abstract:

This thesis deals with the study of electrical distribution networks by focusing on three essential aspects: power flow, voltage drop, and fault currents. Using calculation tools developed in Python, the authors model the electrical behavior of the network, based in particular on radial structures.

The thesis presents the theoretical foundations, the calculation methods (Gauss-Seidel, Newton-Raphson, front-back scanning...), as well as the simulation of a standard network (IEEE33). The results obtained allow a better understanding of load distribution, energy losses and short-circuit effects, in order to improve network performance and reliability.

Keywords:

Electrical Distribution Networks, Power Flow, Voltage Drop, Fault Currents, Calculation Methods, Python, Radial Networks, Power Losses, Gauss-Seidel, Newton-Raphson, Forward-Backward Sweep, Direct Load Flow (DLF), Fault Analysis.

Résumé:

Ce mémoire traite des méthodes de calcul et de l'étude des réseaux de distribution électrique en se concentrant sur trois aspects essentiels : l'écoulement de puissance, la chute de tension et les courants de défaut. À l'aide de programmes de calcul développés sous Python, le comportement électrique de réseaux , notamment sur des structures radiales, en termes d'écoulement de puissance, de niveaux de tensions, des pertes de charge et des courants de défauts ont été modélisés.

Les fondements théoriques et les méthodes de calcul (Gauss-Seidel, Newton-Raphson, balayage avant-arrière , DLF et calcul des défauts ...) ont été développées. L'étude et l'application ont porté sur la simulation d'un réseau radial standard de 33 nœuds (IEEE 33). Les résultats obtenus permettent d'évaluer et de mieux comprendre la répartition des charges, les pertes énergétiques et les effets des court-circuit, afin d'améliorer la performance et la fiabilité des réseaux

Mots clés :

Réseaux de distribution électrique, Écoulement de puissance, Chute de tension, Courants de défaut, Méthodes de calcul, Python, Réseaux radiaux, Pertes de charge, Gauss-Seidel, Newton-Raphson, Balayage avant-arrière, DLF (Direct Load Flow), Calcul des défauts.